



**MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA**

PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

NOMOR 20 TAHUN 2020

TENTANG

ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang :
- a. bahwa untuk menjamin peningkatan pemenuhan kebutuhan penyediaan tenaga listrik yang aman, andal, dan efisien, perlu penyesuaian aturan jaringan sistem tenaga listrik (*grid code*);
 - b. bahwa untuk mendorong peran pembangkit energi baru dan terbarukan dalam jaringan sistem tenaga listrik, perlu mengatur pembangkit energi baru dan terbarukan dalam aturan jaringan sistem tenaga listrik (*grid code*);
 - c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b, perlu menetapkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*);

- Mengingat :
1. Pasal 17 ayat (3) Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945;

2. Undang-Undang Nomor 39 Tahun 2008 tentang Kementerian Negara (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2008 Nomor 166, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4916);
3. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5052);
4. Undang-Undang Nomor 11 Tahun 2020 tentang Cipta Kerja (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2020 Nomor 245, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6573);
5. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 28, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5281) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 75, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5530);
6. Peraturan Presiden Nomor 68 Tahun 2015 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2015 Nomor 132) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 105 Tahun 2016 tentang Perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 68 Tahun 2015 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 289);
7. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 13 Tahun 2016 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 782);

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*).

Pasal 1

Dalam Peraturan Menteri ini yang dimaksud dengan:

1. Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) adalah serangkaian aturan, persyaratan, dan standar yang bersifat dinamis dan adaptif untuk memastikan jaringan sistem tenaga listrik yang aman, andal, dan efisien dalam memenuhi kebutuhan penyediaan tenaga listrik.
2. Sistem Tenaga Listrik adalah suatu rangkaian dalam tenaga listrik yang berfungsi untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik ke konsumen tenaga listrik.
3. Sistem Setempat adalah Sistem Tenaga Listrik Jawa, Madura, dan Bali, Sistem Tenaga Listrik Sumatera, Sistem Tenaga Listrik Sulawesi, Sistem Tenaga Listrik Kalimantan, atau Sistem Tenaga Listrik Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.
4. Menteri adalah menteri yang menyelenggarakan urusan pemerintahan di bidang energi dan sumber daya mineral.
5. Direktur Jenderal adalah direktur jenderal yang mempunyai tugas menyelenggarakan perumusan dan pelaksanaan kebijakan di bidang pembinaan, perusahaan, keteknikan, keselamatan kerja, dan lingkungan di bidang ketenagalistrikan.
6. PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) yang selanjutnya disebut PT PLN (Persero) adalah badan usaha milik negara yang didirikan berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 1994 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Umum (Perum) Listrik Negara Menjadi Perusahaan Perseroan (Persero).

Pasal 2

- (1) Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) disusun berdasarkan pengelompokan Sistem Tenaga Listrik.
- (2) Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) sebagaimana dimaksud pada ayat (1) terdiri atas:
 - a. Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Jawa, Madura, dan Bali, sebagaimana tercantum dalam Lampiran I;
 - b. Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Sumatera, sebagaimana tercantum dalam Lampiran II;
 - c. Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Sulawesi, sebagaimana tercantum dalam Lampiran III;
 - d. Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Kalimantan, sebagaimana tercantum dalam Lampiran IV; dan
 - e. Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, sebagaimana tercantum dalam Lampiran V,yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Peraturan Menteri ini.
- (3) Penjabaran mengenai Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) sebagaimana dimaksud pada ayat (2) dikeluarkan oleh Direktur Jenderal atas nama Menteri dalam bentuk keputusan.

Pasal 3

- (1) Perencanaan, penyambungan, pengembangan, dan pengoperasian pembangkit tenaga listrik dan jaringan tenaga listrik pada suatu Sistem Tenaga Listrik harus mengacu kepada Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) pada Sistem Setempat sebagaimana yang ditentukan dalam Pasal 2 ayat (2).

- (2) Dalam hal suatu Sistem Tenaga Listrik secara teknis belum dapat mengacu kepada Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) pada Sistem Setempat, Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) untuk Sistem Tenaga Listrik dimaksud dapat menggunakan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) lain yang sejenis sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 ayat (2).
- (3) Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) yang digunakan untuk Sistem Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud pada ayat (2) dikeluarkan oleh Direktur Jenderal atas nama Menteri dalam bentuk keputusan.

Pasal 4

- (1) Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 wajib ditaati oleh:
 - a. pelaku usaha penyediaan tenaga listrik atau pemakai jaringan Sistem Tenaga Listrik; dan
 - b. konsumen tenaga listrik.
- (2) Kewajiban menaati Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dicantumkan dalam dokumen perjanjian atau kontrak antara:
 - a. pelaku usaha penyediaan tenaga listrik atau pemakai jaringan Sistem Tenaga Listrik; dan/atau
 - b. konsumen tenaga listrik,
dan PT PLN (Persero).

Pasal 5

- (1) Untuk melaksanakan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2, Direktur Jenderal atas nama Menteri membentuk komite manajemen aturan jaringan.
- (2) Komite manajemen aturan jaringan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) bertugas:

- a. melakukan evaluasi atas Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) dan implementasi Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*), termasuk upaya peningkatan peran pembangkit energi baru dan terbarukan dalam jaringan Sistem Tenaga Listrik;
 - b. melakukan kajian atas usulan perubahan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) yang disampaikan oleh pelaku usaha penyediaan tenaga listrik atau pemakai jaringan Sistem Tenaga Listrik dan konsumen tenaga listrik;
 - c. membuat rekomendasi dalam hal diperlukan perubahan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*);
 - d. mempublikasikan rekomendasi perubahan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*); dan
 - e. melakukan investigasi dan membuat rekomendasi dalam penegakan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*).
- (3) Keanggotaan komite manajemen aturan jaringan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) disusun dengan ketentuan sebagai berikut:
- a. berjumlah ganjil; dan
 - b. paling sedikit 15 (lima belas) orang yang terdiri atas perwakilan dari:
 1. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
 2. PT PLN (Persero) kantor pusat;
 3. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 4. pengelola pembangkit;
 5. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
 6. pengelola distribusi PT PLN (Persero);

7. pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
8. konsumen tegangan tinggi atau konsumen tegangan menengah; dan
9. inspektur ketenagalistrikan.

Pasal 6

Pada saat Peraturan Menteri ini mulai berlaku:

- a. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 03 Tahun 2007 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali;
- b. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 37 Tahun 2008 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Sumatera;
- c. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 02 Tahun 2015 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Sulawesi (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2015 Nomor 29); dan
- d. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 18 Tahun 2016 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Kalimantan (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 982),

dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

Pasal 7

Peraturan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal diundangkan.

Agar setiap orang mengetahuinya, memerintahkan pengundangan Peraturan Menteri ini dengan penempatannya dalam Berita Negara Republik Indonesia.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 30 Desember 2020

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

ARIFIN TASRIF

Diundangkan di Jakarta
pada tanggal 30 Desember 2020

DIREKTUR JENDERAL
PERATURAN PERUNDANG-UNDANGAN
KEMENTERIAN HUKUM DAN HAK ASASI MANUSIA
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

WIDODO EKATJAHJANA

BERITA NEGARA REPUBLIK INDONESIA TAHUN 2020 NOMOR 1794

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM



M. Idris F. Sihite

LAMPIRAN I
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 20 TAHUN 2020
TENTANG
ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)

ATURAN JARINGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)
JAWA, MADURA, DAN BALI

DAFTAR ISI

PENDAHULUAN	13 -
ATURAN MANAJEMEN JARINGAN (<i>GRID MANAGEMENT CODE - GMC</i>)..	14 -
GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.....	14 -
GMC 2 Penyelesaian Perselisihan	18 -
GMC 3 Investigasi terhadap Ketidakpatuhan dan Kejadian Penting	19 -
GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali	20 -
GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.....	21 -
GMC 6 Pelaporan.....	22 -
GMC 7 Laporan Khusus	22 -
GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.....	22 -
GMC 9 Keadaan Tidak Terduga	23 -
GMC 10 Usulan Perubahan	24 -
ATURAN PENYAMBUNGAN (<i>CONNECTION CODE - CC</i>).....	26 -
CC 1 Tujuan.....	26 -
CC 2 Subyek Aturan Penyambungan	26 -
CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan.....	27 -
CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung	31 -
CC 5 Prosedur Penyambungan	48 -
CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar	55 -
CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian.....	56 -
<i>Appendix 1</i> : Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung	56 -
<i>Appendix 2</i> : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (<i>Equipment Numbering and Code Identification</i>)	74 -
<i>Appendix 3</i> : Pengukuran, Telemetry, dan <i>Remote Control</i> pada Titik Sambung	77 -
ATURAN OPERASI (<i>OPERATING CODE - OC</i>)	80 -
OC 1 Pokok-Pokok	80 -
OC 2 Margin Cadangan Operasi.....	89 -
OC 3 Pengendalian Frekuensi	90 -
OC 4 Pengendalian Tegangan.....	93 -
OC 5 Proteksi Jaringan.....	94 -
OC 6 Stabilitas Sistem	95 -
OC 7 Prosedur Darurat.....	96 -

OC 8	Prosedur Pemulihan Sistem	100 -
OC 9	Koordinasi Keselamatan.....	102 -
OC 10	Penghubung Operasi.....	104 -
OC 11	Pelaporan Kejadian Penting.....	109 -
OC 12	Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan.....	112 -
OC 13	Penomoran dan Penamaan Peralatan	120 -
OC 14	Rating Peralatan	120 -
ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (<i>SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC</i>)		122 -
SDC 1	Prinsip Dasar	122 -
SDC 2	Perencanaan Operasi Tahunan	123 -
SDC 3	Rencana Operasi Bulanan.....	127 -
SDC 4	Rencana Operasi Mingguan	130 -
SDC 5	Rencana Operasi Harian (<i>Dispatch</i>)	133 -
SDC 6	Operasi <i>Real Time</i> dan <i>Dispatch</i> Ulang	136 -
SDC 7	Pembebanan Pembangkit.....	138 -
SDC 8	Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi.....	142 -
<i>Appendix 1: Prakiraan Beban</i>		143 -
<i>Appendix 2: Rencana Pemeliharaan</i>		146 -
<i>Appendix 3: Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit.....</i>		151 -
<i>Appendix 4: Perintah Dispatch (Pelaksanaan).....</i>		155 -
ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK (<i>SETTLEMENT CODE - SC</i>)		159 -
SC 1	Pendahuluan	159 -
SC 2	Penagihan dan Pembayaran	159 -
SC 3	Penyelesaian Perselisihan Transaksi	161 -
SC 4	Pemrosesan Data Meter	162 -
SC 5	Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik.....	164 -
SC 6	Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain	164 -
SC 7	Ketentuan Lain-Lain	164 -
ATURAN PENGUKURAN (<i>METERING CODE - MC</i>).....		165 -
MC 1	Kriteria Pengukuran.....	165 -
MC 2	Persyaratan Peralatan Meter	167 -
MC 3	<i>Commissioning</i>	170 -
MC 4	Pengujian Setelah <i>Commissioning</i>	171 -
MC 5	Segel dan <i>Programming</i> Ulang	172 -
MC 6	Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan.....	173 -
MC 7	Keamanan Instalasi Meter dan Data.....	174 -
MC 8	Hal Lain.....	175 -
ATURAN KEBUTUHAN DATA (<i>DATA REQUIREMENTS CODE - DRC</i>).....		176 -
DRC 1	Kebutuhan Data Spesifik	176 -

DRC 2	Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)	- 177 -
DRC 3	Data yang Tidak Disampaikan	- 178 -
<i>APPENDIX A - RANGKUMAN JADWAL</i>		- 195 -
I.	Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan.....	- 195 -
II.	Manajemen Jaringan	- 196 -
III.	Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya).....	- 196 -
IV.	Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)	- 197 -
V.	Rencana <i>Dispatch</i> Harian (untuk Hari Berikutnya).....	- 197 -
VI.	Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik	- 197 -
<i>APPENDIX B - TERMINOLOGI (GLOSSARY)</i>		- 198 -

PENDAHULUAN

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Jawa, Madura, dan Bali yang selanjutnya disebut Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali merupakan serangkaian aturan, persyaratan, dan standar yang bersifat dinamis dan adaptif untuk memastikan jaringan Sistem Tenaga Listrik yang aman, andal, dan efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan penyediaan tenaga listrik.

Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali disusun berdasarkan kondisi struktur Sistem Tenaga Listrik Jawa, Madura, dan Bali saat ini untuk diberlakukan kepada pelaku usaha penyediaan tenaga listrik, yang selanjutnya disebut pelaku usaha, atau pemakai jaringan Sistem Tenaga Listrik, yang selanjutnya disebut pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Jawa, Madura, dan Bali, yang terdiri atas:

1. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
2. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
3. pengelola pembangunan PT PLN (Persero);
4. pengelola pembangkit;
5. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
6. konsumen tenaga listrik yang instalasinya secara langsung tersambung ke jaringan transmisi; dan
7. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan perjanjian khusus termasuk kerja sama operasi (KSO).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Jawa, Madura, dan Bali harus memenuhi semua ketentuan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali sebagai dasar dalam perencanaan, penyambungan, pengoperasian, dan pengembangan instalasi penyediaan tenaga listrik yang dimiliki. Selain itu, ketentuan pada Aturan Jaringan Jawa, Madura, Bali akan memberikan kejelasan mengenai hak dan tanggung jawab masing-masing pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Jawa, Madura, dan Bali.

ATURAN MANAJEMEN JARINGAN
(GRID MANAGEMENT CODE - GMC)

Aturan Manajemen Jaringan dimaksudkan untuk menjelaskan prosedur umum mengenai perubahan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, penyelesaian perselisihan, dan penilaian kembali secara periodik pengoperasian dan manajemen jaringan transmisi (*grid*). Penerapan prosedur tersebut akan mendorong terciptanya keandalan dan keamanan jaringan, memacu efisiensi ekonomi dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi jaringan.

- GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali
- GMC 1.1 Komite Manajemen Aturan Jaringan (*the Grid Code Management Committee*) Jawa, Madura, dan Bali yang selanjutnya disebut KMAJ Jawa, Madura, dan Bali merupakan komite yang dibentuk untuk menjalankan prosedur yang ditentukan dalam Aturan Manajemen Jaringan.
- GMC 1.2 KMAJ Jawa, Madura, dan Bali bertugas:
- a. melakukan evaluasi atas Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dan implementasi Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, termasuk upaya peningkatan peran pembangkit energi baru dan terbarukan dalam jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa, Madura, dan Bali;
 - b. melakukan kajian atas usulan perubahan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
 - c. membuat rekomendasi dalam hal diperlukan perubahan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali;
 - d. mempublikasikan rekomendasi perubahan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali; dan
 - e. melakukan investigasi dan membuat rekomendasi dalam penegakan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.
- GMC 1.3 Perwakilan dalam KMAJ Jawa, Madura, dan Bali
- GMC 1.3.1 KMAJ Jawa, Madura, dan Bali terdiri atas perwakilan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi, PT PLN (Persero) kantor pusat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola pembangkit PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola distribusi PT PLN (Persero), pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan

tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik, dan inspektur ketenagalistrikan.

Komposisi KMAJ Jawa, Madura, dan Bali terdiri atas:

- a. seorang ketua yang dijabat oleh pemimpin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan seorang sekretaris dari salah seorang anggota; dan
- b. anggota, yang terdiri atas perwakilan dari:
 1. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
 2. PT PLN (Persero) kantor pusat;
 3. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 4. pengelola pembangkit PT PLN (Persero);
 5. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
 6. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
 7. pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
 8. konsumen tenaga listrik; dan
 9. inspektur ketenagalistrikan.

Keanggotaan KMAJ Jawa, Madura, dan Bali berjumlah ganjil dan paling sedikit 15 (lima belas) orang. Pembentukan KMAJ Jawa, Madura, dan Bali ditetapkan oleh Direktur Jenderal atas nama Menteri.

GMC 1.3.2 Penunjukan setiap anggota KMAJ Jawa, Madura, dan Bali dilakukan oleh masing-masing pihak dengan pemberitahuan secara resmi kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali. Apabila dianggap perlu, pihak yang diwakili dapat mengusulkan penggantian anggota dalam KMAJ Jawa, Madura, dan Bali sebelum masa kerja habis dengan penjelasan tentang alasan penggantian.

GMC 1.4 Jabatan ketua KMAJ Jawa, Madura, dan Bali secara otomatis berakhir apabila yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk instansi atau perusahaan yang diwakili dan segera dipilih pengganti.

Ketua KMAJ Jawa, Madura, dan Bali harus menyusun kepengurusan KMAJ Jawa, Madura, dan Bali paling lambat 3 (tiga) bulan terhitung sejak ditetapkan menjadi ketua KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

Masa kerja anggota KMAJ Jawa, Madura, dan Bali selama 2 (dua) tahun dan dapat diusulkan atau dipilih kembali untuk masa kerja berikutnya.

GMC 1.5 KMAJ Jawa, Madura, dan Bali harus membuat, mempublikasikan, dan memenuhi semua aturan dan prosedur.

KMAJ Jawa, Madura, dan Bali harus menyelenggarakan pertemuan paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun untuk mengkaji ulang pengoperasian jaringan (*grid*). Pertemuan lainnya diselenggarakan sesuai kebutuhan untuk menangani permasalahan dan isu yang disampaikan kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

KMAJ Jawa, Madura, dan Bali dapat membentuk:

- a. subkomite perencanaan;
- b. subkomite pengoperasian;
- c. subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*); dan
- d. subkomite energi baru dan terbarukan.

Beberapa subkomite lain dapat dibentuk untuk menangani kegiatan KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

GMC 1.5.1 Subkomite perencanaan bertugas:

- a. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
- b. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan.

GMC 1.5.2 Subkomite pengoperasian bertugas:

- a. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan;
- b. mengkaji perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
- c. mengkaji ketidakpatuhan terhadap aturan jaringan; dan
- d. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian.

Subkomite pengoperasian melakukan pertemuan setiap triwulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian triwulan sebelumnya.

GMC 1.5.3 Subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) bertugas:

- a. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
- b. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.5.4 Subkomite energi baru dan terbarukan mempunyai fungsi perencanaan, pengoperasian, dan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) energi baru dan terbarukan (EBT).

Dalam melaksanakan fungsinya, subkomite energi baru dan terbarukan bertugas:

- a. melakukan kajian perencanaan energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
 2. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan;
- b. melakukan kajian pengoperasian energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan serta perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
 2. mengkaji ketidakpatuhan terhadap aturan jaringan;
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian; dan
- c. melakukan kajian pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) pembangkit energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
 2. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.6 Biaya Operasional KMAJ Jawa, Madura, dan Bali

Biaya operasional KMAJ Jawa, Madura, dan Bali dibebankan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang diatur lebih lanjut oleh KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

GMC 1.7 Pengambilan Keputusan

GMC 1.7.1 Rapat KMAJ Jawa, Madura, dan Bali dapat dilaksanakan secara rutin dengan kesepakatan dan sesuai dengan ketentuan internal KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

GMC 1.7.2 KMAJ Jawa, Madura, dan Bali dapat mengambil keputusan dalam rapat dengan syarat terdapat perwakilan dari:

- a. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);

- c. pengelola pembangkit PT PLN (Persero) dan/atau wakil pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- e. pengelola distribusi PT PLN (Persero), dan
- f. konsumen tenaga listrik.

GMC 2 Penyelesaian Perselisihan

Interpretasi Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dapat menimbulkan perselisihan. Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali yang ditentukan dalam klausul ini berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan yang diatur tersendiri dalam Aturan Transaksi Tenaga Listrik.

GMC 2.1 Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama

Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali tahap pertama sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan timbul di antara para pihak dan tidak dapat diselesaikan secara informal, salah satu pihak dapat mengajukan permasalahan secara tertulis kepada pihak lain;
- b. para pihak yang bersengketa harus bertemu untuk mendiskusikan dan mengusahakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak;
- c. apabila perselisihan tidak terselesaikan, dibentuk panitia yang terdiri atas perwakilan para pihak untuk mendiskusikan dan mengupayakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak; dan
- d. apabila perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud dalam huruf c, atas permintaan salah satu atau kedua pihak, permasalahan tersebut diteruskan kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali untuk penyelesaian. KMAJ Jawa, Madura, dan Bali dapat meneruskan permasalahan tersebut kepada panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

GMC 2.2 Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali

Dalam hal terjadi perselisihan spesifik, KMAJ Jawa, Madura, dan Bali harus menunjuk panel penyelesaian perselisihan Aturan

Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, yang terdiri atas 3 (tiga) atau 5 (lima) personel yang memiliki pengetahuan dan kemampuan teknis dalam membahas pokok persoalan yang dipermasalahkan oleh para pihak yang berselisih.

Panel tersebut harus melakukan rapat resmi untuk mendengar dan menerima pernyataan (testimoni) dari para pihak. Pernyataan para pihak dan keputusan panel harus didokumentasikan, disampaikan kepada kedua belah pihak, dan disimpan sebagai catatan KMAJ Jawa, Madura, dan Bali. Keputusan panel bersifat mengikat dan final.

GMC 2.3 Biaya Penyelesaian Perselisihan

Apabila suatu perselisihan berlanjut dari proses penyelesaian perselisihan tahap pertama, biaya proses penyelesaian akan dibagi dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan terselesaikan, alokasi biaya penyelesaian perselisihan dituangkan dalam kesepakatan; atau
- b. apabila perselisihan tidak terselesaikan (misalnya perselisihan dihentikan, dibatalkan, atau diteruskan ke pengadilan), pembebanan biaya penyelesaian perselisihan dengan ketentuan sebagai berikut:
 1. permasalahan diajukan oleh salah satu pihak, pihak yang mengajukan permasalahan dibebani seluruh biaya proses penyelesaian perselisihan; atau
 2. permasalahan diajukan oleh kedua belah pihak, kedua belah pihak dibebani sama besar atas biaya proses penyelesaian perselisihan.

GMC 3 Investigasi terhadap Ketidapatuhan dan Kejadian Penting

Dalam hal terdapat laporan ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas pelaksanaan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, subkomite pengoperasian melakukan investigasi terhadap laporan ketidakpatuhan tersebut. Dalam hal terdapat kejadian penting, subkomite pengoperasian dapat melakukan investigasi terhadap kejadian penting.

Hasil investigasi dilaporkan kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali dalam bentuk rekomendasi berupa:

- a. patuh atau tidak patuh terhadap ketentuan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali. Ketidakpatuhan tersebut diklasifikasikan menjadi ringan atau berat sesuai yang diatur dalam GMC 4 (Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali); atau

- b. tindakan koreksi untuk peningkatan keamanan dan keandalan operasi sistem.

GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali

GMC 4.1 Klasifikasi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali

Setiap laporan ketidakpatuhan yang diinvestigasi oleh subkomite pengoperasian akan diputuskan bahwa pihak tersebut:

- a. patuh; atau
- b. tidak patuh.

Ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diklasifikasikan menjadi 2 (dua) kategori yaitu:

- a. ketidakpatuhan ringan, didefinisikan sebagai:
 - 1. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap keandalan sistem;
 - 2. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap aspek komersial; atau
 - 3. ketidakpatuhan yang tidak ada unsur kesengajaan, misalnya karena kendala teknis; dan
- b. ketidakpatuhan berat, didefinisikan sebagai:
 - 1. ketidakpatuhan ringan yang tidak ditindaklanjuti atau berulang;
 - 2. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap keandalan sistem;
 - 3. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap aspek komersial; atau
 - 4. ketidakpatuhan yang ada unsur kesengajaan, misalnya dilakukan untuk mengambil keuntungan secara komersial.

GMC 4.2 Konsekuensi ketidakpatuhan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali sebagai berikut:

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan harus melakukan penyesuaian terhadap Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dalam jangka waktu yang ditentukan oleh KMAJ Jawa, Madura, dan Bali; dan

- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat dapat dilakukan pemutusan atau pelepasan dari jaringan.

GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali

Dalam hal KMAJ Jawa, Madura, dan Bali menyimpulkan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak patuh terhadap Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, KMAJ Jawa, Madura, dan Bali mengajukan proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, dengan tahapan sebagai berikut:

- a. KMAJ Jawa, Madura, dan Bali menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan, tindakan perbaikan yang diperlukan, dan jangka waktu yang diberikan untuk tindakan perbaikan;
- b. pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan memberikan jawaban tertulis atas tuduhan ketidakpatuhan termasuk informasi kesediaan untuk mematuhi instruksi KMAJ Jawa, Madura, dan Bali, paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak surat pemberitahuan diterima;
- c. dalam hal pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan sesuai dengan instruksi KMAJ Jawa, Madura, dan Bali, KMAJ Jawa, Madura, dan Bali memonitor dan dapat meminta laporan perkembangan tindakan perbaikan yang dilakukan sampai dengan jangka waktu yang diberikan;
- d. dalam hal pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan tidak menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan atau dalam hal sampai dengan jangka waktu yang diberikan tidak dilakukan tindakan perbaikan, KMAJ Jawa, Madura, dan Bali mengklasifikasikan sebagai ketidakpatuhan berat; dan
- e. KMAJ Jawa, Madura, dan Bali menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat sebagaimana dimaksud dalam huruf d disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan serta menginformasikan penalti sesuai dengan ketentuan yang berlaku dan/atau pemutusan dari jaringan.

GMC 6 Pelaporan

GMC 6.1 Laporan Tahunan

KMAJ Jawa, Madura, dan Bali harus menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya yang disampaikan kepada Direktur Jenderal paling lambat tanggal 1 Maret.

Format laporan tahunan operasi jaringan ditentukan lebih lanjut oleh KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

GMC 6.2 Pelaporan Kejadian Penting

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melaporkan kejadian penting seperti gangguan besar dalam sistem kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 11.1 - Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting).

KMAJ Jawa, Madura, dan Bali melakukan penelitian terhadap konsep (*draft*) laporan pendahuluan kejadian penting, laporan pendahuluan kejadian penting, dan laporan final kejadian penting yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Hasil penelitian KMAJ Jawa, Madura, dan Bali terhadap laporan final kejadian penting termasuk rekomendasi pengenaan sanksi dan/atau tindakan koreksi disampaikan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal paling lambat 14 (empat belas) hari terhitung sejak laporan diterima oleh KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

GMC 7 Laporan Khusus

Laporan khusus harus disusun oleh KMAJ Jawa, Madura, dan Bali berdasarkan permintaan dari Pemerintah atau atas permintaan 1 (satu) atau lebih pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali

GMC 8.1 Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali diterbitkan dan diberlakukan dalam bahasa Indonesia.

GMC 8.2 Semua komunikasi operasional di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menggunakan bahasa Indonesia, kecuali dengan persetujuan tertulis dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

GMC 8.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan:

- a. unit di bawah PT PLN (Persero) yang melaksanakan pengelolaan operasi Sistem Tenaga Listrik; dan

- b. koordinator keseluruhan dalam pengoperasian jaringan termasuk *dispatch*.

Pengorganisasian tersebut dapat diubah sesuai dengan perkembangan struktur organisasi dalam proses restrukturisasi sektor tenaga listrik.

- GMC 8.4 Kata tertulis dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali mengandung pengertian dengan mesin ketik, *printer*, litografi, faksimile, dan cara lain dalam mereproduksi kata yang jelas terbaca dan permanen, serta cara yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pengiriman melalui *link* komputer ke komputer (LAN atau *e-mail*).
- GMC 8.5 Dalam hal terdapat suatu *item* dengan data yang dinyatakan sebagai bilangan bulat, pecahan yang lebih kecil dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke bawah dan pecahan yang sama atau yang lebih besar dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke atas.
- GMC 8.6 Semua referensi waktu merupakan Waktu Indonesia Barat (WIB) dan dinyatakan dalam notasi 24 (dua puluh empat) jam, 2 (dua) digit untuk jam (00 hingga 23) ,dan 2 (dua) digit untuk menit (00 hingga 59) dengan ekspresi pukul.
- GMC 8.7 Semua unit, simbol, dan perkalian mengikuti konvensi internasional.
- GMC 9 Keadaan Tidak Terduga
- GMC 9.1 Dalam hal terjadi suatu keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dengan itikad baik segera melakukan koordinasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat. Dalam hal tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pandangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkena akibat. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), sepanjang instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik atau spesifikasi teknis peralatan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terdaftar sesuai dengan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera menyampaikan semua keadaan tidak terduga yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali berikut keputusan terkait kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali untuk dilakukan kaji ulang.

GMC 9.2 KMAJ Jawa, Madura, dan Bali mengkaji hal yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dan mengusulkan perubahan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali kepada Menteri melalui Direktur Jenderal.

GMC 9.3 Perjanjian atau kontrak yang ada antara pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik yang telah tersambung ke jaringan dan PT PLN (Persero) harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali ini paling lambat 3 (tiga) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan. Apabila penyesuaian tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain yang dapat diterima, pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik harus melapor kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali paling lambat 2 (dua) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

Apabila pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik belum tersambung ke jaringan namun telah menandatangani perjanjian atau kontrak dengan PT PLN (Persero), perjanjian atau kontrak harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali ini paling lambat 1 (satu) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan. Apabila penyesuaian tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain yang dapat diterima, pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik harus melapor kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali paling lambat 6 (enam) bulan terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

KMAJ Jawa, Madura, dan Bali mengevaluasi laporan yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Jika dianggap perlu, dilakukan pembahasan dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memutuskan apakah pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat terus tersambung ke jaringan. Sejak Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali ini berlaku sampai dengan tercapai kesepakatan operasional yang baru, ketentuan dan besaran dalam PJBL yang ada digunakan sebagai acuan operasional.

GMC 10 Usulan Perubahan

Dalam hal perlu dilakukan perubahan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, usulan perubahan dapat disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, atau Pemerintah yang dilengkapi dengan pertimbangan dan data pendukung dan disampaikan kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali disetujui, KMAJ Jawa, Madura, dan Bali menyampaikan usulan perubahan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal untuk selanjutnya dituangkan dalam Peraturan Menteri.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali ditolak oleh KMAJ Jawa, Madura, dan Bali, keputusan penolakan harus disampaikan secara tertulis kepada pihak yang mengajukan disertai dengan alasan penolakan.

ATURAN PENYAMBUNGAN
(*CONNECTION CODE - CC*)

Aturan Penyambungan berisi persyaratan minimum teknis dan operasional untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik yang sudah maupun yang akan tersambung ke jaringan transmisi, serta persyaratan minimum teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada titik sambung dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 1 Tujuan

Tujuan Aturan Penyambungan untuk memastikan bahwa:

- a. persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam penyambungan dengan jaringan transmisi dinyatakan secara jelas; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersambung dengan jaringan transmisi jika persyaratan teknis dan operasional yang dinyatakan dalam Aturan Penyambungan Jawa, Madura, dan Bali dipenuhi.

CC 2 Subyek Aturan Penyambungan

Aturan Penyambungan diberlakukan untuk pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke sistem interkoneksi Jawa, Madura, dan Bali, antara lain:

- a. pengelola pembangkit yang tersambung langsung dengan jaringan;
- b. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- c. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- d. konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung ke jaringan atau jaringan wilayah usaha lain yang tersambung dengan jaringan pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- e. perusahaan yang bekerja untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, antara lain konsultan, kontraktor pembangunan, dan kontraktor pemeliharaan.

CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus memastikan agar unjuk kerja berikut ini dipenuhi pada setiap titik sambung.

CC 3.1 Variasi pada Frekuensi

Frekuensi nominal di jaringan yaitu 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz. Frekuensi sistem dapat naik sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz dan turun sampai dengan 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz pada keadaan luar biasa. Desain unit pembangkit dan peralatan harus dapat beroperasi sesuai batas rentang frekuensi operasi berikut ini:

Tabel 1. Batas Rentang Frekuensi Operasi

Rentang Frekuensi	Rentang Waktu Operasi
$51,50 \text{ Hz} < f \leq 52,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 15 menit
$51,00 \text{ Hz} < f \leq 51,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$49,00 \text{ Hz} \leq f \leq 51,00 \text{ Hz}$	Beroperasi secara terus-menerus
$47,50 \text{ Hz} < f < 49,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$47,00 \text{ Hz} < f \leq 47,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 6 detik

*f: frekuensi pada jaringan

CC 3.2 Variasi pada Tegangan Sistem

Perubahan tegangan pada jaringan harus dipertahankan dalam batas rentang variasi tegangan berikut ini:

Tabel 2. Batas Rentang Variasi Tegangan

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
500 kV	+5%, -5%
275 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%
66 kV*	+5%, -10%

Tegangan maksimum di setiap level tegangan pada kondisi tidak normal dibatasi sebagai berikut:

Tabel 3. Batas Tegangan Maksimum

Tegangan Nominal	Tegangan Maksimum
500 kV	550 kV
275 kV	300 kV
150 kV	170 kV
66 kV*	72,5 kV

*) Ketentuan tegangan 66 (enam puluh enam) kV untuk sistem distribusi diatur dalam Aturan Distribusi

CC 3.3 Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan

CC 3.3.1 Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)

Distorsi harmonik total (THD) maksimum pada setiap titik sambung dalam kondisi operasi normal dan pada kondisi keluar terencana dan tidak terencana harus memenuhi batas distorsi harmonik tegangan berikut ini:

Tabel 4. Batas Distorsi Harmonik Tegangan

Tegangan pada Titik Sambung (V_n)	Distorsi Harmonik Tegangan Individu (%)	Distorsi Harmonik Tegangan Total – THDV _n (%)
66 kV	3,0	5,0
150 kV	1,5	2,5
500kV	1,0	1,5

Tingkat THD dapat terlewat pada saat tertentu dengan waktu yang singkat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) melakukan penilaian terhadap tingkat THD dan melakukan penelitian atau kajian khusus dampak dari tingkat THD tersebut pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya. Hasil penilaian atau kajian dampak dari tingkat THD diserahkan kepada KMAJ Jawa, Madura, dan Bali. Selanjutnya KMAJ Jawa, Madura, dan Bali melakukan tindakan sesuai dengan Aturan Manajemen Jaringan.

Batas *total demand distortion* (TDD) harmonik arus harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menjaga distorsi harmonik arus pada titik sambung di bawah batas yang ditentukan dalam tabel di bawah ini:

Tabel 5. Batasan Distorsi Harmonik Arus

Batasan Distorsi Harmonik Arus	
Vn ≤ 66 kV	
I _{hs} /I _L (x)	Distorsi Harmonik Arus Maksimum dalam Persen I _L
	<i>Total Demand Distortion</i>
x < 20*	5.0%
20 ≤ x < 50	8.0%
50 ≤ x < 100	12.0%
100 ≤ x ≤ 1000	15.0%
>1000	20.0%
66 kV < Vn ≤ 150 kV	
x < 20*	2.5%
20 ≤ x < 50	4.0%
50 ≤ x < 100	6.0%
100 ≤ x ≤ 1000	7.5%
>1000	10.0%
Vn ≥ 150 kV	
x < 20*	2.5%
20 ≤ x < 50	4.0%

- CC 3.3.2 Maksimum komponen urutan *phase* negatif dari tegangan *phase* dalam jaringan tidak melebihi 1% (satu persen) pada kondisi operasi normal dan jaringan keluar terencana, kecuali apabila kejadian abnormal terjadi. Komponen urutan *phase* negatif diizinkan tidak melebihi 2% (dua persen) selama kejadian tegangan impuls sesaat (*infrequently short duration peaks*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) membuat penilaian atau kajian khusus dampak tingkat ketidakseimbangan tersebut apakah dapat diterima pada jaringan transmisi dan

peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya.

CC 3.3.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang *power quality meter* dengan kelas meter sama dengan milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), yang dapat memantau secara terus-menerus dan merekam tingkat THD dan ketidakseimbangan *phase* di jaringan pada titik sambung.

CC 3.4 Fluktuasi Tegangan

Fluktuasi tegangan pada suatu titik sambung dengan beban berfluktuasi harus memenuhi ketentuan sebagai berikut:

- a. fluktuasi tegangan tidak melebihi 2% (dua persen) dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan *step* di setiap level tegangan yang dapat terjadi berulang. Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan *step* dan jarang terjadi dapat diizinkan sampai dengan 3% (tiga persen), sepanjang tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan transmisi atau instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- b. kedip tegangan (dip) hingga 5% (lima persen) saat menyalakan motor listrik yang tidak sering terjadi dapat ditolerir; dan
- c. tingkat keparahan kelip (*flicker*) yang dapat diterima untuk beban yang tersambung ke jaringan pada tegangan 500 (lima ratus) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,6 (nol koma enam) untuk *flicker* jangka panjang (Plt). Tingkat keparahan kelip (*flicker*) untuk tegangan lebih rendah dari level tegangan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 1,0 (satu koma nol) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka panjang (Plt).

CC 3.5 Ketidakseimbangan Beban

Ketidakseimbangan beban pada titik sambung terminal instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atau beban tidak melebihi 1% (satu persen) untuk 5 (lima) kali kejadian dalam waktu setengah jam. Untuk beban traksi yang tersambung ke jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) bekerja sama membuat batasan ketidakseimbangan dan melakukan pengukuran dan pemantauan terhadap tingkat ketidakseimbangan pada titik sambung.

CC 3.6 Faktor Daya pada Beban

Faktor daya (*power factor*) atau $\text{Cos } \varphi$ pada titik sambung antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan jaringan dijaga pada kisaran 0,9 (nol koma sembilan) *lagging* sampai dengan 0,9 (nol koma sembilan) *leading*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyiapkan peralatan kompensasi agar faktor daya beban tetap pada rentang tersebut. Faktor daya dimonitor dalam rentang waktu per setengah jam.

CC 3.7 Karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud pada CC 3.1 sampai dengan CC 3.6 mungkin tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada sistem seperti terpisahnya sistem menjadi sistem isolasi terpisah (*islanding system*) karena pembangkit besar, keluarnya komponen yang besar dari sistem, dan/atau terjadi *voltage collapse*. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik unjuk kerja sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6, kecuali pada kondisi sangat parah.

CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung

Bagian ini mengatur syarat untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi atau GI, di mana pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan dipatuhinya aturan tersebut.

CC 4.1 Persyaratan Umum untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri kelistrikan (*good utility practices*), mengikuti standar nasional Indonesia atau standar internasional yang disepakati, dan harus mampu dioperasikan pada kondisi yang didefinisikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung harus memenuhi persyaratan dan standar sesuai yang diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)*.

Desain jaringan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi tidak terbatas pada:

- a. unit pembangkit;
- b. transmisi;
- c. distribusi; dan
- d. interkoneksi.

CC 4.1.1 Bahasa dan penamaan peralatan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. semua simbol dan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus menggunakan bahasa Indonesia dan/atau bahasa Inggris;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memudahkan identifikasi peralatan dan mencegah tidak terjadi duplikasi penamaan;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus sesuai dengan kesepakatan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. jika terjadi perubahan atau penambahan pada konfigurasi peralatan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pembaharuan terhadap penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan dan menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk tujuan keseragaman.

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan tercantum dalam *Appendix 2 – Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan)*.

CC 4.1.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak untuk meminta dan menyimpan spesifikasi teknis semua peralatan yang terpasang pada jaringan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik dalam periode pemakaian jaringan maupun setiap ada perubahan pada konfigurasi jaringan. Spesifikasi teknis ini dapat digunakan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagai dasar perencanaan, evaluasi, analisis, atau kebutuhan publikasi.

- CC 4.1.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait peralatan yang mengalami malfungsi atau malkerja yang dapat menyebabkan pengaruh terhadap keadaan operasi yang aman sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 1.3 – Keadaan Operasi yang Aman).
- CC 4.2 Persyaratan Teknis untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
- CC 4.2.1 Sistem pembumian (*grounding*) pada peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi harus sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- Sistem pembumian (*grounding*) terdiri atas pembumian untuk penghantar tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi, pembumian untuk GI, pembumian untuk pelataran hubung (*switchyard*), pembumian untuk gedung, serta pembumian ruang kontrol dan ruang proteksi konvensional dan digital.
- CC 4.2.2 Batas Tegangan Impuls Jaringan Transmisi
- Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan tingkat isolasi peralatan yang terpasang sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.2.3 Ketentuan peralatan penghubung seperti PMT, PMS, peralatan pembumian, transformator tenaga, transformator tegangan, transformator arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *line traps*, peralatan koping, dan generator diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)*.
- CC 4.2.4 Pengaman Jaringan (*Grid Protection*)
- CC 4.2.4.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemasangan peralatan pengaman jaringan dan pengaturan pada peralatan pengaman jaringan sesuai yang diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)* atau berdasarkan permintaan dari pengelola transmisi PT PLN (Persero) yang sesuai dengan analisis dan evaluasi dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.2.4.2 Perubahan *setting* proteksi diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (CCA1 2.1 - Pengaturan Proteksi)*.

CC 4.2.5 GI dengan *outlet* pembangkit berkapasitas total paling kecil 100 (seratus) MW harus mempunyai konfigurasi *one and half breaker*.

CC 4.3 Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

CC 4.3.1 Skema Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak memasang atau meminta pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasang peralatan dalam rangka pengamanan Sistem Tenaga Listrik yang dilakukan berdasarkan kajian dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero).

CC 4.3.2 Pemasangan peralatan skema proteksi sistem berdasarkan kesepakatan antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.3.3 Perubahan pengaturan pada peralatan skema proteksi pertahanan sistem dapat dilakukan secara berkala setiap 1 (satu) tahun atau setiap terjadi perubahan konfigurasi pada jaringan sesuai dengan kebutuhan.

CC 4.4 Persyaratan Unit Pembangkit

CC 4.4.1 Pendahuluan

Bagian ini mengatur kriteria teknis dan desain serta persyaratan unjuk kerja unit pembangkit yang tersambung ke jaringan transmisi.

CC 4.4.2 Persyaratan Kinerja Pembangkit

CC 4.4.2.1 Keluaran Daya Unit Pembangkit

Unit pembangkit harus mampu secara terus-menerus beroperasi mengeluarkan daya aktif tanpa terganggu pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud pada CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi). Pembangkit EBT intermiten harus mampu mengeluarkan daya aktif sesuai dengan ketersediaan sumber utama pada titik sambung.

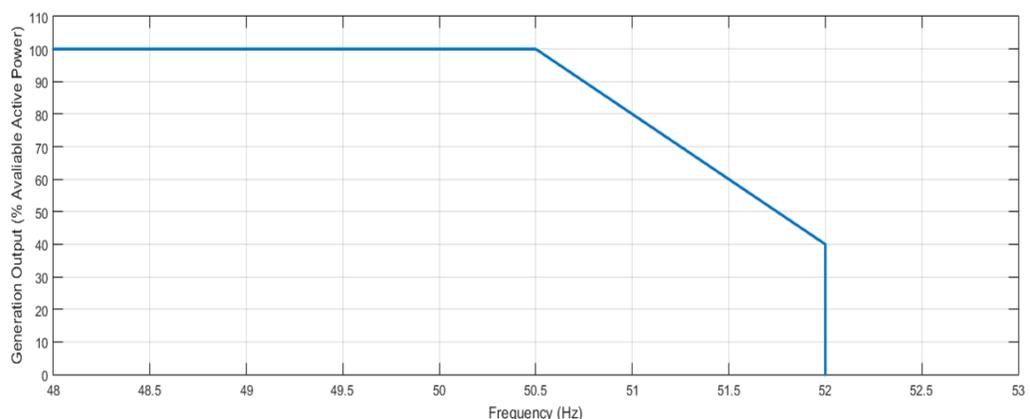
CC 4.4.2.2 Pembangkit EBT intermiten harus dilengkapi dengan sistem pengaturan daya aktif yang dapat beroperasi pada mode pengaturan sebagai berikut:

- a. produksi daya aktif bebas, yaitu pembangkit EBT intermiten memproduksi daya aktif maksimum tergantung pada ketersediaan sumber energi primer;
- b. pembatasan daya aktif, yaitu pembangkit EBT intermiten harus beroperasi memproduksi daya aktif yang diatur oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. pembatasan *gradient/ramp rate* daya aktif, yaitu kecepatan maksimum (*ramp rate*) keluaran daya aktif pembangkit EBT intermiten harus bisa dimodifikasi pada *set point* atau nilai batasan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. apabila ada perubahan parameter pengaturan pada kasus di mana pembangkit EBT intermiten beroperasi pada pembatasan daya aktif dan pembatasan *gradient* daya aktif, perubahan tersebut harus dilakukan dalam 2 (dua) detik dan selesai dilaksanakan tidak lebih dari 30 (tiga puluh) detik setelah menerima perintah perubahan parameter.

CC 4.4.2.3 Pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sesuai dengan yang ditentukan dalam pengaturan jangkauan frekuensi daya atau kurva kontrol frekuensi pada Gambar 1 di bawah ini.

Pada rentang frekuensi sistem 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz, pembangkit EBT intermiten beroperasi dengan keluaran daya aktif normal sesuai dengan ketersediaan energi primer.

Pada rentang frekuensi sistem 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, pembangkit EBT intermiten menurunkan keluaran daya aktif dengan *gradient* penurunan sebesar 0,4 (nol koma empat) daya tersedia/Hz.



Gambar 1. Pengaturan Jangkauan Frekuensi Daya atau Kurva Kontrol Frekuensi

CC 4.4.2.4 Aksi sebagaimana dimaksud dalam CC 4.4.2.3 harus dilakukan secara otomatis, kecuali:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempertimbangkan bahwa sistem pengaturan yang diusulkan oleh pembangkit EBT intermiten, meski tidak otomatis, mencukupi untuk pengoperasian jaringan dengan mempertimbangkan:
 1. karakteristik fasilitas pembangkit EBT intermiten, ukuran, dan lokasi; dan
 2. situasi Sistem Tenaga Listrik saat ini dan yang akan datang.

Dalam hal diperlukan persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pertimbangan sebagaimana dimaksud pada angka 1 dan angka 2 harus dimasukkan ke dalam persetujuan penyambungan (*connection agreement*) atau amandemen persetujuan penyambungan; atau

- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan operator pembangkit EBT intermiten untuk menonaktifkan sistem pengaturan daya aktif.

CC 4.4.2.5 Kemampuan Daya Reaktif

Semua pembangkit sinkron harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya (*power factor*) antara 0,85 (nol koma delapan lima) *lagging* dan 0,90 (nol koma sembilan nol) *leading* pada terminal unit pembangkit.

Pembangkit EBT intermiten harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya antara 0,95 (nol koma sembilan lima) *lagging* dan 0,95 (nol koma sembilan lima) *leading* pada titik sambung.

Jika faktor daya yang disyaratkan tidak bisa dipenuhi oleh pembangkit EBT intermiten, sumber daya reaktif (*reactive power resources*) tambahan harus disediakan di dalam fasilitas pembangkit. Sistem kendali dari unit pembangkit dan sumber daya reaktif tambahan harus dikoordinasikan sehingga ketentuan daya reaktif pada titik sambung dan kontrol tegangan bisa dipenuhi setiap saat.

CC 4.4.2.6 Susunan Kontrol Pembangkit Generator Sinkron

Unit pembangkit harus mampu berkontribusi terhadap pengaturan frekuensi dan tegangan dengan terus-menerus mengendalikan daya aktif dan daya reaktif yang dikirim ke jaringan transmisi. Unit pembangkit harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat (*speed governor*), pengatur pembebanan pembangkit otomatis (AGC), atau peralatan yang setara. Pembangkit generator sinkron dilengkapi sistem kontrol eksitasi otomatis berikut *power system stabilizer* untuk pengaturan tegangan dan kestabilan sistem.

CC 4.4.2.7 Governor Reaksi Cepat (*Speed Governor*)

Pembangkit dengan generator sinkron harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat yang proporsional dengan turbin atau dilengkapi peralatan pengaturan beban setara yang diperlukan untuk memberikan respons terhadap frekuensi pada kondisi normal sesuai yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi. *Governor* reaksi cepat harus dapat beroperasi pada pengatur primer frekuensi sistem antara 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. *Governor* reaksi cepat harus didesain dan dioperasikan sesuai standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagai berikut:

- a. *governor* reaksi cepat mampu berkoordinasi dengan peralatan pengatur lainnya dan harus dapat mengatur keluaran daya aktif dari unit pembangkit dengan keadaan stabil pada rentang operasi unit pembangkit;
- b. *governor* reaksi cepat harus memenuhi persyaratan berikut:
 1. pada saat unit pembangkit lepas dari jaringan sistem tetapi masih memasok pelanggan, *governor* reaksi cepat harus dapat mengendalikan frekuensi sistem di bawah 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, kecuali unit pembangkit tersebut dapat beroperasi di bawah tingkat pengoperasian minimum;
 2. *governor* reaksi cepat untuk pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) dan pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU) harus dapat diatur agar beroperasi *speed droop* antara 3% (tiga persen) dan 5% (lima persen). Setelan *speed droop* lebih rendah dapat ditentukan untuk PLTA setelah mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
 3. *deadband governor* reaksi cepat harus dapat diatur dengan nilai dalam rentang $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz atau ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. *governor* reaksi cepat mempunyai fasilitas untuk mengubah *setting* target frekuensi secara terus-menerus atau pada tahap maksimum 0,05 (nol koma nol lima) Hz pada rentang 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz $\pm 0,10$ (nol koma satu nol) Hz di *controller* pembebanan unit pembangkit atau peralatan yang setara sehingga dapat memenuhi syarat pada Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;

- d. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diharuskan untuk melakukan pengaturan frekuensi primer dengan *governor* reaksi cepat; dan
- e. pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) yang tidak dilibatkan dalam pengaturan frekuensi dengan *governor* reaksi cepat harus melalui kajian khusus penyebab ketidakmampuan pembangkit tersebut.

CC 4.4.2.8 Sistem Kontrol Eksitasi Otomatis

Unit pembangkit dengan generator sinkron dan/atau *synchronous condenser* harus dilengkapi dengan sistem kontrol eksitasi otomatis dengan syarat sebagai berikut:

- a. sistem kontrol eksitasi otomatis yang bereaksi cepat, tipe statik, dan terus-menerus bekerja dilengkapi dengan *power system stabilizer* (PSS) untuk menjaga pengaturan tegangan terminal konstan unit pembangkit tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada keseluruhan rentang operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit agar memberikan izin pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyaksikan (*witness*) *commissioning test*. Sistem pengaturan eksitasi otomatis harus tetap beroperasi setiap saat dan tidak boleh dilepas atau dimatikan tanpa persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terlebih dahulu;
- b. unit pembangkit tidak diizinkan beroperasi pada mode daya reaktif konstan, mode faktor daya konstan, atau mode pengaturan khusus lain tanpa persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. sistem eksitasi harus dilengkapi dengan *power system stabilizer* (PSS) yang dapat meredam osilasi Sistem Tenaga Listrik pada rentang frekuensi 0,10 (nol koma satu nol) Hz sampai dengan 3,00 (tiga koma nol nol) Hz. *Power system stabilizer* (PSS) harus diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode antararea dengan *damping ratio* paling sedikit 10% (sepuluh persen) dengan tetap menjaga batas stabilitas yang cukup dari sistem pengaturan eksitasi. Pengelola pembangkit harus meminta persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk setelan *power system stabilizer* (PSS);
- d. sebelum *commercial operation date* (COD), masing-masing unit pembangkit memberikan bukti untuk meyakinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa *power system stabilizer* (PSS) unit pembangkit telah diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode osilasi antararea secara analitis dan tes verifikasi di lapangan, termasuk pengujian *switching* jaringan secara aktual. Pengelola pembangkit harus mengirim laporan kajian setelan *power system stabilizer* (PSS)

kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat 3 (tiga) bulan sebelum *commissioning test* unit pembangkit;

- e. susunan pengaturan frekuensi dan tegangan harus dapat beroperasi stabil secara terus-menerus pada kejadian gangguan di jaringan tanpa menyebabkan *trip* turbin dan penggerak utama dari unit pembangkit atau keluar dari jaringan; dan
- f. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diharuskan untuk melengkapi pembangkit dengan *power system stabilizer* (PSS).

CC 4.4.2.9 Pengaturan Pembangkitan Otomatis (*Automatic Generation Control*)

Pengaturan pembebanan pembangkit pada sistem harus dilakukan menggunakan fasilitas AGC yang berada di fasilitas pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Kecuali ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), unit pembangkit harus dilengkapi dengan pengatur pembangkitan agar AGC atau pengaturan keluaran (*output*) generator otomatis dapat mengikuti fluktuasi beban. Pengaturan pembebanan pembangkit dapat menyesuaikan keluaran generator dari sinyal yang dikirim dari fasilitas pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai keluaran yang diinginkan. Pengaturan pembebanan yang dikirimkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dapat dibagi ke semua unit pembangkit di pusat pembangkit.

Setiap unit pembangkit harus mampu mengikuti beban pada seluruh rentang antara beban minimum dan kapasitas yang dideklarasikan unit pembangkit. Kemampuan unit pembangkit mengikuti beban meliputi aksi pengaturan sebagai berikut:

- a. mengikuti penjadwalan pembangkitan yang sudah ditetapkan;
- b. melaksanakan instruksi pembebanan; dan
- c. melaksanakan tugas AGC untuk tujuan pengaturan beban pada sistem pada rentang keluaran antara maksimum dan minimum yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Detail mengenai fasilitas yang mempengaruhi kemampuan pengaturan harus sesuai dengan syarat yang dideklarasikan unit pembangkit kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Penggunaan AGC tidak menyebabkan hambatan pada operasi *governor* reaksi cepat pada unit pembangkit atau sebaliknya.

Pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diharuskan untuk berpartisipasi dalam pengaturan frekuensi melalui peralatan AGC.

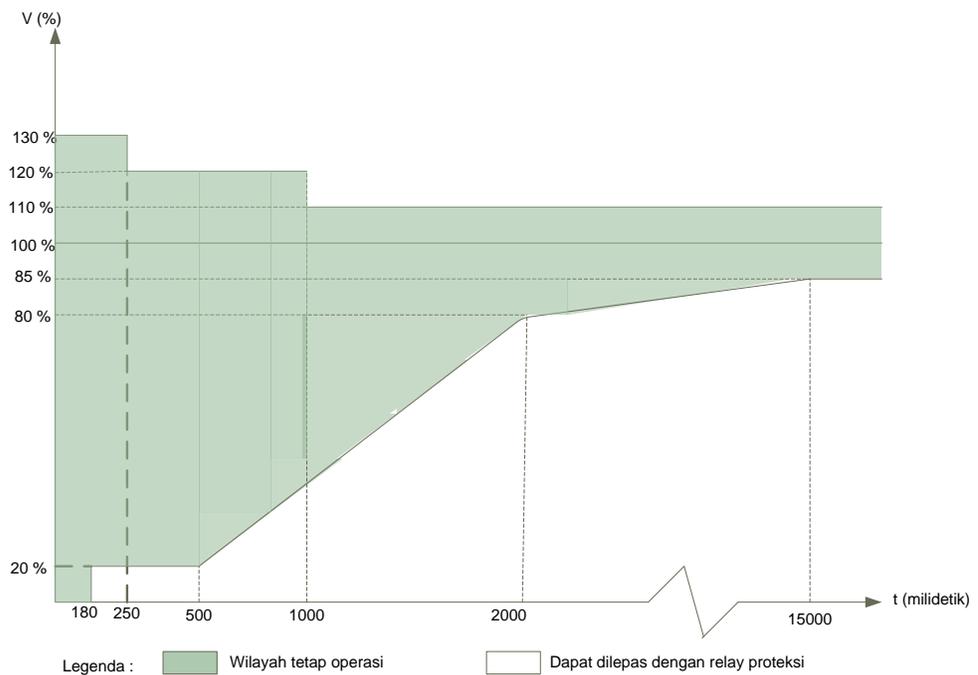
CC 4.4.3 Sistem Pengaturan Tegangan

CC 4.4.3.1 Pembangkit, *synchronous condenser*, dan/atau peralatan kompensator tegangan dari jenis *flexible alternating current transmission system* (FACTS) harus mampu berkontribusi untuk pengaturan tegangan dengan mengatur daya reaktif yang dipasok ke jaringan secara dinamis. Pembangkit harus dapat mempertahankan tegangan pada *busbar* tegangan tinggi (HV *Busbar*) pada nilai yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada batas daya reaktif yang tidak terlewati sebagaimana dimaksud pada CC 4.4.2.5 (Kemampuan Daya Reaktif).

CC 4.4.3.2 Untuk memenuhi syarat sebagaimana dimaksud pada CC 3.2 (Variasi pada Tegangan Sistem), unit pembangkit harus dilengkapi dengan sistem pengaturan yang sesuai agar dapat mengatur tegangan atau pengaturan daya reaktif tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada seluruh rentang operasi.

CC 4.4.3.3 *Low Voltage Ride Through* (LVRT) dan *High Voltage Ride Through* (HVRT)

Semua unit pembangkit harus mampu beroperasi melewati tegangan rendah (LVRT) dan beroperasi melewati tegangan tinggi (HVRT) sesuai gambar di bawah ini:



Gambar 2. Grafik LVRT dan HVRT

CC 4.4.3.4 Pembatasan daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) selama terjadi gangguan hubung singkat dan pemulihan pada pembangkit EBT intermiten sebagai berikut:

- a. pada gangguan hubung singkat 3 (tiga) *phase*, konsumsi daya aktif dan daya reaktif sesaat kurang dari 0,6 pu (nol koma enam per unit) diizinkan selama hanya 40 ms (empat puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan;
- b. pada gangguan hubung singkat tidak seimbang 1 (satu) *phase* dan 2 (dua) *phase* konsumsi daya aktif dan daya reaktif sesaat kurang dari 0,4 pu (nol koma empat per unit) diizinkan selama hanya 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan; dan
- c. setelah gangguan diamankan, pembangkit EBT intermiten tidak menyerap daya reaktif dari jaringan. Penyerapan daya reaktif sebelum gangguan harus dihilangkan dalam 200 ms (dua ratus millisecond) setelah gangguan diamankan. Penyerapan daya reaktif diizinkan kembali dengan penerapan strategi pengaturan tegangan setelah tegangan tersebut stabil selama 60 (enam puluh) detik di atas nilai nominal pascagangguan diamankan.

CC 4.4.3.5 Injeksi Daya Aktif dan Daya Reaktif pada Pembangkit EBT Intermiten Saat Gangguan Hubung Singkat

Pembangkitan daya reaktif pada tegangan gangguan kurang dari 0,85 pu (nol koma delapan lima per unit) diberlakukan seperti AVR pada pembangkit sinkron konvensional, yaitu dalam bentuk *controller* tegangan *proportional integrator* (PI) dengan referensi arus reaktif sebagai pengendali *output*. Input kendali yaitu perbedaan antara tegangan *set point* (rms/root mean square) dan tegangan pada titik sambung (rms/root mean square) yang melewati filter *washout* dengan batasan arus reaktif maksimum dan minimum.

Karakteristik khusus pengaturan berlaku sebagai berikut:

- a. pengaturan tegangan diaktifkan untuk setiap tegangan di luar rentang operasi normal;
- b. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan tegangan dalam operasi normal, titik *set point* tegangan selama gangguan tidak boleh berubah;
- c. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan daya reaktif atau mode faktor daya, *set point* tegangan selama gangguan merupakan tegangan sebelum gangguan hubung singkat;

- d. selama gangguan, peralatan harus mengirim atau menyerap arus reaktif urutan positif berdasarkan aksi pengatur tegangan (*voltage controller*) dengan tingkat kejenuhan minimum sebagai berikut:

Tabel 6: Arus Reaktif Minimum yang Harus Dikirim atau Diserap

V (pu)	Arus Reaktif Minimum (pu)	Keterangan
0	1.0	mengirim
0.5	0.9	mengirim
0.85	0.6	mengirim
0.9	0.3	mengirim
1.1	-0.3	menyerap
1.15	-0.6	menyerap
1.3	-0.72	menyerap
>1.3	-	dilepas oleh relai proteksi

- e. tingkat kejenuhan diimplementasikan pada tingkat kejenuhan pengatur tegangan (*voltage controller*) yang bekerja dalam operasi normal dan pada kondisi gangguan;
- f. untuk rentang tegangan lebih dari 0,85 pu (nol koma delapan lima per unit) sampai dengan kurang dari 1,15 pu (satu koma satu lima per unit), arus reaktif yang dikirim akan bereaksi sesuai dengan kerja pengatur tegangan (*voltage controller*) yang dapat mencapai batas titik jenuh regulator; dan
- g. setelah gangguan hilang, pengatur tegangan (*voltage controller*) akan tetap diaktifkan selama 30 (tiga puluh) detik setelah level tegangan kembali ke level operasi normal. Setelah itu, pengatur tegangan (*voltage controller*) akan dinonaktifkan dan syarat daya reaktif untuk operasi normal akan diberlakukan.

CC 4.5 Pembebanan Urutan *Phase* Negatif

Sebagai tambahan untuk memenuhi syarat yang dinyatakan pada peralatan generator, masing-masing unit pembangkit harus dapat bertahan tanpa *trip* terhadap pembebanan urutan *phase* negatif pada kejadian pengamanan gangguan *phase* ke *phase* oleh sistem proteksi cadangan (*backup*) pada jaringan transmisi.

CC 4.6 Relai yang Sensitif terhadap Frekuensi

Unit pembangkit harus terus beroperasi pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud pada CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi) sesuai waktu yang ditentukan.

Unit pembangkit di pusat pembangkit harus dilengkapi *under frequency relay*. *Underfrequency relay* harus diatur men-*trip*-kan pemutus daya (*circuit breaker*) sisi tegangan tinggi apabila frekuensi di jaringan mencapai 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz atau ketika frekuensi mencapai 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan bertahan selama 20 (dua puluh) detik. Unit pembangkit harus berhasil menjadi operasi *house load* akibat pemutusan jaringan di atas dan relai terpasang di pusat pembangkit. Skema relai harus sesuai dengan pengaturan proteksi dan kontrol pada Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali ini.

Pengelola pembangkit bertanggung jawab untuk memproteksi semua unit peralatan dari kerusakan apabila terjadi ekskursi frekuensi di luar rentang 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. Apabila ekskursi frekuensi terjadi, unit pembangkit dapat melepas peralatan untuk alasan keamanan personel.

CC 4.7 Peralatan *Monitoring* Pusat Pembangkit dan Unit Pembangkit

Pembangkit harus memasang peralatan SCADA atau sistem otomasi dengan protokol komunikasi data yang sesuai dengan standar nasional Indonesia atau standar internasional dan disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Peralatan SCADA atau sistem otomasi tersebut digunakan untuk melakukan kontrol dan *monitoring* unit pembangkit.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memasang peralatan *wide area monitoring system* (WAMS) di GI atau di unit pembangkit. Spesifikasi dan parameter *monitoring* peralatan tersebut untuk memudahkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam memonitor perilaku dinamik secara luas dari pembangkit saat kondisi normal dan gangguan sistem. Peralatan monitor yang terpasang harus dapat merekam kejadian pada saat kejadian yang lambat atau yang cepat dengan resolusi yang sesuai agar dapat dimanfaatkan untuk pelaksanaan analisis setelah gangguan.

CC 4.8 *Ramp Rate* untuk Keperluan *Dispatch*

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merinci persyaratan unit pembangkit terkait *ramp rate* pada saat *dispatch* dengan berkonsultasi dengan pengelola pembangkit sesuai kesepakatan pada saat pengajuan sambung.

CC 4.9 Operasi *House Load*

Pada kejadian:

- a. unit pembangkit lepas dari jaringan secara tiba-tiba; dan/atau
 - b. gangguan sistem atau unit pembangkit dan jaringan terlepas (termasuk lepasnya suplai *auxiliary* pembangkit dari sistem),
- masing-masing unit pembangkit harus mampu beroperasi *house load* paling singkat 40 (empat puluh) menit. Pada waktu tersebut, masing-masing unit pembangkit harus siap sinkron kembali ke jaringan dan mampu menaikkan keluaran pembangkitan seperti biasa. Kemampuan operasi *house load* harus tidak tergantung pada kesiapan suplai dari jaringan. Pengelola pembangkit harus melakukan pengujian *house load* paling sedikit 1 (satu) kali dalam 2 (dua) tahun atau mengikuti jadwal pemeliharaan pembangkit dan dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.10 Kemampuan Asut Gelap (*Black Start*)

Unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap (*black start*) sangat diperlukan dalam jaringan tenaga listrik. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengidentifikasi dan merekomendasikan unit pembangkit yang harus memiliki kemampuan asut gelap (*black start*). Kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit merupakan kemampuan unit pembangkit untuk *start* tanpa bantuan daya dari luar disertai unit *redundant emergency diesel generator* (EDG) untuk keandalan.

CC 4.11 Parameter Simulasi Dinamik

Pengelola pembangkit yang berkapasitas:

- a. lebih besar atau sama dengan 100 (seratus) MW; dan
- b. lebih kecil dari 100 (seratus) MW jika diperlukan untuk analisis sistem,

harus menyiapkan model parameter simulasi dinamik untuk analisis Sistem Tenaga Listrik dalam bentuk laporan dan model *software*, yang meliputi model generator atau pembangkit, parameter dan blok diagram kontrol *governor*, parameter dan blok diagram sistem eksitasi dan *power system stabilizer* (PSS), dan parameter trafo penaik tegangan (*step up*) pembangkit yang divalidasi melalui pengujian di lapangan.

Pengelola pembangkit dapat menunjuk lembaga independen dan bersertifikasi nasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pengujian dan pemodelan parameter simulasi dinamik pembangkit dan hasilnya diserahkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Model parameter simulasi dinamik pembangkit harus sesuai standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan dapat digunakan dalam 2 (dua) macam aplikasi simulasi analisis Sistem Tenaga Listrik yang digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pengujian parameter simulasi dinamik pembangkit untuk pemodelan terdiri atas 2 (dua) jenis:

a. Tipe Pengujian Dasar Penuh (*Full Baseline Testing*)

Tipe ini merupakan tipe pengujian secara keseluruhan untuk mendapatkan model generator, sistem eksitasi, turbin *governor*, dan *power system stabilizer* (PSS) yang dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali selama umur operasi generator yang bersangkutan. Tipe ini dilakukan untuk:

1. generator *eksisting* yang belum pernah diuji dan divalidasi parameter dinamik dilakukan paling lambat pada saat penerbitan kembali sertifikat laik operasi (SLO);
2. generator baru dalam rentang waktu 180 (seratus delapan puluh) hari terhitung sejak tanggal *commercial operation date* (COD);
3. generator dengan perubahan peralatan yang mempengaruhi respons dinamik; dan
4. generator yang diindikasikan mempunyai perbedaan respons sebenarnya dengan modelnya; dan

b. Tipe Pengujian Validasi Ulang Performa Model (*Model Performance Revalidation*)

Pembangkit yang telah melakukan pengujian dasar penuh harus melakukan pengujian validasi ulang performa model. Pengujian ini merupakan uji dinamik parsial yang harus dilakukan dalam periode 5 (lima) tahun sekali atau untuk pembangkit dengan perubahan peralatan parsial. Pengujian ini bertujuan untuk validasi parameter dengan keperluan sebagai berikut:

1. validasi respons sistem eksitasi;
2. validasi respons *governor*; dan
3. validasi kapabilitas daya reaktif.

Pembangkit yang tidak melaksanakan pengujian dan pemodelan dinamik diklasifikasikan sebagai bentuk ketidakpatuhan terhadap Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

CC 4.12 Persyaratan Peralatan Telekomunikasi

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan peralatan telekomunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas telekomunikasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) meliputi:

a. Suara (*Voice*)

1. *Hotline* Operasi Sistem

Fasilitas telekomunikasi suara khusus untuk operasional sistem (*fixed hotline*) kategori fungsi *operation technology* (OT). Fasilitas telekomunikasi dilengkapi dengan alat perekam dan sistem kolaborasi yang terhubung dari pusat kontrol (*control center*) pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk semua unit pembangkit dan GI 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sesuai dengan kaidah pengaturan operasi sistem; dan

2. Administratif

Jaringan telekomunikasi suara *fixed line* dan/atau *mobile* atau fasilitas telekomunikasi umum (publik) untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilengkapi dengan radio dan *mobile* sebagai *backup* untuk keperluan administrasi; dan

b. Data

Fasilitas telekomunikasi khusus untuk rangkaian peralatan kategori fungsi *operation technology* (OT) meliputi proteksi sistem, proteksi peralatan, SCADA dan otomasi, *wide area monitoring system* (WAMS), PMU, DFR, dan transaksi tenaga listrik.

Fasilitas telekomunikasi data untuk kategori fungsi *information technology* (IT) meliputi *local area network* (LAN) dan aplikasi administrasi.

CC 4.12.1 *Availability* telekomunikasi paling sedikit sebesar 99,9% (sembilan puluh sembilan koma sembilan persen). Untuk menjamin tersedianya *monitoring* dan pengaturan jaringan transmisi yang memadai, fasilitas telekomunikasi di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus disiapkan sesuai dengan persyaratan atau fasilitas telekomunikasi lain yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.12.2 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan media telekomunikasi dan perangkat sesuai spesifikasi titik sambung yang

dapat berupa media FO dan/atau PLC atau media lain sesuai kondisi dan karakter teknis kebutuhan.

- CC 4.12.3 Jaringan telekomunikasi untuk kebutuhan *operation technology* (OT) seperti *hotline*, SCADA dan otomasi, proteksi peralatan, proteksi sistem, *wide area monitoring system* (WAMS), PMU, DFR, dan transaksi tenaga listrik harus menggunakan sistem yang terpisah dengan telekomunikasi *information technology* (IT) dan telekomunikasi publik.
- CC 4.12.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi suara *fixed hotline* yang independen. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyediakan perangkat *fixed hotline* di ruang kendali pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik agar dapat berkomunikasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Terminologi independen mengandung pengertian bahwa apabila salah satu saluran terganggu, saluran yang lain masih dapat dipakai. Saluran telekomunikasi tersebut harus terpadu secara memadai dengan fasilitas telekomunikasi yang telah ada. Saluran suara *hotline* harus digunakan untuk komunikasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik serta hanya digunakan untuk maksud operasi sistem.
- CC 4.12.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi data SCADA dan otomasi yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi, pengukuran, telemetri, dan *remote control* berdasarkan *Appendix 3 - Aturan Penyambungan (Pengukuran, Telemetri, dan Remote Control pada Titik Sambung)* ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.12.6 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran untuk komunikasi *operation technology* (OT), meliputi proteksi peralatan dan proteksi sistem yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi *remote protection*, pengukuran, dan telemetri sesuai *Appendix 1* dan *Appendix 2* Aturan Penyambungan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.12.7 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan saluran telekomunikasi data yang dilengkapi *backup* untuk komunikasi *operation technology*

(OT), antara lain *automatic meter reading* (AMR), DFR, *wide area monitoring system* (WAMS), dan PMU.

CC 4.12.8 Peralatan telekomunikasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik kompatibel dengan peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan dapat dikontrol secara *remote*.

CC 4.12.9 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memelihara fasilitas telekomunikasi serta harus melengkapi alat catu daya utama dan cadangan yang memadai paling sedikit untuk 8 (delapan) jam.

CC 4.12.10 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempunyai hak akses untuk dapat melakukan paling sedikit fungsi *configuration management* dan *fault management* peralatan telekomunikasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5 Prosedur Penyambungan

CC 5.1 Kajian untuk Penyambungan

Penyambungan semua unit pembangkit (termasuk EBT intermiten) yang diusulkan oleh pengembang pembangkit listrik harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada perencana sistem PT PLN (Persero). Penyambungan konsumen tenaga listrik (termasuk operasi paralel) harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero).

Sebelum tahap pembangunan dan penyambungan unit pembangkit, pembangunan dan penyambungan instalasi jaringan baru, dan/atau penyambungan konsumen tenaga listrik baru, kajian berikut ini harus dipenuhi terlebih dahulu, yang meliputi:

- a. kajian kelayakan proyek (*feasibility study*); dan
- b. permintaan evaluasi sambung.

Perencana sistem PT PLN (Persero) atau pengelola distribusi PT PLN (Persero) bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) melakukan evaluasi terhadap kajian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b.

Perencana sistem PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat meminta kajian lain di luar kajian kelayakan proyek untuk mendukung proses reviu dan evaluasi sambung.

CC 5.1.1 Kajian Kelayakan Proyek

Kajian kelayakan proyek merupakan kajian dampak terhadap jaringan apabila unit pembangkit, transmisi baru, atau konsumen tenaga listrik baru tersambung ke jaringan. Kajian kelayakan

proyek paling sedikit memenuhi garis besar kajian kelayakan proyek sebagai berikut:

- a. informasi rinci mengenai pembangkit atau *engineering project*, termasuk *single line diagram* pembangkit dan interkoneksinya serta nilai perhitungan proteksi sisi tegangan rendah dan tegangan tinggi;
- b. usulan data teknis komponen, sertifikasi internasional, dan sertifikasi nasional;
- c. sistem kontrol dan pengaturan pembangkit serta integrasi SCADA atau sistem otomasi;
- d. produksi energi tahunan untuk pembangkit EBT intermiten termasuk perkiraan susut, ketidakpastian atau variabilitas (data realisasi kecepatan angin atau iradiasi matahari di lokasi pembangkit paling sedikit dalam 1 (satu) tahun), dan perkiraan produksi tahunan. Produksi energi tahunan harus dihitung sebagai energi arus bolak-balik yang dipasok ke titik sambung;
- e. informasi operasi dan siklus pembangkitan unit pembangkit dengan generator sinkron (termasuk variasi musim dan jadwal pemeliharaan), pembangkitan yang dipasok ke titik sambung secara individual atau agregat, rentang operasi (*technical minimum loading* dan kapasitas terpasang), *ramp rates*, waktu asut gelap (*black start*) atau *cold start* hingga mencapai pembebanan optimal, deskripsi logika AGC, serta kemampuan integrasi dari sistem otomasi atau SCADA dan protokolnya;
- f. skenario status jaringan, bagian dari kajian ini harus menggambarkan skenario yang dipilih untuk analisis. Seluruh kombinasi dari hal berikut ini harus dimasukkan dalam daftar skenario, antara lain beban puncak dan beban rendah, maksimum dan minimum energi, musim hujan dan musim kemarau, dan hal lain yang sesuai untuk teknologi yang dipilih;
- g. selain sebagaimana dimaksud dalam huruf f, untuk pembangkit EBT intermiten ditambahkan skenario perubahan saat kecepatan angin maksimum (*cut off* dari turbin angin), terjadi awan saat kondisi iradiasi maksimal ke kondisi iradiasi tertutup awan, gangguan transmisi dan reaksi pembangkit dengan proteksi *low voltage ride through* (LVRT), dan kemampuan *support* tegangan dari unit pembangkit dengan representasi *inverter* yang sesuai; dan
- h. urutan analisis yang harus dikerjakan untuk setiap skenario beserta asumsi serta mitigasi pada analisis sebagai berikut:
 1. analisis aliran daya pada kondisi tunak (*steady state power flow analysis*);
 2. analisis hubung singkat;
 3. analisis kestabilan frekuensi, *transient*, dan *small signal*;

4. analisis kualitas daya; dan
5. analisis pembebanan (*dispatching*).

Sebelum mendapat persetujuan evaluasi, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus menyiapkan dan mempresentasikan kajian kelayakan proyek kepada perencana sistem PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk direviu dan mendapat persetujuan. Sebelum disetujui, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus memenuhi rekomendasi perbaikan yang diberikan oleh perencana sistem PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah proses reviu kajian kelayakan proyek.

CC 5.1.2 Permintaan Evaluasi Sambung (*Connection Evaluation Request*)

CC 5.1.2.1 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Pembangkitan

Pengembang pembangkit listrik harus mengajukan permintaan sambung kepada perencana sistem PT PLN (Persero). Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit harus berisi hal berikut:

- a. usulan titik sambung dan level tegangan;
- b. usulan teknologi pembangkit;
- c. usulan profil pembangkitan, termasuk rincian khusus energi maksimum dan minimum yang dipasok pada titik sambung serta siklus pembangkitan untuk 24 (dua puluh empat) jam, 1 (satu) bulan, dan 1 (satu) tahun. Untuk unit pembangkit yang tergantung pada variasi musim, profil pembangkitan pada setiap musim harus ditunjukkan. Profil pembangkitan harus jelas memuat periode pemeliharaan dan penurunan pembangkitan yang diakibatkannya;
- d. deskripsi dan jumlah unit pembangkit yang diusulkan, kemampuan kontrol unit pembangkit, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, dan *ramp rate*;
- e. batas pembebanan minimum dan maksimum setiap unit pembangkit dan waktu yang diperlukan dari asut gelap (*black start*) atau asut dingin (*cold start*) hingga mencapai pembebanan minimum;
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;
- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date* (COD); dan
- h. pernyataan bahwa pengembang pembangkit listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

Perencana sistem PT PLN (Persero) memberikan jawaban kepada pengembang pembangkit listrik paling lambat 90 (sembilan puluh) hari sejak menerima usulan permintaan evaluasi sambung. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, perencana sistem PT PLN (Persero) bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, pengembang pembangkit listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh pengembang pembangkit listrik agar dapat memenuhi semua syarat Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali. Pengembang pembangkit listrik harus berkoordinasi dengan perencana sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memenuhi penyesuaian dimaksud hingga mendapat persetujuan.

CC 5.1.2.2 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Konsumen Tenaga Listrik

Permintaan evaluasi sambung berlaku untuk konsumen tenaga listrik yang mengusulkan penyambungan ke jaringan. Konsumen tenaga listrik mengajukan permintaan penyambungan melalui pengelola distribusi PT PLN (Persero). Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit harus berisi hal berikut:

- a. daya yang dibutuhkan;
- b. usulan titik sambung dan level tegangan;
- c. jenis pemanfaatan energi listrik;
- d. deskripsi spesifikasi teknis peralatan yang akan tersambung;
- e. konsumen tenaga listrik yang memiliki unit pembangkit (operasi paralel) harus menyampaikan deskripsi dan jumlah unit pembangkit, kemampuan kontrol unit pembangkit, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, *ramp rate*, dan spesifikasi teknis generator yang akan paralel;
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;
- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date* (COD); dan
- h. pernyataan bahwa konsumen tenaga listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) memberikan jawaban kepada konsumen tenaga listrik paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak menerima usulan permintaan evaluasi sambung. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, pengelola distribusi PT

PLN (Persero) bekerja sama dengan perencana sistem PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, konsumen tenaga listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh konsumen tenaga listrik agar dapat memenuhi semua syarat Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali. Konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi dengan pengelola distribusi PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memenuhi penyesuaian dimaksud hingga mendapat persetujuan.

CC 5.2 Permintaan Sambung Setelah Konstruksi

CC 5.2.1 Setelah unit pembangkit, transmisi, atau GI selesai dibangun, pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menyampaikan permohonan sambung untuk pemberian tegangan (*energize*) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Permohonan sambung diajukan paling lambat 10 (sepuluh) hari kerja sebelum tanggal pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, sepanjang pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sudah memenuhi persyaratan fasilitas dari titik sambung sebagai berikut:

- a. memenuhi persyaratan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknis;
- b. memenuhi persyaratan Aturan Operasi;
- c. menyampaikan permintaan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, termasuk informasi keinginan waktu tercepat untuk pemberian tegangan (*energize*);
- d. menyampaikan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi yang diperlukan untuk mempersiapkan urutan kerja lapangan:
 1. daftar peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik seperti trafo, *tap changer*, pengaturan dan pasokan reaktif, dan peralatan proteksi yang mempengaruhi jaringan; dan
 2. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan bertanggung jawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan

Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab pada titik sambung, atau lokasi kantor kerja; dan

- e. menyampaikan konfirmasi tertulis kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa semua peralatan pada titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, kecuali yang dijamin oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 5.2.2 Sebelum pemberian tegangan (*energize*) atau sinkron titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi semua persyaratan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali. Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan bahwa media telekomunikasi yang diperlukan untuk suara, proteksi, dan peralatan kontrol yang terpasang memenuhi standar dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

Fasilitas yang dibangun oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diperiksa dan dinyatakan telah memenuhi persyaratan oleh lembaga inspeksi teknik terakreditasi. Izin untuk penyambungan ke jaringan harus diberikan secara tertulis oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Prosedur pemberian tegangan (*energize*) harus diikuti oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5.2.3 Tanggung Jawab Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus:

- a. memenuhi persyaratan penyambungan;
- b. menyampaikan pernyataan bahwa fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali;
- c. menyampaikan jadwal lapangan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) meliputi informasi mengenai:
 - 1. daftar peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 - 2. daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;

3. penjelasan jadwal telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, telemetri, dan peralatan kontrol; dan
 4. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab, dan satuan organisasi; dan
- d. menyiapkan prosedur keselamatan kerja setempat dan nama petugas koordinator keselamatan kerja sesuai dengan persyaratan yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 9 – Koordinasi Keselamatan).

CC 5.2.4 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung dan setelah persyaratan penyambungan dipenuhi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan apakah fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sepenuhnya memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyusun prosedur pemberian tegangan (*energize*) secara bersama-sama dan menyepakati prosedur pemberian tegangan (*energize*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) setelah fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mendapatkan rekomendasi dari lembaga inspeksi teknik terakreditasi.

CC 5.2.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan lembaga inspeksi teknik terakreditasi melakukan kesepakatan waktu pemeriksaan titik sambung. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemeriksaan titik sambung dan dapat dilakukan pemeriksaan peralatan terkait lain termasuk pengujian yang diperlukan untuk meyakinkan bahwa pemberian tegangan (*energize*) titik sambung tidak akan mengganggu keamanan dan kelangsungan operasi.

CC 5.2.6 Dalam hal lembaga inspeksi teknik terakreditasi menyatakan bahwa kondisi titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dan siap untuk pemberian tegangan (*energize*), lembaga inspeksi teknik terakreditasi menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung.

- CC 5.2.7 Dalam hal lembaga inspeksi teknik terakreditasi menyatakan bahwa titik sambung dan/atau peralatan terkait lain tidak siap menerima tegangan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan perbaikan seperlunya hingga dinyatakan sesuai dan layak diberi tegangan oleh lembaga inspeksi teknik terakreditasi.
- CC 5.3 Pemberian Tegangan (*Energize*) pada Titik Sambung
- CC 5.3.1 Setelah lembaga inspeksi teknik terakreditasi menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan prosedur pemberian tegangan (*energize*) yang telah disusun dan disepakati bersama.
- CC 5.3.2 Rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem dari lembaga inspeksi teknik terakreditasi berlaku selama 7 (tujuh) hari kerja terhitung sejak terbit rekomendasi. Apabila pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) melebihi durasi waktu yang ditentukan, rekomendasi tersebut perlu diperbarui kembali.
- CC 5.3.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung atas permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan jadwal dan *standard operating procedure* (SOP) yang telah dibuat sebelumnya.
- CC 5.3.4 Proses pemberian tegangan (*energize*) dilakukan selama 24 (dua puluh empat) jam atau sesuai dengan durasi yang diperlukan untuk jenis peralatan yang diuji sebagai bagian dari pengujian sistem.
- CC.5.3.5 Percobaan pembebanan yang dilakukan setelah proses pemberian tegangan (*energize*) bertujuan antara lain untuk pengujian *stability* peralatan proteksi, pengamatan *hot spot* pada terminasi titik sambung primer, dan pengukuran kebisingan.
- CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar
- Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan revisi atas data operasi terdaftar yang memperlihatkan perubahan yang terjadi pada titik sambung dan/atau peralatan terkait lain.

CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitas untuk memenuhi persyaratan dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Setelah pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus tetap menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

Appendix 1: Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung

CCA1 1 Umum

Semua peralatan yang tersambung dengan jaringan harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional. Hal ini meliputi, namun tidak terbatas pada, PMT, PMS, peralatan pembumian, trafo tenaga, IBT, trafo tegangan, trafo arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *busbar*, isolator, *line traps*, peralatan kopling, generator, turbin, dan koordinasi isolasi pada titik sambung.

CCA1 2 Setiap titik sambung antara fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan jaringan transmisi harus dikontrol oleh PMT yang mampu memutuskan arus hubung singkat maksimum pada titik sambung. Berdasarkan permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan nilai arus hubung singkat.

CCA1 2.1 Pengaturan Proteksi

Proteksi untuk fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik ke titik sambung pada jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan paling sedikit seperti di bawah ini.

Setting proteksi pembangkit harus dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

Setting proteksi GI dan transmisi harus dikoordinasikan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

Koordinasi *setting* proteksi untuk instalasi baru, penggantian peralatan utama, atau penggantian relai proteksi harus dilakukan antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola transmisi PT PLN (Persero). Semua peralatan instalasi tenaga listrik yang tersambung dengan jaringan harus diamankan dengan sistem proteksi yang sesuai.

CCA1 2.2 Waktu pemutusan gangguan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. waktu pemutusan gangguan di sisi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung dengan jaringan transmisi mulai dari saat terjadi gangguan sampai dengan padam busur listrik oleh terbukanya PMT harus kurang dari atau sama dengan:
 1. 90 ms (sembilan puluh millisecond) untuk 500 (lima ratus) kV;
 2. 100 ms (seratus millisecond) untuk 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV;
 3. 120 ms (seratus dua puluh millisecond) untuk 150 (seratus lima puluh) kV; dan
 4. 150 ms (seratus lima puluh millisecond) untuk 66 (enam puluh enam) kV;
- b. waktu pemutusan gangguan untuk jaringan 20 (dua puluh) kV harus ditentukan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) tergantung pada lokasi titik sambung.

Koordinasi waktu pemutusan gangguan dekat *bus* 20 (dua puluh) kV sebagai berikut:

1. gangguan *phase ke phase*, OCR *incoming* paling lama 1 s (satu second) dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 ms (tujuh ratus millisecond);
2. gangguan 1 (satu) *phase* ke tanah:
 - a) pembumian (*grounding*) langsung, GFR *incoming* paling lama 1 s (satu second) dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 ms (tujuh ratus millisecond); dan
 - b) pembumian (*grounding*) dengan tahanan rendah dan tinggi, GFR *incoming* paling besar 50% (lima puluh persen) dari waktu ketahanan arus kontinyu NGR dan dikoordinasikan dengan waktu SBEF. *Setting* selisih waktu antara GFR dan SBEF pada penyulang (*feeder*) diatur paling singkat 300 ms (tiga ratus millisecond);

- c. dalam hal terjadi kesalahan peralatan proteksi utama milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, proteksi cadangan (*backup*) yang disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diatur dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 400 ms (empat ratus millisecond). Pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyediakan proteksi cadangan yang bekerja dengan waktu yang lebih lambat daripada proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk diskriminasi waktu;
- d. proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharapkan mampu bertahan dan tanpa *trip* terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan transmisi oleh proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) atau proteksi cadangan. Kondisi ini akan memberikan peluang diskriminasi waktu antara proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan proteksi cadangan yang ada di jaringan transmisi;
- e. proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang pada:
 - 1. semua titik sambung 500 (lima ratus) kV;
 - 2. semua titik sambung 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV;
 - 3. semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV dengan 500 (lima ratus) kV; dan
 - 4. semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV dengan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV.

Dalam hal terjadi kegagalan pemutusan arus gangguan oleh PMT, proteksi kegagalan PMT akan men-*trip*-kan semua PMT yang tersambung langsung dengan PMT yang gagal dalam rentang waktu 200 ms (dua ratus millisecond) sampai dengan 250 ms (dua ratus lima puluh millisecond); dan

- f. unjuk kerja sistem proteksi (*protection system performance index*) jaringan merupakan ukuran rata-rata kemampuan dan keberhasilan peralatan proteksi secara tepat dalam men-*trip*-kan PMT pada saat terjadi gangguan primer sistem (*dependability index*) dan ukuran keamanan sistem proteksi pada saat tidak terjadi gangguan di primer sistem (*security index*). Semua *main protection unit* (MPU) untuk jenis, merk, tipe, dan *firmware* yang sama seperti *distance protection*, *line current differential protection*, *transformer differential protection*, *busbar differential protection (low impedance)*, dan diameter *differential protection* atau CCP jenis *low impedance* harus lulus:

1. pengujian jenis atau *type test*;
2. pengujian *interoperability*; dan
3. pengujian dinamik menggunakan model sistem dari pengelola transmisi PT PLN (Persero) dengan nilai *security index* dan *dependability index* paling sedikit 99,5% (sembilan puluh sembilan koma lima persen).

CCA1 2.3 Peralatan Proteksi yang Diperlukan

CCA1 2.3.1 Proteksi pada Fasilitas Interkoneksi

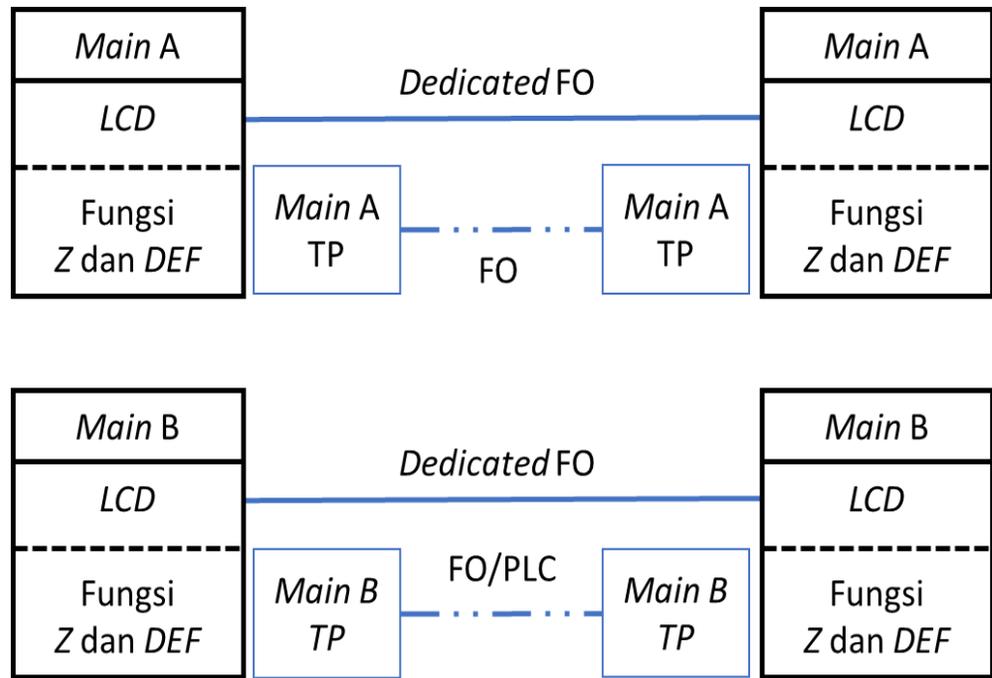
Semua peralatan proteksi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat mempengaruhi fasilitas jaringan transmisi harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan/atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) sesuai dengan kewenangan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mendapatkan persetujuan atas rencana peralatan proteksi sebelum dipasang. Persyaratan proteksi fasilitas interkoneksi jaringan transmisi dikelompokkan berdasarkan perbandingan impedansi sumber terhadap impedansi saluran (SIR). Suatu saluran didefinisikan sebagai:

- a. saluran pendek, jika $SIR > 4,0$ (empat koma nol);
- b. saluran sedang, jika $0,5$ (nol koma lima) $\leq SIR \leq 4,0$ (empat koma nol); dan
- c. saluran panjang, $SIR < 0,5$ (nol koma lima).

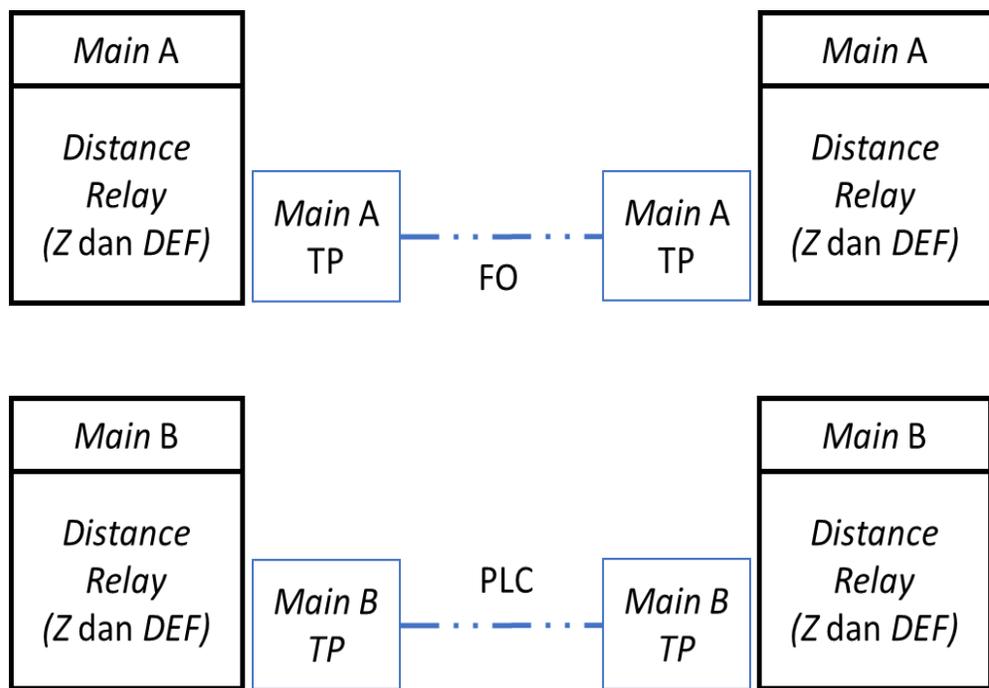
Data impedansi sumber yang diperlukan untuk menghitung SIR dapat diperoleh dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Skema proteksi saluran berdasarkan level tegangan sebagai berikut:

- a. proteksi saluran 500 (lima ratus) kV dan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV:
 1. menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan ketentuan manufaktur yang berbeda untuk keandalan sistem proteksi;



Gambar 3. Skema Proteksi 500 kV dan 275 kV Alternatif 1



Gambar 4. Skema Proteksi 500 kV dan 275 kV Alternatif 2

2. untuk saluran pendek skema proteksi yang digunakan merupakan skema proteksi alternatif 1 seperti pada Tabel 7, sedangkan untuk saluran sedang dan panjang dapat menggunakan alternatif 1 atau alternatif 2 sesuai dengan kemampuan media komunikasi;

Tabel 7. Skema Proteksi Saluran 500 kV dan 275 kV

Skema Proteksi	Relay	Media Komunikasi
Alternatif 1 (saluran Pendek)		
Proteksi <i>Main A</i>	<i>Line Current Differential (LCD)</i>	<i>Dedicated FO</i>
	Fungsi <i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)*</i>	<i>FO</i>
Proteksi <i>Main B</i>	<i>Line Current Differential (LCD)</i>	<i>Dedicated FO</i>
	Fungsi <i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)*</i>	<i>FO atau PLC</i>
Alternatif 2 (Saluran Pendek / Sedang / Panjang)		
Proteksi <i>Main A</i>	<i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)**</i>	<i>FO</i>
Proteksi <i>Main B</i>	<i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)**</i>	<i>PLC</i>

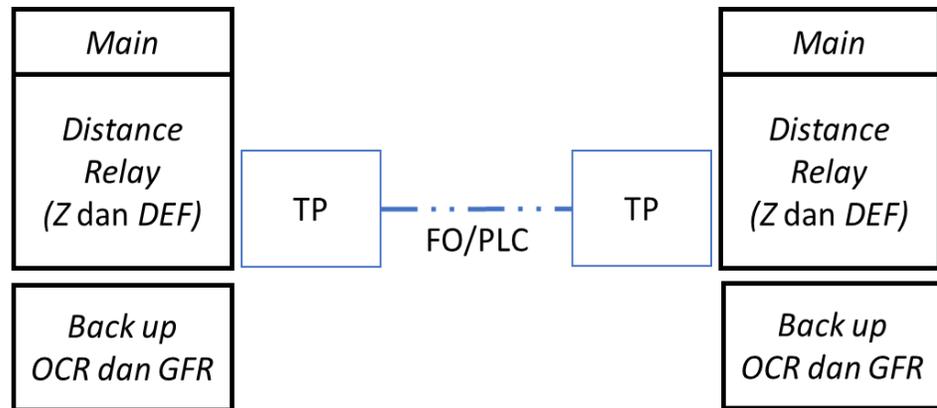
*) fungsi *distance relay* dan DEF dapat merupakan fitur dalam relai LCD

***) skema *distance relay* menggunakan skema *transfer trip* yang berbeda seperti *permissive underreach* dan *permissive overreach*

3. sistem telekomunikasi proteksi yang digunakan untuk skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B* harus menggunakan media komunikasi yang berbeda, yaitu FO dan PLC atau 2 (dua) media FO terpisah secara fisik. Media FO menggunakan topologi *dedicated* dan *direct (point to point)*. Skema proteksi minimum untuk saluran 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 (lima ratus) kV sebagaimana dimaksud pada Tabel 7;
4. setiap *distance relay* harus dilengkapi dengan fitur *power swing block* yang berfungsi untuk mem-*block* bekerjanya *distance relay* pada kondisi ayunan daya (*power swing*); dan
5. setiap terminal saluran transmisi harus dilengkapi dengan skema proteksi *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) *phase* dan 3 (tiga) *phase*. *Reclosure* 3 (tiga) *phase* harus dilengkapi dengan *synchro check relay*.

Autoreclose merupakan relai independen (terpisah secara *hardware*) yang memiliki kemampuan untuk *trip* dan *reclose* 2 (dua) PMT; dan

- b. proteksi saluran 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV:
 1. saluran pendek:
 - a) untuk proteksi utama, LCD dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media komunikasi FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)*; dan



Gambar 6. Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV Alternatif 2

CCA1 2.3.2 Proteksi Transformator

Untuk transformator 500/150 kV, 150/66 kV, 150/20 kV, dan 66/20 kV ditetapkan pola proteksi sebagai berikut:

- a. untuk semua transformator harus dipasang:
 1. relai suhu minyak;
 2. relai suhu belitan sisi primer;
 3. relai suhu belitan sisi sekunder (*);
 4. relai *bucholz* tangki utama;
 5. relai tekanan lebih tangki utama;
 6. relai tekanan lebih OLTC (Jansen);
 7. relai differensial (+);
 8. relai gangguan ke tanah terbatas sisi primer;
 9. relai gangguan ke tanah terbatas sisi sekunder (*);
 10. relai arus lebih sisi primer;
 11. relai arus lebih sisi sekunder;
 12. relai gangguan ke tanah sisi primer;
 13. relai gangguan ke tanah sisi sekunder;
 14. relai RGT sisi tersier (tersier ditanahkan);
 15. relai pergeseran tegangan titik netral atau NVDR (tersier tidak ditanahkan); dan
 16. relai proteksi NGR atau SBEF (*).
- (*) pengecualian lihat Tabel 8
- (+) dapat memproteksi belitan primer, belitan sekunder, dan belitan tersier yang dibebani

Tabel 8 : Proteksi Trafo Tenaga

No	Jenis Proteksi	Transformator				
		150/20 & 66/20 kV		500/150 kV	275/150 kV	150/66 kV
		<30 MVA	≥ 30 MVA	≥ 60 MVA		
1	Relai Suhu Minyak	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
2	Relai Suhu Belitan Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
3	Relai Suhu Belitan Sisi Sekunder	-	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
4	Relai Buchholz Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
5	Relai Tekanan Lebih Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
6	Relai Tekanan Lebih OLTC (Jansen)	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
7	Relai <i>Differential</i>	1 buah	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
8	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Primer	-	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
9	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Sekunder (hanya untuk konfigurasi bintang)	-	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
10	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Primer	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
11	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Sekunder	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
12	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi <i>Tertier</i> Berbeban	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
13	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
14	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Sekunder (hanya untuk konfigurasi bintang)	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
15	Relai Gangguan Tanah (RGT) Sisi <i>Tertier</i> (<i>tertier</i> ditanahkan)	-	-	1 buah	1 buah	-
16	Relai Pergeseran Tegangan Titik Netral/NDVR (<i>tertier</i> tidak ditanahkan)	-	-	1 buah	1 buah	-
17	Relai Proteksi NGR (SBEF)	1 buah **	1 buah **	-	-	1 buah **

- : tidak diperlukan

** : diperlukan pada transformator belitan Y yang ditanahkan dengan resistor

*** : menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi *main* A dan skema proteksi *main* B) dengan ketentuan berbeda jenis proteksi atau jika jenisnya sama harus menggunakan algoritma pengukuran yang berbeda, manufaktur yang berbeda, dan harus mendapat suplai terpisah.

Proteksi cadangan transformator distribusi seperti relai arus lebih *phase* ke *phase* atau *phase* ke tanah OCR atau GFR harus dikoordinasikan dengan proteksi *feeder* sesuai dengan kesepakatan antara pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

CCA1 2.3.3 Proteksi Unit Pembangkit

Proteksi unit pembangkit yang menjangkau transmisi harus dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi dan harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Koordinasi dilakukan berdasarkan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dan standar internasional yang berlaku.

Proteksi unit pembangkit yang dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi untuk proteksi cadangan, antara lain:

- a. OCR atau GFR generator (50/51G) dengan kendali tegangan (51V), transformator generator (50/51GT), dan RGT sisi netral tegangan tinggi *generator transformer* (51NGT) perlu dikoordinasikan dengan relai arus lebih transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- b. relai jarak generator (21) yang menjangkau jaringan transmisi pengelola transmisi PT PLN (Persero) perlu dikoordinasikan dengan relai jarak transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- c. relai urutan negatif generator (46) perlu dikoordinasikan dengan waktu tunda ketidakserempakan PMT transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- d. relai eksitasi lebih (24 atau 59/81) tidak *trip* seketika pada nilai $V/Hz \leq 1.1$ pu dan dapat *trip* seketika atau tunda *definite* pada nilai $V/Hz > 1.1$ pu;
- e. relai lepas sinkron (78) dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- f. relai arus medan hilang (40) menggunakan *offset* relai jarak yang dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- g. relai tegangan kurang atau lebih (59) dikoordinasikan sesuai standar internasional yang berlaku; dan
- h. relai frekuensi (81) dikoordinasikan dengan rentang frekuensi sistem sebagaimana dimaksud pada CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi).

CCA1 2.3.4 *Bus Protection* Tegangan Tinggi atau Tegangan Ekstratinggi

Semua *busbar* tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi yang tersambung ke jaringan transmisi harus dilengkapi dengan proteksi *bus differential*.

Bus protection tegangan ekstratinggi menggunakan duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan manufaktur yang berbeda.

CCA1 2.3.5 *Diameter Protection* Tegangan Tinggi atau Tegangan Ekstratinggi

Semua diameter tegangan tinggi yang tersambung harus dilengkapi dengan proteksi CCP dan SZP.

Diameter protection tegangan ekstratinggi pada CCP menggunakan duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan menggunakan manufaktur yang berbeda.

Proteksi CCP digunakan apabila skema proteksi *bay* menggunakan CT *bay* (penghantar, trafo, dan kompensator).

CCA1 2.3.6 Proteksi Kegagalan PMT (*Circuit Breaker Failure Protection*)

Setiap PMT pada tegangan ekstratinggi harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*).

Setiap PMT pada tegangan tinggi harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) yaitu:

- a. GIS; dan
- b. GI dengan konfigurasi satu setengah *breaker*.

Relai proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang tersendiri (*dedicated*) untuk setiap PMT yang terpisah secara *hardware* dengan peralatan yang lain.

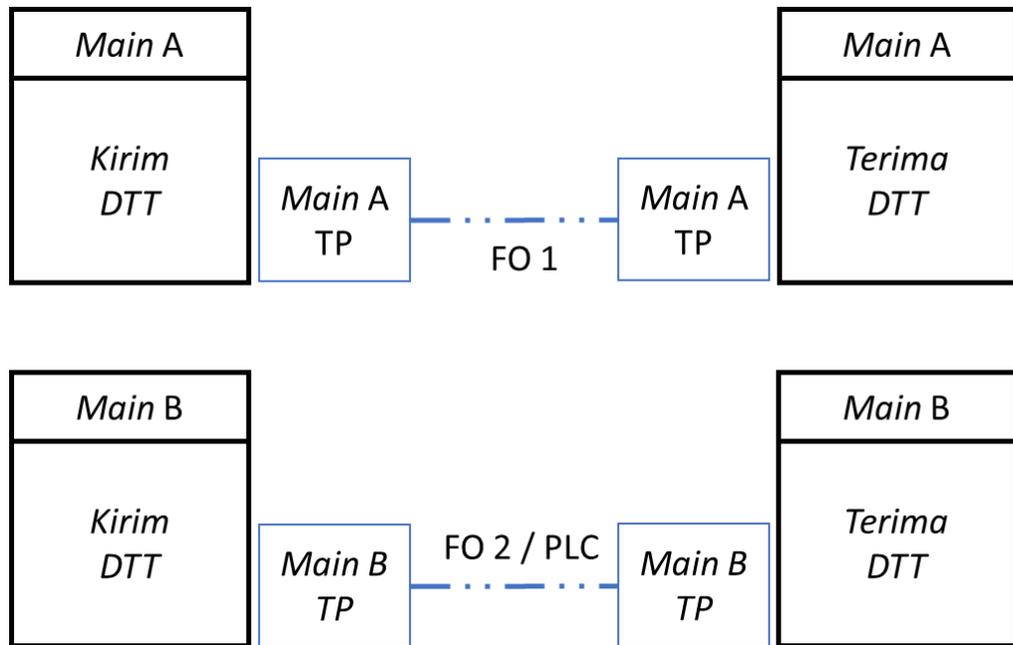
Skema proteksi kegagalan PMT terdiri atas 2 (dua) tahap, yaitu tahap pertama men-*trip*-kan PMT yang gagal *trip* dan tahap kedua men-*trip*-kan seluruh PMT yang tersambung ke PMT yang gagal, baik secara lokal maupun secara *remote* (DTT).

CCA1 2.3.7 *Direct Transfer Trip*

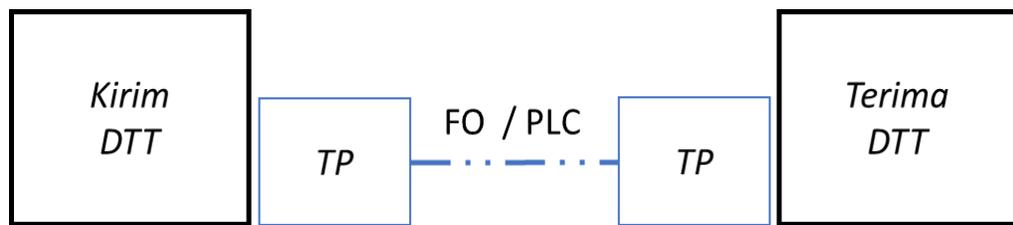
Setiap GIS dan GI/GITET harus dilengkapi dengan proteksi DTT dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pada GIS, DTT diinisiasi dari:
 1. CBF;
 2. CCP;
 3. SZP; dan
 4. *gas pressure low (compartement PMS line)*; dan
- b. pada GI/GITET, DTT diinisiasi dari:
 1. CBF;
 2. CCP; dan
 3. SZP.

Media komunikasi untuk DTT pada sistem tegangan ekstratinggi menggunakan 2 (dua) jalur teleproteksi yang berbeda (*redundant*). Untuk satu setengah *breaker*, sinyal DTT boleh dikirim jika status PMS penghantar pada posisi masuk.



Gambar 7. Skema DTT 500 kV dan 275 kV



Gambar 8. Skema DTT 150 kV dan 66 kV

CCA1 2.3.8 Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat kajian operasi sistem untuk menjaga keandalan sistem terhadap kemungkinan kondisi sistem yang tidak normal.

Peralatan proteksi sistem merupakan relai independen (terpisah secara *hardware* dari proteksi utama dan proteksi cadangan). Penempatan peralatan proteksi sistem di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan).

Fungsi proteksi sistem harus dapat dinonaktifkan dan rangkaian *trip* untuk proteksi sistem dibuat terpisah dengan sistem proteksi lain. Untuk menjamin keberhasilan proteksi sistem bekerja dengan baik, target *shedding* harus dapat dilakukan secara dinamis (*smart*).

Peralatan proteksi sistem menggunakan media *core* FO yang *dedicated* dengan paling sedikit 2 (dua) rute yang berbeda jalur, yaitu rute langsung antar-GI (*direct* atau *point to point*) dan rute alternatif masih dalam 1 (satu) subsistem.

CCA1 2.3.9 Disturbance Fault Recorder

Dalam hal terjadi gangguan, untuk mempermudah analisis gangguan:

- a. setiap titik sambung ke jaringan 500 (lima ratus) kV atau 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV termasuk *outlet* pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GITET pembangkit) harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* untuk proteksi *main A* dan proteksi *main B*.

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan harus tersinkron dengan GPS.

Kebutuhan sinyal DFR paling sedikit terdiri atas input analog dan digital seperti pada Tabel 9, Tabel 10, dan Tabel 11 berikut:

Tabel 9. *Analog Input* DFR 500 kV dan 275 kV

No	<i>Analog Input</i>	Nama di DFR	Contoh *)
1	<i>Voltage Phase R</i>	<i>VR [Nama Bay]</i>	VR GNDUL1
2	<i>Voltage Phase S</i>	<i>VS [Nama Bay]</i>	VS GNDUL1
3	<i>Voltage Phase T</i>	<i>VT [Nama Bay]</i>	VT GNDUL1
4	<i>Voltage Bus</i>	<i>VT BUS</i>	VT BUS
5	<i>Current Phase R</i>	<i>IR [Nama Bay]</i>	VR GNDUL1
6	<i>Current Phase S</i>	<i>IS [Nama Bay]</i>	IS GNDUL1
7	<i>Current Phase T</i>	<i>IT [Nama Bay]</i>	IT GNDUL1
8	<i>Current Phase N</i>	<i>IN [Nama Bay]</i>	IN GNDUL1

Keterangan:

- *) maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama *bay* sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 10. *Digital Input DFR 500 kV dan 275 kV Bay Line*

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>LP A OPRT</i>
2	<i>Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>LP B OPRT</i>
3	<i>DEF Main 1 Operated</i>	:	<i>DEF Main 1 OPRT</i>
4	<i>DEF Main 2 Operated</i>	:	<i>DEF Main 2 OPRT</i>
5	<i>CB Ax/Bx Phase A Close</i>	:	<i>CB Ax/Bx R status CLOSE (ex.A1 R CLOSE)</i>
6	<i>CB Ax/Bx Phase B Close</i>	:	<i>CB Ax/Bx S status CLOSE</i>
7	<i>CB Ax/Bx Phase C Close</i>	:	<i>CB Ax/Bx T status CLOSE</i>
8	<i>CB ABx Phase A Close</i>	:	<i>CB ABx R status CLOSE</i>
9	<i>CB ABx Phase B Close</i>	:	<i>CB ABx S status CLOSE</i>
10	<i>CB ABx Phase C Close</i>	:	<i>CB ABx T status CLOSE</i>
11	<i>CB Healty A</i>	:	<i>CB Healty A</i>
12	<i>CB Healty AB</i>	:	<i>CB Healty AB</i>
13	<i>Carrier Send from Distance Main 1</i>	:	<i>LP A SEND</i>
14	<i>Carrier Send from Distance Main 2</i>	:	<i>LP B SEND</i>
15	<i>Carrier Send from DEF Main 1</i>	:	<i>DEF Main 1 SEND</i>
16	<i>Carrier Send from DEF Main 2</i>	:	<i>DEF Main 2 SEND</i>
17	<i>Carrier Receive to Distance Main 1</i>	:	<i>LP A RCV</i>
18	<i>Carrier Receive to Distance Main 2</i>	:	<i>LP B RCV</i>
19	<i>Carrier Receive to DEF 1</i>	:	<i>DEF Main 1 RCV</i>
20	<i>Carrier Receive to DEF 2</i>	:	<i>DEF Main 2 RCV</i>
21	<i>Trip Phase R</i>	:	<i>TRIP R</i>
22	<i>Trip Phase S</i>	:	<i>TRIP S</i>
23	<i>Trip Phase T</i>	:	<i>TRIP T</i>
24	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
25	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
26	<i>CCP 1 Operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
27	<i>CCP 2 Operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
28	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A Ax/Bx OPRT</i>
29	<i>CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B Ax/Bx OPRT</i>
30	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A ABx OPRT</i>
31	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B ABx OPRT</i>
32	<i>A/R Close Command</i>	:	<i>A/R Close command</i>

Tabel 11. *Digital Input DFR 500 kV dan 275 kV Bay Transformer*

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>F87T Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 MAIN PROT Main 1</i>
2	<i>F87T Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 MAIN PROT Main2</i>
3	<i>REF HV Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF HV MAIN PROT Main 1</i>
4	<i>REF HV Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF HV MAIN PROT Main 2</i>
5	<i>REF LV Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF LV MAIN PROT Main 1</i>
6	<i>REF LV Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF LV MAIN PROT Main 2</i>
7	<i>Back Up Protection HV Operated</i>	:	<i>OCR/GFR 500 / 275 KV OPRT</i>
8	<i>Back Up Protection LV Operated</i>	:	<i>OCR/GFR 150 OPRT</i>
9	<i>NVDR/GFRTV Operated</i>	:	<i>Proteksi belitan tersier OPRT</i>
10	<i>Thermal Oil Relai Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
11	<i>Thermal Winding HV Relai Operated</i>	:	<i>THERMAL winding HV OPRT</i>

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
12	<i>Thermal Winding LV Relai Operated</i>	:	<i>THERMAL winding LV OPRT</i>
13	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
14	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
15	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
16	<i>CB Ax/Bx Close</i>	:	<i>CB Ax/Bx CLOSE</i>
17	<i>CB ABx Close</i>	:	<i>CB ABx CLOSE</i>
18	<i>CB LV kV close</i>	:	<i>CB 150 kV CLOSE</i>
19	<i>CB ABx Healty</i>	:	<i>CB ABx Healty</i>
20	<i>CB Ax/Bx Healty</i>	:	<i>CB Ax/Bx Healty</i>
21	<i>CB 150 kV Healty</i>	:	<i>CB 150 kV Healty</i>
22	<i>CCP 1 Operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
23	<i>CCP 2 Operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
24	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A Ax/Bx OPRT</i>
25	<i>CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B Ax/Bx OPRT</i>
26	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A ABx OPRT</i>
27	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B ABx OPRT</i>
28	<i>Overvoltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

- b. pada titik sambung ke jaringan 150 (seratus lima puluh) kV atau 66 (enam puluh enam) kV harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* proteksi yaitu:
1. GI pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GI pembangkit);
 2. *outlet* IBT 150/66 kV atau 275/150kV;
 3. jumlah *bay* > 8 (delapan) *bay* penghantar;
 4. jalur *backbone* atau *tie line*;
 5. GI konsumen tenaga listrik; dan
 6. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan harus tersinkron dengan GPS.

Tabel 12. *Analog Input* DFR 150 kV dan 66 kV

No	<i>Analog Input</i>	Nama di DFR	Contoh *)
1	<i>Voltage Phase R</i>	<i>VR [Nama Bay]</i>	VR GNDUL1
2	<i>Voltage Phase S</i>	<i>VS [Nama Bay]</i>	VS GNDUL1
3	<i>Voltage Phase T</i>	<i>VT [Nama Bay]</i>	VT GNDUL1
4	<i>Voltage Bus</i>	<i>VT BUS</i>	VT BUS
5	<i>Current Phase R</i>	<i>IR [Nama Bay]</i>	VR GNDUL1
6	<i>Current Phase S</i>	<i>IS [Nama Bay]</i>	IS GNDUL1
7	<i>Current Phase T</i>	<i>IT [Nama Bay]</i>	IT GNDUL1
8	<i>Current Phase N</i>	<i>IN [Nama Bay]</i>	IN GNDUL1

Keterangan:

*) maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama *bay* sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 13. *Digital Input* DFR 150 kV dan 66 kV *Bay Line* dengan Konfigurasi *Busbar* Satu Setengah *Breaker*

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	<i>LP A OPRT</i>
2	<i>DEF Operated</i>	:	<i>DEF OPRT</i>
3	<i>OCR/GFR Operated</i>	:	<i>OCR/GFR Operated</i>
4	<i>CB Ax/Bx Phase A Close</i>	:	<i>CB Ax/Bx R status CLOSE</i> <i>(ex. 7A1 R CLOSE)</i>
5	<i>CB Ax/Bx Phase B Close</i>	:	<i>CB Ax/Bx S statusCLOSE</i>
6	<i>CB Ax/Bx Phase C Close</i>	:	<i>CB Ax/Bx T statusCLOSE</i>
7	<i>CB ABx Phase A Close</i>	:	<i>CB ABx R statusCLOSE</i>
8	<i>CB ABx Phase B Close</i>	:	<i>CB ABx S statusCLOSE</i>
9	<i>CB ABx Phase C Close</i>	:	<i>CB ABx T statusCLOSE</i>
10	<i>CB Healty A</i>	:	<i>CB Healty A</i>
11	<i>CB Healty AB</i>	:	<i>CB Healty AB</i>
12	<i>Carrier Send from Distance /LCD</i>	:	<i>LP A SEND</i>
13	<i>Carrier Send from DEF</i>	:	<i>DEF A SEND</i>
14	<i>Carrier Receive to Distance/LCD</i>	:	<i>LP A RCV</i>
15	<i>Carrier Receive to DEF</i>	:	<i>DEF A RCV</i>
16	<i>Trip Phase R</i>	:	<i>TRIP R</i>
17	<i>Trip Phase S</i>	:	<i>TRIP S</i>
18	<i>Trip Phase T</i>	:	<i>TRIP T</i>
19	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
20	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
21	<i>CCP 1 Operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
22	<i>CCP 2 Operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
23	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A Ax/Bx OPRT</i>
24	<i>CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B Ax/Bx OPRT</i>
25	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A ABx OPRT</i>
26	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B ABx OPRT</i>
27	<i>A/R Close Command</i>	:	<i>A/R Close command</i>
28	<i>Spare</i>		
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

Tabel 14. *Digital Input* DFR 150 kV dan 66 kV Bay Trafo dengan Konfigurasi Busbar Satu Setengah Breaker

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated (DIFF)</i>	:	MAIN PROT OPRT
2	<i>Main Protection Operated (REF HV)</i>	:	REF HV OPRT
3	<i>Main Protection Operated (REF LV)</i>	:	REF LV OPRT
4	<i>Back Up Protection Operated (OCR HV)</i>	:	OC HV OPRT
5	<i>Back Up Protection Operated (OCR LV)</i>	:	OC LV OPRT
6	<i>Thermal Oil relai Operated</i>	:	THERMAL
7	<i>Thermal Winding HV relai Operated</i>	:	THERMAL winding HV OPRT
8	<i>Thermal Winding LV relai Operated</i>	:	THERMAL winding LV OPRT
9	<i>Bucholz Operated</i>	:	BUCHOLZ
10	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	SUDDEN PRESS
11	<i>Jansen Operated</i>	:	JANSEN
12	CB HV Ax/Bx Close	:	CB Ax/Bx HV CLOSE
13	CB HV ABx Close	:	CB ABx HV CLOSE
14	CB LV Close	:	CB LV CLOSE
15	CB HV Ax/Bx Healty	:	CB Ax/Bx HV Healty
16	CB HV ABx Healty	:	CB ABx HV Healty
17	CB LV Healty	:	CB LV Healty
18	CCP Operated	:	CCP A OPRT
19	CBF/SZP 5Ax/Bx Trip	:	CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT
20	CBF/SZP 5Ax/Bx Trip	:	CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT
21	CBF/SZP LV Trip	:	CBF/SZP LV OPRT
22	<i>Overvoltage Operated</i>	:	OV OPRT
23	<i>Spare</i>		
24	<i>Spare</i>		
25	<i>Spare</i>		
26	<i>Spare</i>		
27	<i>Spare</i>		
28	<i>Spare</i>		
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

Tabel 15. *Digital Input* DFR 150 kV dan 66 kV Bay Line dengan Konfigurasi Double Busbar

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	LP OPRT
2	<i>DEF Operated</i>	:	DEF OPRT
3	<i>Back Up Protection Operated)</i>	:	OCR/GFR OPRT
4	<i>A/R Close</i>	:	A/R close command
5	<i>Carrier Send</i>	:	LP SEND
6	<i>Carrier Receive</i>	:	LP RCV
7	<i>CB Phase A Close</i>	:	CB R status close
8	<i>CB Phase B Close</i>	:	CB S status close
9	<i>CB Phase C Close</i>	:	CB T status close
10	<i>TRIP A</i>	:	TRIP A
11	<i>TRIP B</i>	:	TRIP B
12	<i>TRIP C</i>	:	TRIP C
13	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	CBF/SZP OPRT
14	<i>Send DTT</i>	:	DTT SEND

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
15	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
16	<i>CB Healty</i>	:	<i>CB Healty</i>

Tabel 16. *Digital Input* DFR 150 kV dan 66 kV *Bay* Trafo dengan Konfigurasi *Double Busbar*

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated (DIFF)</i>	:	<i>MAIN PROT OPRT</i>
2	<i>Main Protection Operated (REF HV)</i>	:	<i>REF HV OPRT</i>
3	<i>Main Protection Operated (REF LV)</i>	:	<i>REF LV OPRT</i>
4	<i>Back Up Protection Operated (OCR HV)</i>	:	<i>OC HV OPRT</i>
5	<i>Back Up Protection Operated (OCR LV)</i>	:	<i>OC LV OPRT</i>
6	<i>Overvoltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
7	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
8	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
9	<i>Thermal relai Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
10	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
11	<i>CB HV Open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
12	<i>CB HV Open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
13	<i>CB LV Open</i>	:	<i>CB LV OPEN</i>
14	<i>CCP Operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
15	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	<i>CBF/SZP OPRT</i>
16	<i>Spare</i>		

DFR dengan fasilitas *digital input* untuk 1 *bay* IBT/trafo 150 (seratus lima puluh) kV (*double bus*) paling sedikit terdiri atas:

1. proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *sequential event recorder* (SER) proteksi;
2. seluruh rekaman dari peralatan DFR harus dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara *remote*; dan
3. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan dan menyampaikan seluruh rekaman DFR dan setiap *event* atau kejadian kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CCA1 2.3.10 *Phasor Measurement Unit* (PMU)

Dalam rangka *monitoring* kondisi stabilitas sistem dan mempermudah analisis, PMU harus dipasang pada:

- a. *bay* pembangkit;
- b. *bay* penghantar yang panjang (SIR<0,5 (nol koma lima)); dan
- c. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan PMU direkomendasikan terintegrasi dalam 1 (satu) *hardware* dengan proteksi utama peralatan, terintegrasi dengan peralatan lain, atau merupakan peralatan yang independen. PMU harus mendukung tahapan pelaksanaan *wide area monitoring, protection, and control* (WAMPAC) yang dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara *remote* serta diintegrasikan dengan perangkat *wide area monitoring system* (WAMS) terpasang milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Penempatan peralatan PMU di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan) yang dapat dimanfaatkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CCA1 3 *Meter Revenue*

Semua titik sambung harus dilengkapi dengan trafo arus dan trafo tegangan untuk pengukuran *revenue* sesuai dengan spesifikasi yang diatur dalam Aturan Pengukuran.

Appendix 2 : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (Equipment Numbering and Code Identification)

CCA2 1 Konvensi Warna

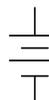
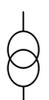
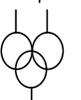
Konvensi pewarnaan pada layar ditunjukkan pada Tabel 17 berikut:

Tabel 17. Konvensi Warna pada Layar

Hal	Warna	Kode RGB
<i>Single Line Diagrams</i> 500 kV	biru	0, 100, 255
<i>Single Line Diagrams</i> 275 kV	biru muda	0, 200, 255
<i>Single Line Diagrams</i> 150 kV	merah	255, 0, 0
<i>Single Line Diagrams</i> 66 kV	kuning	255, 255, 0
<i>Single Line Diagrams</i> 30 kV	hijau	0, 255, 0
<i>Single Line Diagrams</i> 20 kV	coklat	200, 150, 0
<i>Single Line Diagrams</i> 12 kV	abu-abu	180, 180, 180
<i>Single Line Diagrams</i> 6 kV	merah muda	255, 150, 180
<i>Single Line Diagrams</i> 0,4 kV	ungu	191, 0, 255

CCA2 2 Konvensi Simbol

KONVENSI SIMBOL

	GENERATOR		RECTIFIER
	PEMUTUS TENAGA (PMT)		INVERTER
	PEMISAH (PMS)		BATERAI
	PEMUTUS RACKOUT		NETRAL GROUND RESISTOR
	PEMUTUS BALIK OTOMATIS (PBO)		ARUS
	PEMISAH TANAH (ES)		TEGANGAN
	LOAD BREAK SWITCH (LBS)		FREKUENSI
	LIGHTNING ARRESTER		DAYA AKTIF
	TRAFO ARUS (CT)		DAYA REAKTIF
	TRAFO TEGANGAN (VT)		TAP POSITION INDICATION
	REAKTOR		REMOTE CONTROL DIGITAL
	KAPASITOR		REMOTE CONTROL ANALOG
	CAPASITOR VOLTAGE TRANSFORMER (CVT)		TELESINYAL SINGLE
	TRAFO TENAGA 2 BELITAN		TELESINYAL DOUBLE
	TRAFO TENAGA 3 BELITAN		LOCAL / REMOTE
	CUT OUT FUSE		LOAD FREQUENCY CONTROL
	GARDU PORTAL TIANG		AUTOMATIC GENERATION CONTROL
	GARDU TEMBOK / BESI		

INFORMASI	SIMBOL	KETERANGAN
PMT OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT UNKNOWN		KOTAK SEPARUH, WARNA ORANGE
PBO		
PBO OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA PENYULANG
PBO CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA PENYULANG
PBO INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK IN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK IN		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK IN		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK OUT		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK OUT		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
LBS OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA PENYULANG
LBS CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA PENYULANG
LBS INVALID		TANPA GARIS, WARNA UNGU
PMS OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMS CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMS INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMS TANAH OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA BUSBAR
PMS TANAH CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA BIRU TUA
PMS TANAH INVALID		GARIS TERBUKA, WARNA UNGU

Appendix 3 : Pengukuran, Telemetry, dan Remote Control pada Titik Sambung

Sinyal yang harus dikirim atau diterima ke/dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) seperti pada Tabel 18 berikut:

Tabel 18. Daftar Sinyal

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bu s- ba r	Bu s- Co pel	Ph t	IB T	Trf	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Kap a- sito r	Rea ct
Measurement Digital	1. TPI	Indikasi posisi tap					X	x				X		
Input Analog (TM)	1. HZ	Frekuensi	x	x		x								
	2. KV	Tegangan		x		x	x	x		x				
	3. P	Daya Aktif				x	x	x		x	x	x		
	4. Q	Daya Reaktif				x	x	x		x	x	x	x	x
	5. I	Arus			x	x	x	x				x		
	6. PF	Power Factor				x	x	x		x		x		
	7. PoAQ	Setting Daya Aktif								x	x			
	8. PrAQ	Setting Variasi Daya Aktif Maksimum								x	x			
	9. AMF	Arus Gangguan			x	x	x	x		x		x	x	x
	10. RAMP	Ramp Rate Generator								x	x			
	11. HOLL	High Operational Limit								x	x			
	12. LOLL	Low Operational Limit								x	x			
	13. WINDS	Kecepatan Angin								x				
	14. WIAGL	Sudut Angin								x				
	15. LUXL	Intensitas Cahaya Matahari								x				
	16. PREL	Tekanan Udara Lingkungan								x				
	17. HUML	Kelembaban Udara Lingkungan								x				
	18. HUML	Suhu Lingkungan								x				
	19. FREDF	Delta Fekuensi Sinkron			x	x	x			x				
	20. VODF	Delta Tegangan Sinkron			x	x	x			x				
	21. ANGDF	Delta Sudut Phase Sinkron			x	x	x			x				
Input digital tunggal (TSS)	1. SLF	Station Level Faulty	x											
	2. IEDF	IED Bay Level Faulty	x											
	3. COM	Communication Faulty				x								
	4. BUAL	Building Alarm	x											
	5. VACF	Voltage AC Failure	x											
	6. VDCF	Voltage DC Failure	x											
	7. P1Z1	Distance Protection Zone 1				x								
	8. P1Z2	Distance Protection Zone 2				x								
	9. P1Z3	Distance Protection Zone 3				x								
	10. SOTF	Switch on to Fault				x								
	11. P1DEF	DEF				x								
	12. P1CD	Line Current Differential				x								
	13. OCPT	Oil Cable Preasure Trip				x								
	14. P1REF	Restricted Earth Fault					x	x				x		
	15. P1DIF	Differerential Relay					x	x				x		
	16. AR	Circuit Auto Reclose Success				x								
	17. ARO	Auto Reclose Lock Out				x								
	18. CSP	Check Synchronizing in Progress			x	x		x						
	19. TEA	Temperatur Alarm					x	x				x		
	20. TET	Temperatur Trip					x	x				x		

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bu s- ba r	Bu s- Co pel	Ph t	IB T	Trf	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Kap a- sito r	Rea ct
	21. TRA	Transformer Alarm					x	x				x		
	22. TCH	Tap Changer High Limit					x	x						
	23. TCL	Tap Changer Low Limit					x	x						
	24. TCIP	Tap Changer In Progress						x						
	25. OCGF	Overcurrent Ground Fault			x	x			x				x	x
	26. RA	Reactor Alarm												x
	27. RT	Reactor Trip												x
	28. P1BP	Busbar Protection		x										
	29. VS	Voltage Status		x										
	30. UFR	Underfrequency Relay Trip			x	x		x						
	31. OVR	Overvoltage Relay Trip		x		x								
	32. P3DTT	Direct Transfer Trip				x	x	x	x					
	33. TTR	Teleprotection Trip Receive				x								
	34. TTT	Teleprotection Trip Transmit				x								
	35. GOV	Governer Free								x	x			
	36. AVR	Automatic Voltage Regulator								x	x			
	37. AQR	Automatic Power Factor Active								x	x			
	38. LFF	LFC Unit Failure								x	x			
	39. UT	Unit Trip								x	x			
	40. GTT	Generation Transformer Trip										x		
	41. BRF	Breaker Fault			x	x	x	x	x			x		x
	42. BF	Bay Fault			x	x	x	x	x			x		x
	43. P2GFR	Ground Fault Relay				x	x	x				x	x	x
	44. P2OCR	OCR				x	x	x				x	x	x
Input digital ganda (TSD)	1. CB	Circuit Breaker Closed/Opened			x	X	x	X	x				x	x
	2. BI	Bus Isolator Switch Closed/Opened			x	X	x	X				x		
	3. DI	Diameter Isolator Switch Closed/Opened							x					
	4. LI	Line Isolator Switch Closed/Opened				x							x	x
	5. ES	Earth Switch Closed/Open		x		x								
	6. AVRAM	AVR Auto/Manual					x	x						
	7. CSO	Check Synchronizing Override	x											
	8. LFR	Load Freq Request On/Off								x	x			
	9. LFC	Load Freq Control On/Off Switch								x	x			
	10. LFA	Load Freq Available/Not Available								x	x			
	11. PSO	Power Station Operated								x	x			
	12. GUC	Generator Unit Run/Stop								x	x			
	13. LRHMI	Local/Remote For HMI	x											
	14. LRBCU	Local/Remote For BCU			x	x	x	X	x			x	x	x
	15. SIB	Software Interlocking By Passed	x											
	16. GRM	Genset Ready Maintenance	x											
Output digital (RCD)	1. CB	Circuit Breaker Closed/Opened							x					X
	2. BI	Bus Isolator Switch Closed/Opened												
	3. DI	Diameter Isolator Switch Closed/Opened							x					
	4. AVRAM	AVR Auto/Manual					x	X						

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bu s- ba r	Bu s- Co pel	Ph t	IB T	Trf	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Kap a- sito r	Rea ct
	5. CSO	<i>Synchro check di-Override</i>	x											
	6. TC	<i>Tap-changer Naik/ Turun</i>						X						
	7. DCBC	<i>Dummy Breaker on/off</i>	x											
	8. AGCR	<i>AGC Request</i>								x	x			
Output anal og (RCA)	1. Po	<i>Setting Daya Aktif LFC</i>								x	x			
	2. Pr	<i>Setting Variasi Daya Aktif Maksimum LFC</i>								x	x			
	3. N	<i>Level "N" LFC</i>								x	x			
	4. PG	<i>Setting Daya Aktif AGC</i>								x	x			

Catatan :

GI : gardu induk TS : tele *signaling* TM : tele *metering*
 TRF : trafo TSS : tele *signaling* tunggal TSD : tele *signaling* ganda
 TRFGEN : trafo generator RCD : tele kontrol digital RCA : tele kontrol analog
 GEN : generator REACT : reaktor :

("x" mengindikasikan sinyal yang harus disediakan untuk setiap jenis sambungan)

ATURAN OPERASI
(OPERATING CODE - OC)

Aturan Operasi menjelaskan tentang aturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin agar keandalan, mutu, dan efisiensi operasi sistem Jawa, Madura, dan Bali dapat dipertahankan sesuai Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan).

OC 1 Pokok-Pokok

Bagian ini merangkum prinsip operasi sistem yang aman dan andal yang harus diikuti. Bagian ini juga menetapkan tanggung jawab yang mendasar dari semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam rangka berkontribusi terhadap operasi yang aman dan andal.

OC 1.1 Keadaan Operasi yang Baik atau Normal

Sistem dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik apabila:

- a. frekuensi dalam operasi normal pada kisaran 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz \pm 0,20 (nol koma dua nol) Hz. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengupayakan frekuensi dalam keadaan normal, sedangkan selama kondisi gangguan seluruh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tetap dapat beroperasi pada batas frekuensi 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz kecuali diatur khusus oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. tegangan di GI berada dalam batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.2 - Variasi pada Tegangan Sistem). Batas ini harus menjamin bahwa tegangan pada semua pelanggan berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik. Operasi pada batas tegangan tersebut diharapkan dapat membantu mencegah terjadi *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik sistem;
- c. tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial (*credible outages*);
- d. tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan GI (transformator dan *switchgear*) berada dalam batas rating normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan; dan

- e. konfigurasi sistem sedemikian rupa sehingga semua PMT di jaringan transmisi akan mampu memutus arus gangguan yang mungkin terjadi dan mengisolir peralatan yang terganggu.

OC 1.2 Klasifikasi *contingencies* sebagai berikut:

- a. *contingency* merupakan suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari 1 (satu) atau lebih generator dan/atau transmisi;
- b. *credible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap berpotensi untuk terjadi dan secara ekonomis sistem dapat diproteksi terhadap keadaan tidak terlayannya beban (*loss of load*) sebagai akibat kejadian tersebut, misalnya kejadian *trip* suatu unit generator atau suatu segmen transmisi;
- c. *noncredible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap kecil kemungkinan terjadi atau kejadian tersebut secara ekonomis tidak layak diproteksi, misalnya secara simultan *trip*-nya beberapa unit pembangkit, *trip*-nya 2 (dua) atau lebih transmisi oleh robohnya menara, atau kejadian gangguan simultan oleh badai; dan
- d. dalam keadaan tidak normal seperti badai atau kebakaran, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memilih untuk menetapkan sementara suatu *noncredible contingency* (misalnya *trip*-nya lebih dari 1 (satu) transmisi atau terganggunya beberapa GI) sebagai suatu *credible contingency* yang harus diproteksi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik apabila reklasifikasi seperti itu terjadi berikut saat berakhirnya.

OC 1.3 Keadaan Operasi yang Aman

Sistem dianggap berada dalam keadaan yang aman apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal; atau
- b. sistem dapat dikembalikan ke keadaan operasi yang normal setelah terjadi suatu *credible contingency* tanpa pemutusan beban.

OC 1.4 Mempertahankan Keamanan

Untuk mempertahankan keamanan sistem, syarat berikut harus diikuti:

- a. sampai batas yang aman, sistem harus dioperasikan sedemikian rupa sehingga berada dan akan tetap dalam keadaan operasi yang aman;

- b. setelah kejadian *credible contingency* atau perubahan kondisi dalam sistem, mungkin sistem menjadi tidak aman terhadap suatu *contingency* lain. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil langkah penyesuaian kondisi operasi untuk mengembalikan sistem ke keadaan aman;
- c. beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) harus dilepas untuk mencegah keadaan operasi pada frekuensi yang rendah atau keadaan cadangan yang tidak mencukupi. Beban yang dapat dilepas yaitu beban yang ditentukan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau beban yang menurut kontrak boleh dilepas secara manual dan otomatis dalam rangka mempertahankan keamanan sistem. Beban tersebut pada umumnya akan dilepas sebelum bekerjanya pelepasan beban secara otomatis oleh relai frekuensi rendah tahap pertama;
- d. cara paling efektif untuk mencegah padamnya seluruh sistem (*total grid blackout*) yaitu dengan menjamin bahwa keseimbangan pembangkitan dengan beban selalu dipertahankan dalam semua kondisi yang diperkirakan akan terjadi. Harus tersedia fasilitas pelepasan beban yang memadai secara otomatis dengan relai frekuensi rendah untuk mengembalikan kondisi sistem ke operasi yang normal setelah kejadian *contingency* yang signifikan;
- e. skema pemisahan jaringan transmisi harus dipertahankan untuk menjamin bahwa apabila terjadi gangguan besar dalam sistem yang mengakibatkan sulit untuk mempertahankan integritasnya, sistem akan dipecah menjadi beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang masing-masing dapat mencapai keseimbangan kapasitas pembangkitan dengan beban untuk sebagian besar gangguan *multiple contingency*; dan
- f. kemampuan fasilitas asut gelap (*black start*) yang memadai harus tersedia dalam sistem untuk memungkinkan pemulihan sistem ke kondisi operasi yang aman setelah suatu kejadian padam total.

OC 1.5 Keadaan Operasi yang Andal

Sistem berada dalam keadaan operasi yang andal apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal;
- b. menurut pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), tingkat cadangan kapasitas jangka pendek dan menengah paling sedikit sama dengan tingkat minimum sesuai yang diatur dalam OC 2.2; dan

- c. tidak ada kondisi abnormal seperti badai atau kebakaran yang sedang atau diperkirakan akan terjadi, yang mungkin akan mengakibatkan kejadian *noncredible contingency*.

OC 1.6 Tanggung Jawab Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memegang peran utama dalam mengoordinasikan operasi sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan sistem untuk kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi perintah atau instruksi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada batas pengoperasian peralatan yang aman dan disepakati dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan sistem.

Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan uji berkala terhadap fasilitas dan peralatan operasi sistem untuk menjamin bahwa semua berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal. Selain itu, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menguji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman apabila terjadi gangguan dan pemadaman di sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menetapkan program dan jadwal pengujian yang dianggap perlu untuk menjamin keamanan dan keandalan sistem. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menjalankan program dan jadwal pengujian serta selalu berkoordinasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam pelaksanaan pengujian.

OC 1.6.1 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) sebagai Pusat Pengatur Beban untuk Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. secara terus-menerus memantau status operasi jaringan dan mengambil langkah yang perlu untuk mempertahankan dalam keadaan andal, berkualitas, dan ekonomis;
- b. melaksanakan operasi buka tutup PMT (*switching*) di jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV;
- c. mengoordinasikan kegiatan operasi sistem antara pengelola pembangkit, pengelola transmisi PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik, dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) yang diperlukan untuk mencapai sasaran sebagaimana dimaksud dalam huruf a;

- d. selalu menginformasikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai status keamanan sistem yang sedang berlangsung dan yang diharapkan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- e. merencanakan dan mereviu skema pelepasan beban otomatis pada peralatan transmisi berkoordinasi dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), atau konsumen tenaga listrik serta memastikan kesiapan proteksi sistem sesuai dengan kebutuhan sistem;
- f. mengoordinasikan *setting* proteksi unit pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem; dan
- g. memastikan kesiapan semua peralatan dan fasilitas operasi baik peralatan SCADA, telekomunikasi, dan proteksi sistem.

OC 1.6.2 Tanggung Jawab Pengelola Transmisi PT PLN (Persero) untuk Keamanan Sistem

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk:

- a. memastikan kesiapan peralatan kompensator daya reaktif sesuai dengan kebutuhan sistem;
- b. melaksanakan pekerjaan pemeliharaan dan perbaikan yang perlu terhadap fasilitas transmisi di kawasan instalasinya;
- c. membuat dan melaksanakan *setting* relai proteksi peralatan;
- d. melaksanakan pengujian relai proteksi secara periodik;
- e. memantau kondisi peralatan transmisi dan GI termasuk relai serta membuat deklarasi atas status atau kondisi peralatan instalasi;
- f. merencanakan dan mengoordinasikan sistem proteksi semua komponen dalam sistem termasuk proteksi utama dan cadangan (*back up*);
- g. berkoordinasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas sistem proteksi pada semua titik sambung di sistem; dan
- h. menetapkan spesifikasi peralatan proteksi untuk pengembangan jaringan, seperti pengembangan saluran transmisi, GI, dan peralatan GI.

OC 1.6.3 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem

Pembangkit termal menyediakan porsi yang besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam Sistem Tenaga Listrik. Operasi pembangkit yang andal sangat penting bagi keandalan operasi sistem. Pengelola pembangkit termal dan tenaga air bertanggung jawab untuk:

- a. memberikan pelayanan yang andal sebagaimana dinyatakan dalam PJBL dan/atau ketentuan operasi;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit;
- c. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan sistem dalam batas teknis peralatan yang disepakati;
- e. menyiapkan unit pembangkit yang sewaktu-waktu dapat dikeluarkan secara otomatis dari sistem yang sudah ditentukan (*predefined*) untuk pengamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- f. setiap unit pembangkit memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan (dalam batas kemampuan unit pembangkit yang dideklarasikan);
- g. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC unit pembangkit;
- h. menyediakan sarana asut gelap (*black start*) sesuai yang direkomendasikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mempercepat proses pemulihan sistem;
- i. memelihara kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit yang memiliki fasilitas asut gelap (*black start*). Operator unit pembangkit harus dipersiapkan untuk melakukan uji asut gelap (*black start*) secara rutin paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun;
- j. selama gangguan atau keadaan darurat, unit pembangkit yang memikul beban terpisah (*isolated*) harus mengikuti perintah dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk berpartisipasi dalam proses interkoneksi dan pemulihan sistem;

- k. selama gangguan atau keadaan darurat, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem; dan
- l. menyediakan data pembebanan generator harian periode setengah jam untuk verifikasi data oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) termasuk kondisi harian duga muka air, air masuk, dan air keluar waduk pada PLTA.

OC 1.6.4 Tanggung Jawab Pengelola Distribusi PT PLN (Persero) dalam Keamanan Sistem

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif. Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab dalam:

- a. melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) di semua GI;
- c. mengoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara pembangkitan, transmisi, dan distribusi;
- d. menjaga dan memelihara keberadaan peralatan pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi rendah dan relai tegangan rendah pada trafo dan penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka meminimalkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadi padam total;
- e. mengoordinasikan pemulihan beban dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya. Cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadi gangguan dan pemadaman yang lebih buruk; dan
- f. mengelola interaksi dengan pengelola pembangkit yang unit pembangkitnya tersambung ke jaringan distribusi.

OC 1.6.5 Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem

Konsumen tenaga listrik secara keseluruhan merupakan bagian yang sangat penting dari beban sistem dan kemungkinan merupakan beban yang dominan di wilayahnya. Konsumen tenaga listrik ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan sistem bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan lainnya. Tanggung jawab konsumen tenaga listrik yaitu:

- a. memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau dalam perjanjian interkoneksi;
- b. menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan menghindari melanggar standar sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan);
- c. melepas beban yang disiapkan untuk diputus (*interruptible load*) apabila diperintahkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis karena frekuensi rendah dan/atau tegangan rendah untuk memenuhi sasaran yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka memproteksi keamanan sistem.

OC 1.6.6 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit EBT Intermiten untuk Keamanan Sistem

Pembangkit EBT intermiten secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban sistem. Pada kawasan tertentu, pembangkit EBT intermiten dapat berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan. Pengelola pembangkit EBT intermiten bertanggung jawab dalam:

- a. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit dari kondisi yang sedang dinyatakan berlaku;
- b. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan sistem (*dispatchable*);

- d. untuk pembangkit dengan kapasitas total paling kecil 20 (dua puluh) MW pada 1 (satu) titik penyambungan harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC;
- e. selama gangguan atau keadaan darurat dalam sistem, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem;
- f. menyampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) laporan rekaman pembebanan harian dengan resolusi 5 (lima) menit;
- g. pada kondisi *emergency*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang menurunkan pembebanan pembangkit EBT intermiten sebagai prioritas terakhir sesuai dengan kebutuhan sistem;
- h. pembangkit EBT intermiten harus membantu pengaturan frekuensi dan tegangan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.4.2 - Persyaratan Kinerja Pembangkit);
- i. pola operasi *start stop* dan pembebanan pembangkit EBT intermiten harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang menentukan *ramping rate* pembangkit EBT intermiten; dan
- k. pembangkit EBT intermiten harus menyampaikan prakiraan beban harian dengan resolusi 15 (lima belas) menit dan dimutakhirkan setiap 6 (enam) jam.

OC 1.6.7 Operasi Paralel Pembangkit Milik Konsumen Tenaga Listrik dan *Excess Power*

Pembangkit milik konsumen tenaga listrik atau *excess power* diizinkan beroperasi paralel di jaringan hanya jika sudah memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.12 - Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan) serta mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Ketentuan mengenai pola pengoperasian pembangkit paralel diatur dalam OC 1.6.3 (Tanggung

Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem).

OC 1.6.8 Operasi Pembangkit *Power Wheeling* dan Konsumen *Power Wheeling*

Pembangkit yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* hanya diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika sudah memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.12 - Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan). Konsumen tenaga listrik yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika sudah memenuhi syarat penyambungan konsumen sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan). Ketentuan mengenai pola pengoperasian pembangkit *power wheeling* diatur dalam OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem) dan pola pengoperasian konsumen *power wheeling* diatur dalam OC 1.6.5 (Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem).

OC 1.6.9 Operasi Interkoneksi dengan Sistem Lain

Apabila terdapat interkoneksi dengan sistem lain, pengaturan frekuensi dilakukan oleh sistem yang lebih besar dan masing-masing pengatur beban memonitor batas transfer yang telah disepakati. Perlu disepakati pertahanan sistem apabila terjadi gangguan di titik interkoneksi atau jaringan di suatu sistem yang mempengaruhi sistem lain berikut *standard operating procedure* (SOP) pemulihannya. Syarat interkoneksi mengikuti aturan penyambungan interkoneksi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.2 - Persyaratan Teknis untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), (CC 4.3 - Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), dan (CC 5 - Prosedur Penyambungan).

OC 2 Margin Cadangan Operasi

OC 2.1 Cadangan operasi yaitu:

- a. cadangan putar, didefinisikan sebagai jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia, tidak dibebani, dan beroperasi dalam sistem. Unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban *interruptible* yang dapat dilepas dalam waktu 10

(sepuluh) menit, tergantung dari opsi yang dipilih oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dapat dianggap sebagai cadangan putar. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyiapkan cadangan putar dari pembangkit respons cepat (*fast response*) paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari 1 (satu) unit terbesar yang beroperasi;

- b. cadangan dingin, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 4 (empat) jam; dan
- c. cadangan jangka panjang, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam tetapi kurang dari 2 (dua) hari.

OC 2.2 Margin cadangan (kebutuhan minimum) harus tersedia setiap saat, dengan ketentuan:

- a. cadangan putar lebih besar atau sama dengan kapasitas unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem;
- b. cadangan putar ditambah cadangan dingin lebih besar atau sama dengan 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem; dan
- c. cadangan putar ditambah cadangan dingin ditambah cadangan jangka panjang lebih besar atau sama dengan 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem ditambah margin keandalan. Tambahan margin keandalan ini dapat dinyatakan dalam persentase terhadap beban puncak harian atau dalam MW, yang perhitungannya berdasarkan studi energi tidak terlayani dan/atau *loss of load probability*.

Kriteria ini harus ditinjau ulang dan diperbarui secara periodik untuk menjamin efektivitas biaya dan keandalan sistem.

OC 3 Pengendalian Frekuensi

OC 3.1 Frekuensi di sistem akan konstan apabila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Frekuensi di sistem akan naik apabila total pembangkitan melebihi total beban ditambah rugi-rugi. Frekuensi sistem akan turun apabila total beban ditambah rugi-rugi melebihi total pembangkitan. Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pelanggan akhir.

Frekuensi sistem dipertahankan dalam kisaran $\pm 0,20$ (nol koma dua nol) Hz di sekitar 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz, kecuali dalam periode *transient* yang singkat, di mana penyimpangan sebesar $\pm 0,50$ (nol koma lima nol) Hz atau lebih diizinkan, serta selama keadaan darurat. Pengendalian frekuensi dicapai melalui:

- a. aksi *governor* unit pembangkit (pengendalian primer);
- b. unit pembangkit yang memiliki AGC (pengendalian sekunder);
- c. perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) ke unit pembangkit untuk menaikkan atau menurunkan tingkat pembebanan unit pembangkit dalam rangka mengantisipasi perubahan beban;
- d. penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban sistem;
- e. pengurangan beban secara manual;
- f. peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah;
- g. pelepasan generator oleh relai frekuensi lebih; dan
- h. semua jenis pembangkit termasuk EBT intermiten harus berkontribusi dalam menjaga kualitas frekuensi.

OC 3.2 Kesalahan Waktu (*Time Error*)

Dalam rangka menyediakan indikasi waktu yang andal bagi peralatan pelanggan yang menghitung jam berdasarkan frekuensi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk menghindari kesalahan waktu (*time error*) lebih dari 30 (tiga puluh) detik setiap saat.

OC 3.3 *Governor* Reaksi Cepat Unit Pembangkit

Unit pembangkit harus beroperasi dengan *governor* reaksi cepat, dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. untuk pembangkit *thermal*, *deadband* maksimum $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz, *speed droop* maksimum 5% (lima persen), dan *ramp rate* paling sedikit 3 (tiga) MW/menit; dan
- b. untuk pembangkit hidro, *deadband* maksimum $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz, *speed droop* maksimum 2% (dua persen), dan *ramp rate* paling sedikit 20 (dua puluh) MW/menit.

Unit pembangkit harus mengikuti *setting* di atas kecuali diizinkan atau diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengatur *setting* pada tingkat yang lain.

OC 3.4 Pembangkit yang Memiliki *Automatic Generation Control* (AGC)

Operator unit pembangkit yang berkemampuan AGC harus segera mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengaktifkan atau mematikan AGC. Jumlah rentang pengaturan dari unit pembangkit ber-AGC harus dijaga paling sedikit sebesar 2,5% (dua koma lima persen) dari beban sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.

OC 3.5 Pengurangan Tegangan untuk Mengurangi Beban Sistem

Dalam hal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,70 (empat puluh sembilan koma tujuh nol) Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan bahwa terjadi keadaan darurat di sistem. Dalam hal ini pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan unit di bawah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan operator unit pembangkit untuk mengurangi tegangan sebagaimana dijelaskan dalam Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan). Dalam hal sistem telah dipulihkan ke kondisi normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengembalikan tegangan ke kisaran normal.

OC 3.6 Pengurangan Beban secara Manual

Dalam hal selama keadaan darurat pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,50 (empat puluh sembilan koma lima nol) Hz dan cadangan pembangkitan yang ada tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan unit di bawah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik untuk secara manual melepas beban yang termasuk kategori dapat diputus (*interruptible*).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memerintahkan pelepasan beban secara manual di kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*).

OC 3.7 Peralatan Pelepasan Beban secara Otomatis oleh Frekuensi Rendah

Untuk menjamin keseimbangan antara beban dan pembangkitan dalam keadaan darurat, paling sedikit 30% (tiga puluh persen) dari beban sistem harus dapat dikontrol oleh peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah, yang dievaluasi setiap tahun atau sewaktu-waktu diperlukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Beban sensitif yang ditetapkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dilarang masuk dalam program pelepasan beban (*load shedding*) oleh relai frekuensi rendah. Pelepasan beban paling banyak 10 (sepuluh) tahapan yang tersebar secara geografis dan harus disediakan dan selalu dipertahankan. Pelepasan beban tahap pertama harus diatur pada frekuensi yang cukup rendah sehingga terlepasnya pembangkit terbesar di sistem tidak akan menyebabkan bekerjanya tahap pertama tersebut. Tahap terakhir pelepasan beban harus diatur pada frekuensi di atas nilai *setting underfrequency* yang tertinggi dari generator yang dilengkapi

relai frekuensi rendah, sehingga tidak ada unit pembangkit yang terlepas sebelum pelepasan beban tahap terakhir bekerja.

OC 3.8 Peralatan Pelepasan Pembangkit secara Otomatis

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang melepas unit pembangkit secara otomatis pada kondisi tertentu untuk mengamankan sistem. Kondisi tertentu tersebut meliputi namun tidak terbatas pada skema sistem isolasi terpisah (*islanding system*), keterbatasan jalur evakuasi daya pembangkit, dan kestabilan sistem.

OC 4 Pengendalian Tegangan

Menjaga tegangan sistem pada sekitar tingkat nominal diperlukan untuk mengurangi rugi-rugi jaringan dan ancaman *voltage collapse* serta masalah stabilitas *transient*, *dynamic*, dan *steady state*. Pengendalian tegangan juga diperlukan untuk menghindari kerusakan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi, baik oleh tegangan yang terlalu rendah maupun tegangan yang terlalu tinggi, serta untuk menjamin bahwa tegangan di sisi pelanggan berada dalam tingkat yang dapat diterima. Selain itu, ketidakseimbangan tegangan dan harmonik harus dikendalikan untuk memberi pelayanan yang memuaskan ke pelanggan.

OC 4.1 Pengendalian tegangan dicapai dengan langkah berikut:

- a. generator sinkron yang dilengkapi pengaturan tegangan. Penambahan *stabilization control loops* atau *power system stabilizer* (PSS) pada pengaturan tegangan memperbaiki stabilitas dinamik dari sistem;
- b. *synchronous condenser*;
- c. *compensator VAR* statik;
- d. kapasitor paralel (*shunt*);
- e. reaktor *shunts*; dan
- f. perubahan *tap* transformator.

OC 4.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua GI dan menyampaikan informasi tersebut ke unit pembangkit. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk mengarahkan operasi sistem sehingga tegangan sistem berada dalam tingkat yang aman. Operator peralatan pengendali tegangan sebagaimana dimaksud dalam OC 4.1 harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengoperasikan peralatan. Apabila terdapat masalah dalam memenuhi kebutuhan ini harus dilaporkan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 4.3 Ketidakseimbangan Tegangan

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyeimbangkan impedansi *phase* jaringan guna membatasi ketidakseimbangan tegangan. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyeimbangkan arus *phase* pada titik sambung guna membatasi tegangan urutan negatif kurang dari 1% (satu persen) sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3 - Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan).

OC 4.4 Harmonik Tegangan dan Arus

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa kontribusi mereka terhadap distorsi harmonik pada titik sambung dengan level tegangan yang berbeda tidak melebihi yang sudah diatur dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3.1 - Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mereduksi distorsi harmonik guna membatasi harmonik tersebut.

OC 4.5 Kedip dan *Flicker* Tegangan

Kedip tegangan disebabkan oleh asut motor sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.4 - Fluktuasi Tegangan). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa operasi mereka tidak menyebabkan *flicker* tegangan atau kelip berulang-ulang yang melebihi batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.4 - Fluktuasi Tegangan). Jika batas tersebut dilampaui, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus mencari penyebab masalah dan mengambil langkah yang diperlukan untuk memperbaiki pelanggaran kriteria ini.

Untuk menjaga kelip tegangan yang disebabkan oleh gangguan sistem selama kurang dari 30 (tiga puluh) *cycle*, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mempunyai *filter* tersendiri.

OC 5 Proteksi Jaringan

Peralatan proteksi jaringan dan koordinasi proteksi yang memadai diperlukan untuk memproteksi komponen jaringan dan untuk membatasi dampak gangguan apabila terjadi gangguan atau kegagalan peralatan. Persyaratan rinci tercantum dalam *Appendix 1* Aturan Penyambungan (CCA1 2.3 - Peralatan Proteksi yang Diperlukan).

OC 5.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyerahkan rencana perubahan skema proteksi ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk dipelajari dan disahkan.

OC 5.2 Skema proteksi jaringan harus memberikan kemungkinan untuk pemanfaatan rating termal jangka pendek peralatan penghantar dan GI dengan nilai rating yang dideklarasikan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero).

OC 5.3 Jika seluruh atau sebagian dari suatu skema proteksi gagal atau tidak bekerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus memutuskan untuk:

- a. memadamkan peralatan yang diproteksi oleh skema proteksi;
- b. membiarkan peralatan tetap bertegangan tanpa proteksi primer selama periode tertentu sepanjang proteksi cadangan tersedia dan memadai; atau
- c. memasang skema proteksi sementara.

OC 6 Stabilitas Sistem

Sistem menghadapi beberapa jenis gangguan besar yang berkaitan dengan masalah stabilitas, antara lain:

- a. ketidakstabilan *transient*, terjadi jika ada bagian dari sistem berosilasi tidak teredam dan berakhir dengan terpisahnya sistem (biasanya dalam beberapa detik). Gangguan semacam ini biasanya terjadi setelah suatu gangguan hubung singkat besar atau terlepasnya beberapa unit pembangkit;
- b. ketidakstabilan dinamik, di mana osilasi kecil tidak teredam terjadi yang diawali oleh sebab yang tidak jelas, yaitu karena sistem dioperasikan terlalu dekat dengan kondisi tidak stabil; dan
- c. ketidakstabilan tegangan, yaitu turunnya tegangan sistem lebih rendah dari suatu tingkat atau batas kemampuan peralatan pengendali tegangan dapat mengembalikan tegangan ke tingkat yang dapat diterima. Dalam kasus tersebut, kenaikan rugi-rugi daya reaktif memperburuk permasalahan sehingga memperluas dan mempercepat penurunan tegangan seluruh sistem dan mengarah ke *voltage collapse*.

OC 6.1 Koordinasi Analisis Stabilitas

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk melakukan atau mengatur terselenggaranya studi yang diperlukan untuk menentukan batas operasi yang aman yang dapat melindungi sistem dari ancaman masalah ketidakstabilan, termasuk yang disebabkan oleh *credible outages*. Pelaku usaha atau pemakai

jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan data dan informasi yang diperlukan untuk mendukung studi tersebut sesuai yang tercantum dalam Aturan Kebutuhan Data.

OC 6.2 Tanggung Jawab Operasional dalam Hal Stabilitas

Tanggung jawab pihak yang terlibat dalam pengoperasian sistem untuk mempertahankan stabilitas operasi, antara lain:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengoperasikan sistem dalam batas operasi yang aman yang ditetapkan melalui studi berkala mengenai stabilitas. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyebutkan keterbatasan kapasitas *static compensator*, reaktor, dan kapasitor yang menyebabkan jaringan beroperasi di luar batas normal;
- b. pengelola pembangkit harus mempertahankan peralatan pengendali tegangan dan alat kendali lain untuk menjamin dukungan daya reaktif sepenuhnya (rincian persyaratan mengacu ke Aturan Penyambungan) tersedia bagi sistem. Pengelola pembangkit harus mempertahankan kemampuan daya reaktif unit pembangkit sesuai dengan desain peralatan;
- c. pengelola pembangkit dilarang melepas unit pembangkit dari sistem selama terjadi gangguan, kecuali:
 1. kondisi frekuensi atau tegangan pada saat itu melebihi atau sangat kurang sehingga dapat merusak peralatan; atau
 2. apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah menyetujui dilakukan pelepasan;
- d. pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memelihara peralatan pengendali tegangan di instalasi yang menjadi wewenang pengelola distribusi PT PLN (Persero) sehingga peralatan akan bekerja seperti yang diinginkan untuk mendukung tegangan jaringan transmisi dan tegangan jaringan distribusi; dan
- e. konsumen tenaga listrik harus memelihara semua peralatan pengendali tegangan yang dibutuhkan sesuai dengan PJBL sehingga peralatan akan bekerja sesuai dengan yang diinginkan untuk mendukung tegangan sistem selama kondisi normal dan kondisi gangguan.

OC 7 Prosedur Darurat

Keadaan darurat pada sistem dianggap terjadi apabila:

- a. kapasitas margin cadangan atau tegangan sistem kurang dari tingkat yang dapat diterima;

- b. gangguan telah menyebabkan sistem terpisah dan/atau pemadaman sebagian atau total; dan
- c. terjadi peristiwa seperti badai, gempa bumi, dan huru-hara yang mengancam keamanan sistem.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti prosedur sesuai yang diatur dalam OC 7.2 (Pengumuman Kekurangan Daya), OC 7.3 (Pemberitahuan Kekurangan Daya), OC 7.4 (Pengumuman Keadaan Darurat Sistem), OC 7.5 (Pemberitahuan Keadaan Darurat), dan OC 7.6 (Ruang Operasi Darurat) untuk mengembalikan kondisi sistem secepatnya ke keadaan aman.

OC 7.1 Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memelihara dan mendistribusikan petunjuk prosedur keadaan darurat sistem beserta daftar rinci semua pihak yang harus diberitahu bahwa sistem dalam keadaan darurat, termasuk nomor telepon dinas dan telepon rumah, serta alternatif penyampaian lain apabila pihak terkait tidak berada di rumah. Petunjuk tersebut harus menetapkan tempat ke mana petugas utama harus melapor untuk pelaksanaan pemulihan. Prosedur keadaan darurat di sistem diatur lebih lanjut dalam *standard operating procedure* (SOP).

OC 7.2 Pengumuman Kekurangan Daya

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan suatu kondisi kekurangan daya apabila:

- a. cadangan operasi turun di bawah kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya; atau
- b. cadangan operasi dalam rencana bulanan diperkirakan akan kurang dari kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan keadaan kekurangan daya paling sedikit 7 (tujuh) hari sebelumnya.

OC 7.3 Pemberitahuan Kekurangan Daya

Setelah kekurangan daya diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) bahwa telah terjadi kekurangan daya dan agar mempersiapkan pelepasan beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) untuk mempertahankan tingkat cadangan operasi minimum. Besarnya beban *interruptible* yang harus dilepas oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus berdasarkan target yang

ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Target tersebut harus diusahakan proporsional dengan beban tersambung masing-masing pengelola distribusi PT PLN (Persero);

- b. memberitahu pengelola pembangkit bahwa telah terjadi atau mungkin akan terjadi kekurangan daya dan agar berusaha untuk menambah daya tersedia di setiap unit pembangkit; dan
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero).

OC 7.4 Pengumuman Keadaan Darurat Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengumumkan adanya keadaan darurat dalam hal:

- a. cadangan putar di sistem turun ke tingkat di bawah kebutuhan minimum;
- b. pembebanan yang tinggi pada ruas transmisi sehingga dapat menyebabkan ketidakstabilan sistem;
- c. tegangan sistem yang rendah dan dapat membawa ke kondisi *voltage collapse* dan semua upaya yang ada telah dilakukan untuk mengatasi masalah;
- d. gangguan jaringan telah menyebabkan terpisahnya sistem dan/atau pemadaman sebagian atau total; atau
- e. terdapat ancaman misalnya badai, gempa bumi, kebakaran, dan huru-hara yang berdasarkan pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengancam keamanan sistem.

OC 7.5 Pemberitahuan Keadaan Darurat

Setelah keadaan darurat di sistem diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera melakukan pemberitahuan berikut:

- a. memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melalui fasilitas pesan operasi (*grid operations message system*) bahwa keadaan darurat di sistem telah diumumkan;
- b. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengenai besar pengurangan beban yang diperlukan (apabila diperlukan);
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero); dan
- d. memberitahu pimpinan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perlunya mengaktifkan ruang operasi darurat.

Pemberitahuan harus secara ringkas dan jelas menyebutkan masalah yang terjadi dan tindakan yang diharapkan dari penerima pemberitahuan.

OC 7.6 Ruang Operasi Darurat

Ruang operasi darurat (ROD) diperuntukkan bagi manajemen untuk memantau, menganalisis, dan membuat strategi terkait yang sedang dilakukan oleh *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengatasi keadaan darurat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghubungi pihak yang bertanggung jawab yang terdaftar dalam petunjuk prosedur keadaan darurat di sistem dan meminta pengaktifan ruang operasi darurat (ROD).

OC 7.7 Pelatihan Keadaan Darurat

Pelatihan keadaan darurat harus dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur dan respons balik harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 7.8 *Back Up Control Center*

Untuk mengendalikan operasi sistem apabila ruang kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengalami gangguan teknis atau nonteknis, pengendalian operasi sistem dialihkan ke *back up control center* yang telah disiapkan.

OC 7.9 Pelatihan Cadangan Ruang Kontrol Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Pelatihan kondisi pengalihan kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan serta kekurangan dalam prosedur dan respons balik harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 8 Prosedur Pemulihan Sistem

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti pengarahan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memastikan bahwa pemulihan sistem berlangsung cepat, aman, dan menghindari masalah yang tidak perlu terjadi.

OC 8.1 Prosedur Pemulihan dari Terpisahnya Sistem Menjadi Sistem Isolasi Terpisah (*Islanding System*)

Dalam hal telah terjadi 1 (satu) atau lebih sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil, urutan berikut harus diikuti:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera menilai keadaan sistem dan menentukan tingkat dan sifat kerusakan fasilitas peralatan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik transmisi harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam membuat penilaian;
- b. menstabilkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) pada frekuensi 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz dan segera menyinkronkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*);
- c. memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus atau padam untuk memulai proses pengasutan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintah oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. mengasut unit pembangkit yang tidak beroperasi yang menurut pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintah oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- e. mengasut unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap di kawasan yang padam dan menyinkronkan unit pembangkit ketika pasokan ke titik sambung pusat listrik telah dipulihkan dan telah diizinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk disinkronkan;
- f. menaikkan daya keluar unit pembangkit sesuai dengan perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Perlu diperhatikan agar tidak melakukan pembebanan berlebih pada penghantar dan/atau pembebanan yang mengakibatkan kondisi tegangan rendah;
- g. memulihkan pasokan ke GI yang padam guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka tutup (*switching*) PMT. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengantisipasi kemungkinan terjadi tegangan lebih yang disebabkan oleh arus *charging* ketika menutup ruas transmisi yang panjang;

- h. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk memulai pemulihan penyulang distribusi dengan menghindari pembebanan lebih ruas transmisi dan keadaan tegangan rendah serta menghindari turunnya cadangan putar ke tingkat yang tidak aman. Setelah padam cukup lama, mungkin diperlukan pembebanan penyulang secara bertahap untuk menghindari terjadi beban lebih pada penyulang;
- i. menghindari menghubungkan unit pembangkit yang terisolasi ke beban lokal yang terisolasi, kecuali apabila tidak mungkin menyinkronkan unit pembangkit terlebih dahulu untuk kestabilan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) dan unit pembangkit telah dinyatakan mampu memikul beban terpisah; dan
- j. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tidak mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selama proses pemulihan harus dihadapkan pada proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali sebagaimana dimaksud dalam Aturan Manajemen Jaringan (GMC 5 - Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali).

OC 8.2 Prosedur Pemulihan Padam Total

Pemulihan sistem setelah kejadian pemadaman total merupakan proses yang jauh lebih sulit dan memakan waktu panjang dibandingkan pemadaman sebagian. Dalam hal terjadi pemadaman total, langkah berikut harus ditambahkan pada kasus pemadaman sebagian:

- a. unit pembangkit yang mempunyai fasilitas asut gelap mampu memikul beban terpisah (*independent load pickup*) harus diasut dan diikuti dengan proses pemberian tegangan (*energize*) ruas penghantar, pemberian tegangan (*energize*) GI, dan pembebanan lokal. Sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang terbentuk harus diperluas dengan menambahkan pembangkitan lokal, ruas penghantar, GI, dan beban. Ketika memperluas sistem isolasi terpisah (*islanding system*) perlu perhatian khusus untuk menghindari ketidakstabilan tegangan;
- b. setelah beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil terbentuk, sistem isolasi terpisah (*islanding system*) harus diperluas sehingga sistem yang semula terpisah dapat disinkronkan dengan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) lainnya;

- c. karena durasi dan lingkup pemadaman total jauh lebih besar dibandingkan pemadaman sebagian, pembebanan unit pembangkit harus secara bertahap untuk menghindari beban lebih pada penyulang dan untuk memungkinkan penstabilan beban. Selain itu, fasilitas atau peralatan penyimpan energi (*energy storage*) di GI dan pusat listrik harus diisi ulang sebelum pengoperasian kembali fasilitas tersebut; dan
- d. usaha pemulihan sistem sesuai dengan *standard operating procedure* (SOP) pemulihan sistem yang disusun oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan direviu secara berkala.

OC 9 Koordinasi Keselamatan

Bagian ini menjelaskan prosedur proses buka tutup (*switching*) PMT dan pembebasan bagian instalasi untuk menjamin bahwa pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat dilaksanakan dengan aman. Hal ini diterapkan apabila pekerjaan dan/atau pengujian yang akan dilakukan memerlukan koordinasi keselamatan kerja dan keselamatan peralatan antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Selain itu, bagian ini memberi garis besar prosedur yang harus diikuti pada saat kegiatan pemeliharaan dan pengujian akan dilaksanakan di jaringan transmisi oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan proses perizinan kerja yang diatur dalam OC 9.2 (Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi).

OC 9.1 Koordinator Keselamatan Kerja

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) suatu titik sambung baru, masing-masing pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik harus menunjuk seorang koordinator keselamatan kerja.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus saling memberitahu secara tertulis mengenai identitas koordinator keselamatan kerja yang ditunjuk. Dalam hal akan mengganti koordinator keselamatan kerja yang telah ditunjuk, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis mengenai identitas koordinator keselamatan kerja yang baru.

Koordinator keselamatan kerja harus bertanggung jawab terhadap semua hal yang menyangkut keselamatan personel selama kegiatan pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 9.2 Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi

Suatu proses perizinan kerja ditetapkan untuk menjamin keselamatan pelaksanaan prosedur pemeliharaan peralatan tegangan tinggi. Proses ini meliputi koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), personel keselamatan kerja dan personel pemeliharaan yang melaksanakan pekerjaan, serta pengalihan kewenangan dari suatu grup ke grup yang lain selama kegiatan pemeliharaan dan pengujian melalui penggunaan formulir khusus perizinan kerja. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan izin kerja untuk pekerjaan di jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV.

Prosedur keselamatan kerja yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV dituangkan dalam dokumen prosedur pelaksanaan pekerjaan pada instalasi listrik tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi sistem Jawa, Madura, dan Bali yang disusun oleh pemilik pekerjaan yaitu pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Setiap pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terkait, paling lambat 7 (tujuh) hari sebelum pelaksanaan pekerjaan.

OC 9.3 Proses perizinan pekerjaan untuk pemeliharaan peralatan tegangan tinggi harus meliputi langkah berikut:

- a. proses dimulai dengan pengajuan formulir permohonan izin kerja ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempelajari rencana yang diajukan terkait dengan tindakan buka tutup PMT (*switching*) dan rekonfigurasi jaringan transmisi untuk menjamin tingkat keandalan dan keamanan dapat dijaga. Jika rencana yang diajukan dianggap memenuhi syarat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan izin kerja yang diminta;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan manuver buka tutup PMT (*switching*) yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;

- d. personel pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik menyampaikan formulir rencana kerja kepada koordinator keselamatan kerja untuk disahkan dan ke operator GI yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan membumikan (*grounding*) peralatan;
- e. operator GI mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja sebagaimana dimaksud dalam huruf d dan menyampaikan kepada staf pemeliharaan yang akan bertanggung jawab melaksanakan pekerjaan;
- f. operator GI selanjutnya melakukan pemisahan dan pembumian (*grounding*) lokal serta memasang tanda yang diperlukan pada peralatan *switching*;
- g. staf pemeliharaan melaksanakan pekerjaan pemeliharaan;
- h. staf pemeliharaan mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja dan mengembalikan ke operator GI. Operator GI selanjutnya bertanggung jawab untuk melepas tanda dari peralatan *switching*, membuka pembumian, dan menutup PMS;
- i. koordinator keselamatan kerja mengesahkan selesainya kegiatan operator GI dalam formulir rencana kerja dan mengembalikan kepada pemilik pekerjaan. Pemilik pekerjaan menyatakan bahwa pekerjaan telah selesai dan pemberian tegangan (*energize*) peralatan dapat dilaksanakan. Personel pengelola transmisi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik selanjutnya memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa peralatan dapat dioperasikan; dan
- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memimpin manuver buka tutup PMS dan PMT (*switching*) untuk melakukan pemberian tegangan kembali (*reenergize*) fasilitas tersebut dan merekonfigurasi jaringan transmisi kembali ke keadaan semula.

OC 10 Penghubung Operasi

Bagian ini memberi garis besar prosedur umum bagi koordinasi dan pertukaran informasi operasi di antara pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi ke sistem.

OC 10.1 Kebutuhan untuk Memberitahu Kondisi Operasi

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas sistem dan untuk mengomunikasikan informasi tersebut ke internal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN

(Persero), dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan informasi mengenai kegiatan atau kondisi operasi yang dapat mempengaruhi keamanan dan keandalan sistem kepada pihak terkait.

Pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggung jawab untuk memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian terencana yang dapat mempengaruhi operasi normal dari setiap bagian sistem.

Apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat mempengaruhi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang lain, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera memberitahu pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat terpengaruh.

Pada saat menerima pemberitahuan mengenai operasi atau kejadian, penerima berita dapat menghubungi pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi dan pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik itu harus:

- a. memberi jawaban yang diminta; dan
- b. mengedarkan salinan pertanyaan dan jawaban ke semua penerima pemberitahuan.

OC 10.1.1 Masalah operasi yang harus dilaporkan antara lain:

- a. pengeluaran pusat pembangkit listrik dan/atau peralatan penyaluran dari operasi sistem untuk keperluan pemeliharaan atau pengujian yang mungkin mengurangi keandalan sistem;
- b. pelaksanaan pengujian peralatan unit pembangkit meskipun kegiatan tersebut tidak memerlukan penghentian pelayanan dari peralatan unit pembangkit;
- c. pengoperasian PMT, PMS, atau alat pembumian (*grounding*) yang belum mendapat izin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus tertentu, pemilik instalasi dapat mengoperasikan peralatan yang belum mendapat izin untuk melindungi personel atau peralatan. Dalam kasus tersebut, operasi yang dilakukan dan penyebabnya harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. semua bentuk operasi yang bersifat mendadak dan tidak standar, kecuali telah diizinkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan

- e. suatu masalah operasi tidak dapat dipecahkan dengan segera, misalnya mengenai perkiraan lama masalah operasi dan kemungkinan pengaruhnya harus dilaporkan kepada pihak yang terkena dampak.

OC 10.1.2 Pemberitahuan yang diperlukan dalam rangka memenuhi ketentuan sebagaimana dimaksud dalam OC 10 (Penghubung Operasi) harus berisi penjelasan operasional yang cukup rinci agar penerima dapat menilai operasi tersebut dan dampaknya. Pemberitahuan harus berisi nama dan nomor telepon dari personel yang melaporkan operasi tersebut dan penerima berita dapat mengajukan pertanyaan untuk meminta penjelasan. Pemberitahuan harus disampaikan secepatnya.

OC 10.2 Kepentingan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) untuk Memberitahu Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik Mengenai Kejadian di Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyampaikan informasi kejadian di sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah terpengaruh oleh kejadian tersebut. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem harus menyediakan informasi mengenai kejadian yang telah atau mungkin akan berdampak pada keandalan sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian tidak terencana yang telah atau mungkin akan berpengaruh terhadap operasi normal dari bagian sistem. Jika diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) selaku operator sistem harus meneliti kejadian tidak terencana beserta alasan.

OC 10.2.1 Laporan kejadian dan jawaban tentang semua pertanyaan mengenai laporan dapat diberikan secara lisan dan selanjutnya ditindaklanjuti secara tertulis. Laporan tertulis harus:

- a. berisi nama, posisi, dan organisasi personel yang menerbitkan laporan, tanggal, serta waktu penerbitan;
- b. melingkupi implikasi dan risiko operasional yang timbul dari kejadian tersebut secara rinci sehingga memungkinkan penerima untuk mengkajinya; dan
- c. merinci kronologis kejadian apabila telah berdampak pada keselamatan manusia.

OC 10.2.2 Kejadian yang harus dilaporkan antara lain:

- a. kegagalan atau kesalahan operasi alat kendali, komunikasi, peralatan ukur, dan perubahan kapabilitas fasilitas pusat listrik dan penghantar;
- b. waktu pada saat suatu unit pembangkit atau peralatan dioperasikan melebihi kapasitas;
- c. aktifnya suatu alarm yang menunjukkan kondisi operasi tidak normal; dan
- d. kondisi cuaca yang mempengaruhi atau mungkin mempengaruhi operasi.

OC 10.2.3 Dalam hal laporan tentang kejadian diberikan secara lisan:

- a. laporan tersebut harus didiktekan oleh pengirim ke penerima; dan
- b. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan setelah seluruh laporan lengkap penerima harus membaca ulang seluruh laporan ke pengirim untuk mengonfirmasi ketepatannya.

OC 10.3 Kejadian Penting

Kejadian penting merupakan kejadian yang atas penilaian pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah berpengaruh penting pada sistem.

Selain itu, kejadian penting meliputi kejadian yang diyakini oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya. Pelaporan kejadian penting harus secara tertulis sesuai yang diatur dalam OC 11 (Pelaporan Kejadian Penting).

OC 10.3.1 Kejadian yang perlu dilaporkan secara tertulis ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan hal yang menyebabkan antara lain:

- a. ketidakstabilan sistem;
- b. penyimpangan frekuensi di luar batas yang telah ditetapkan;
- c. tingkat tegangan di luar batas yang telah ditetapkan; atau
- d. pemadaman beban konsumen tenaga listrik akibat pengoperasian.

OC 10.4 Fasilitas Komunikasi Operasional

Semua pihak yang terinterkoneksi ke sistem harus menyediakan dan memelihara fasilitas komunikasi utama dan cadangan yang dibutuhkan, antara lain suara, data operasional, dan komunikasi SCADA.

OC 10.4.1 Kantor Perwakilan Komunikasi Operasional

Pembentukan kantor perwakilan komunikasi operasional dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menetapkan 1 (satu) kantor perwakilan yang bertugas untuk memberi atau menerima komunikasi operasional terkait dengan fasilitas yang dimiliki. Kantor ini bertanggung jawab dalam pengoperasian dan pemeliharaan peralatan komunikasi; dan
- b. kantor perwakilan harus memberikan informasi berikut:
 1. sebutan bagi personel penghubung;
 2. nomor telepon personel;
 3. alamat *e-mail* personel;
 4. nomor faksimile; dan
 5. lokasi.

OC 10.4.2 Perekaman Komunikasi Operasional

Berikut ini merupakan ketentuan minimum yang berkaitan dengan perekaman komunikasi operasional:

- a. setelah membuat atau menerima suatu komunikasi operasional, pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus segera mencatat setiap komunikasi operasional telepon secara tertulis dalam buku *log* atau dengan metode lain yang permanen dan dapat diperiksa;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara *dispatcher* dan personel operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. rekaman komunikasi operasional harus mencakup waktu dan isi setiap komunikasi dan harus memberi identitas pihak yang berkomunikasi;
- d. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima serta membaca ulang kepada pengirim seluruh laporan yang diterima untuk mengonfirmasi ketepatannya, kecuali jika sifat komunikasi memerlukan tindakan segera; dan
- e. *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus menyimpan semua catatan komunikasi operasional termasuk rekaman suara paling sedikit 5 (lima) tahun untuk rekaman tertulis dan 1 (satu) tahun untuk rekaman suara. Catatan atau rekaman disimpan untuk bahan penyelesaian perselisihan dan evaluasi prosedur operasional selama operasi normal, operasi darurat, atau proses pemulihan sistem.

OC 10.5 Pertemuan koordinasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terdiri atas:

- a. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang dilaksanakan secara rutin setiap bulan. Pertemuan ini tidak diharuskan bagi konsumen tenaga listrik; dan
- b. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola distribusi PT PLN (Persero) yang dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun dan harus diikuti oleh konsumen tenaga listrik.

OC 11 Pelaporan Kejadian Penting

Kejadian penting yang mencakup kecelakaan atau kejadian tidak biasa yang telah mengganggu operasi sistem atau telah menyebabkan atau dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau pemadaman harus dikaji bersama oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh. Kajian tersebut harus mendalam untuk menambah pengetahuan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai sifat operasional sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan. Hasil kajian gangguan harus tersedia bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

OC 11.1 Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting

Berdasarkan tingkat keseriusan dan lama suatu peristiwa atau kejadian penting, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dalam kejadian harus segera menyampaikan laporan tertulis termasuk rincian kondisi kejadian yang berlangsung untuk melengkapi laporan lisan yang mungkin sudah disampaikan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dengan suatu kejadian penting harus segera menyampaikan laporan tertulis setelah kejadian tersebut. Laporan pendahuluan kejadian penting dalam bentuk konsep (*draft*) harus segera disampaikan paling lambat 4 (empat) jam terhitung sejak kejadian penting. Laporan tersebut paling sedikit berisi informasi sesuai yang diatur dalam OC 11.2 (Laporan Pendahuluan Kejadian Penting). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terlibat harus menyerahkan laporan

pendahuluan kejadian penting paling lambat 24 (dua puluh empat) jam terhitung sejak kejadian penting.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan laporan final kejadian penting paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak kejadian penting, yang memuat antara lain penyebab gangguan atau kejadian, jumlah dan laman gangguan atau kejadian, dan rekomendasi apabila terdapat perubahan prosedur operasi, kebutuhan pelatihan, atau usulan perubahan ketentuan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

OC 11.2 Laporan Pendahuluan Kejadian Penting

Laporan pendahuluan kejadian penting paling sedikit memuat:

- a. waktu dan tanggal kejadian;
- b. uraian kejadian;
- c. lama kejadian;
- d. peralatan spesifik yang langsung terlibat dalam kejadian, termasuk pengendali sistem dan peralatan proteksi;
- e. jumlah beban dan/atau pembangkitan yang terputus (dalam MW); dan
- f. perkiraan waktu dan tanggal pulihnya pelayanan serta prakiraan rencana tindak lanjut yang harus dilakukan agar kejadian serupa tidak terulang.

OC 11.3 Tinjauan kejadian penting dilakukan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan tinjauan terhadap suatu kejadian penting di sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali untuk mempertahankan tingkat keandalan sistem yang dapat diterima;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam melakukan tinjauan atau analisis suatu kejadian penting di sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait; dan
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberikan informasi yang berkaitan dengan unjuk kerja peralatan selama dan setelah suatu kejadian penting kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 11.4 Pemeriksaan dan Akses

Pemeriksaan terhadap peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilakukan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memeriksa peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan dalam rangka:
 1. mengkaji pemenuhan tanggung jawab operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terinterkoneksi ke jaringan transmisi sesuai dengan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali;
 2. menyelidiki ancaman yang telah terjadi atau mungkin dapat terjadi terhadap keamanan sistem; atau
 3. mengkaji pelatihan berkala yang berkaitan dengan kebutuhan operasional peralatan;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu maksud pelaksanaan pemeriksaan paling lambat 2 (dua) hari kerja sebelum pemeriksaan. Pemberitahuan harus mencakup rincian:
 1. nama wakil yang akan melaksanakan pemeriksaan atas nama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 2. waktu mulai pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhir pemeriksaan; dan
 3. alasan rinci dilakukan pemeriksaan;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap tanggung jawab operasional sebagaimana diatur dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali terdapat bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya;
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan dan dilakukan dalam jangka waktu paling lama 2 (dua) hari kerja;
- e. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakil yang melaksanakan pemeriksaan berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan;

- f. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengizinkan wakil dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya untuk melakukan pemeriksaan;
- g. selama pemeriksaan suatu fasilitas, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakilnya:
 - 1. tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan;
 - 2. meyakinkan bahwa penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan, atau material hanya bersifat sementara;
 - 3. hanya memeriksa operasi peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan);
 - 4. mengamati kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam hubungan dengan aktivitas fisik, kesehatan dan keselamatan kerja, serta hal yang terkait hubungan tenaga kerja; dan
 - 5. mengikuti semua aturan protokoler memasuki fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik jika aturan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses; dan
- h. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada saat memasuki kawasan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 12 Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan

Bagian ini menetapkan prosedur untuk kegiatan pengujian, pemantauan, dan pemeriksaan yang berkaitan dengan parameter berikut:

- a. unjuk kerja unit pembangkit tertentu;
- b. pemeriksaan untuk menguji kesesuaian terhadap Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*);

- c. pengujian untuk verifikasi unjuk kerja sistem kendali dan proteksi, baik di peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik maupun peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang terkait dengan suatu titik sambung;
- d. pemasangan peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam kondisi operasi normal;
- e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara peralatan atau operasi peralatan dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan
- f. pengujian yang diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik.

OC 12.1 Pengujian

Bagian ini memberi hak yang sama bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambung antara peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, dengan ketentuan:

- a. pihak yang merasa peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain tidak memenuhi Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali boleh mengusulkan pengujian atas peralatan tersebut dengan pemberitahuan tertulis;
- b. jika pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf a telah diberikan, pihak pengusul harus melakukan pengujian pada waktu yang disetujui pihak pemilik;
- c. kedua belah pihak harus bekerja sama dalam melakukan pengujian yang diminta sebagaimana dimaksud dalam huruf a;
- d. biaya pelaksanaan pengujian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dibebankan kepada pihak pengusul, kecuali jika hasil pengujian peralatan yang dipermasalahkan membuktikan bahwa peralatan tersebut tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali. Dalam hal peralatan tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali, semua biaya pengujian dibebankan kepada pihak pemilik peralatan;
- e. biaya pengujian tidak mencakup biaya kerugian akibat energi tidak terjual namun pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus meminimalkan kerugian tersebut selama proses pengujian. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang

melakukan pengurangan atas kesiapan pembangkit yang dideklarasikan sebagai akibat dari pengujian;

- f. pengujian yang diuraikan pada bagian ini harus dilaksanakan menggunakan prosedur uji yang disetujui kedua belah pihak, baik dilakukan sendiri oleh pihak pengusul maupun oleh pihak ketiga. Para pihak dilarang tanpa alasan memperlambat atau menunda persetujuan atas prosedur pengujian. Namun jika para pihak tidak dapat bersepakat mengenai prosedur uji, berdasarkan kebiasaan yang baik (*good utility practice*), pihak pengusul yang harus menetapkan prosedur uji;
- g. dalam hal pengujian dilakukan oleh pihak ketiga, pihak pengusul harus meyakinkan pihak pemilik bahwa hanya lembaga atau orang yang memiliki keterampilan dan pengalaman yang akan melakukan pengujian;
- h. pihak yang melakukan pengujian harus terlebih dahulu memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- i. pihak yang tidak melakukan pengujian dapat menunjuk wakil untuk menyaksikan pengujian dan pihak yang menguji harus mengizinkan wakil tersebut untuk hadir pada saat pengujian dilaksanakan;
- j. pihak yang melakukan pengujian harus menyampaikan hasil pengujian dan laporan lain yang terkait kepada pihak lain paling lambat 7 (tujuh) hari setelah pengujian berakhir;
- k. pihak yang melakukan pengujian dapat memasang peralatan uji dan/atau peralatan pemantau ke peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain atau meminta pihak lain untuk memasang suatu peralatan uji dan/atau peralatan pemantau; dan
- l. pihak yang melakukan pemantauan sebagai bagian dari suatu pengujian harus memastikan bahwa unjuk kerja peralatan yang dipantau sesuai dengan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*).

OC 12.2 Pengujian Unit Pembangkit

Pengujian unjuk kerja unit pembangkit dapat dilakukan:

- a. sewaktu-waktu, atas usulan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengonfirmasikan karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;

- b. secara periodik, dilakukan pemantauan unjuk kerja unit pembangkit oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai yang dideklarasikan, seperti kemampuan *free governor*, AGC/LFC, *house load* dan *black start* (jika tersedia), penambahan beban (*load pick up*), serta fungsi pendukung pengaturan frekuensi dan tegangan; atau
- c. sewaktu-waktu, jika pengelola pembangkit meminta untuk dilakukan pengujian terhadap unit pembangkit miliknya setelah suatu tindakan perbaikan atas permasalahan yang menyebabkan perubahan karakteristik operasi yang dideklarasikan. Dalam hal ini pengujian harus disaksikan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) agar pengujian dapat dianggap sah untuk merevisi karakteristik operasi yang dideklarasikan.

OC 12.3 Prosedur Pengujian dan Pemantauan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit dapat mengajukan permintaan pengujian suatu unit pembangkit secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang berisi informasi berikut:

- a. tanggal pengajuan permintaan;
- b. tanggal mulai pengujian (tanggal pengujian paling cepat yaitu 5 (lima) hari kerja sejak tanggal pengajuan permintaan);
- c. nama unit pembangkit;
- d. karakteristik operasi yang akan diuji;
- e. nilai karakteristik operasi yang akan diverifikasi melalui pengujian; dan
- f. kondisi pembebanan spesifik untuk pengujian.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan untuk melakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menolak waktu yang diminta dan menjadwalkan ulang pengujian setelah berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setiap saat dapat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit. Namun demikian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tidak boleh menguji suatu unit pembangkit lebih dari 2 (dua) kali dalam setahun, kecuali jika terjadi keadaan berikut ini:

- a. hasil pengujian menunjukkan bahwa nilai dari 1 (satu) atau beberapa karakteristik operasi tidak sama dengan deklarasi pengelola pembangkit, terlepas apakah pengujian sebelumnya dirancang untuk menguji karakteristik operasi atau tidak; atau
- b. kondisi sistem memaksa pengujian sebelumnya harus dihentikan dan dapat dimaklumi bahwa terjadinya kondisi

tersebut memang tidak dapat diperkirakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus ini, hasil pengujian dianggap tidak ada.

Selama pemantauan terhadap pengujian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memiliki catatan unjuk kerja unit pembangkit sehingga memungkinkan verifikasi independen terhadap hasilnya. Selain itu, jika respons dari unit pembangkit membutuhkan pengujian terhadap frekuensi atau tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyimpan rekaman besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setiap saat dapat memantau unjuk kerja unit pembangkit menggunakan data SCADA dengan membandingkan *output* atau respons aktual dengan *output* atau respons yang seharusnya dicapai sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan.

Jika melalui pengujian atau pemantauan unjuk kerja unit pembangkit pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pengelola pembangkit terkait kegagalan tersebut termasuk rincian hasil pengujian dan pemantauan.

Setelah menerima pemberitahuan, pengelola pembangkit harus segera menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai:

- a. penjelasan tentang kegagalan;
- b. usulan revisi karakteristik operasi yang tidak sesuai seperti disyaratkan dalam prosedur sesuai yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi; dan/atau
- c. usulan rencana untuk mengatasi masalah.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus berusaha mencapai kesepakatan mengenai revisi nilai karakteristik pengoperasian yang dideklarasikan yang diusulkan oleh pengelola pembangkit. Jika persetujuan tercapai, pengelola pembangkit harus mendeklarasikan nilai yang direvisi. Jika persetujuan tidak tercapai dalam jangka waktu 3 (tiga) hari kerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan uji ulang dan kedua belah pihak harus mengakui hasil uji ulang tersebut.

OC 12.4 Pengujian peralatan proteksi dilaksanakan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. untuk setiap titik sambung, baik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) maupun pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memeriksa dan/atau menguji peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambung sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan setiap selang waktu 2 (dua) tahun;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung pada suatu titik sambung harus bekerja sama dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam pemeriksaan atau pengujian peralatan proteksi;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menanggung biaya pengujian yang diuraikan dalam bagian ini, kecuali dinyatakan lain dalam perjanjian jual beli atau perjanjian interkoneksi; dan
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan laporan realisasi tahun sebelumnya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambung ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding (*benchmark*) yang disetujui, paling lambat tanggal 1 Maret setiap tahun.

OC 12.5 Pengujian Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pengujian terhadap peralatan miliknya yang:

- a. dapat mempengaruhi keandalan operasi sistem;
- b. mengancam keamanan sistem;
- c. memerlukan pengoperasian sistem secara khusus; atau
- d. dapat mempengaruhi pengukuran listrik yang normal pada titik sambung.

OC 12.6 Pemberitahuan Pengujian

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang berkaitan dengan suatu titik sambung harus memberitahu secara tertulis kepada pengelola operasi sistem

PT PLN (Persero), paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pengujian. Pemberitahuan tersebut harus mencakup:

- a. rincian rencana pengujian yang diusulkan;
- b. perkiraan waktu mulai dan akhir pengujian yang diusulkan;
- c. identifikasi peralatan yang akan diuji;
- d. kondisi sistem yang dibutuhkan untuk melakukan pengujian yang diusulkan;
- e. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap peralatan yang diuji;
- f. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap sistem; dan
- g. nama orang yang bertanggung jawab mengoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan dilaksanakan pengujian pada jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk menjadwalkan ulang pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang terpengaruh dalam memberi persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan melakukan pengujian harus memastikan bahwa orang yang bertanggung jawab dalam mengoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebelum memulai pengujian.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik segera memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) apabila pengujian telah berakhir.

OC 12.7 Pemeriksaan dan Akses

Bagian ini menjelaskan keadaan di mana:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian;

- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian; dan
- c. prosedur dan keharusan memasuki dan memeriksa area instalasi atau fasilitas mengikuti aturan pemilik instalasi atau fasilitas.

OC 12.8 Hak untuk memeriksa peralatan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik mempunyai hak yang sama untuk saling memeriksa peralatan milik pihak lain pada titik sambung. Hak memeriksa tersebut hanya diberlakukan dalam usaha untuk meyakinkan kesesuaian peralatan dengan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali;
- b. jika pihak yang memeriksa menganggap bahwa pihak lain tidak mematuhi ketentuan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dan bahwa pihak yang memeriksa menjadi atau mungkin akan menjadi korban karenanya, pihak yang memeriksa dapat masuk ke kawasan instalasi milik pihak lain untuk melakukan pemeriksaan;
- c. pihak yang akan memeriksa peralatan milik pihak lain harus memberitahu mengenai maksud pemeriksaan kepada pihak yang diperiksa paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pemeriksaan;
- d. untuk validitas, pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf c harus mencakup informasi berikut:
 - 1. nama wakil yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
 - 2. waktu mulai pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhir pemeriksaan; dan
 - 3. ketidaksesuaian peralatan terhadap Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali yang menjadi objek pemeriksaan;
- e. pihak yang memeriksa dilarang melakukan pemeriksaan sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali untuk memverifikasi unjuk kerja peralatan hasil tindakan koreksi yang telah dilakukan untuk memperbaiki ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali yang ditemukan pada pemeriksaan sebelumnya;

- f. pihak yang diperiksa harus menunjuk seorang yang berkompeten untuk mendampingi wakil dari pihak pemeriksa yang memasuki kawasan miliknya;
- g. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa pemeriksaan harus selesai dalam 2 (dua) hari. Jika diperlukan waktu yang lebih lama, kedua belah pihak harus bersepakat penambahan waktu rencana pemeriksaan;
- h. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa wakil yang ditunjuk mampu untuk melakukan pemeriksaan; dan
- i. biaya pemeriksaan harus ditanggung oleh pihak yang memeriksa, kecuali jika ditemukan defisiensi. Dalam hal ini, biaya harus ditanggung oleh pihak yang memiliki defisiensi.

OC 13 Penomoran dan Penamaan Peralatan

Dalam rangka keseragaman, identifikasi peralatan yang berkaitan dengan fasilitas dan peralatan di sistem ditetapkan dalam *Appendix 3* pada Aturan Penyambungan untuk memperkecil peluang kesalahan operasi akibat salah pengertian terhadap perintah dalam mengoperasikan peralatan tertentu dalam sistem.

OC 13.1 Penerapan

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan yang diatur dalam *Appendix 3* Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan [*Equipment Numbering And Code Identification*]) berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Unsur dari kode identifikasi peralatan mencakup antara lain:

- a. lokasi geografis peralatan sesuai dengan lokasi area pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. kode nama pusat pembangkit dan nama GI;
- c. kode tingkat tegangan;
- d. kode jenis komponen yang spesifik; dan
- e. kode kegunaan lain yang spesifik.

OC 14 Rating Peralatan

Peralatan penghantar dan GI di sistem harus mempunyai batas pembebanan normal dan darurat yang ditetapkan dan dicatat. Selain itu, konstanta waktu termal jangka pendek dan metode analisis *loss of life* dapat dipakai untuk menetapkan rating peralatan jika analisis dilakukan sesuai dengan standar ketenagalistrikan dan persetujuan pembuat peralatan.

Rating penghantar jenis saluran udara harus memperhitungkan batas andongan minimum konduktor dan temperatur lingkungan maksimum yang realistis dan input radiasi matahari.

ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI
(*SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC*)

Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi memuat aturan dan prosedur untuk perencanaan transaksi, perencanaan *outages* transmisi, dan alokasi pembangkit (termasuk EBT intermiten), antara lain:

- a. rencana operasi tahunan, yang dimuktahirkan setiap 6 (enam) bulan dengan horizon perencanaan 2 (dua) tahun;
- b. rencana operasi bulanan;
- c. rencana operasi mingguan;
- d. rencana operasi harian; dan
- e. *real time* untuk keperluan *dispatch* ulang.

SDC 1 Prinsip Dasar

Persiapan perencanaan operasi memerlukan informasi mengenai perkiraan kesiapan dan mampu pasok pembangkit (cadangan putar, cadangan panas, dan cadangan dingin), kesiapan transmisi, prakiraan beban, dan perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) pembangkit EBT intermiten.

Prosedur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini untuk pembuatan perencanaan operasi (*scheduling*), yang:

- a. mengonsolidasikan informasi mengenai prakiraan beban, kesiapan pembangkit, dan kesiapan transmisi termasuk margin operasi yang memadai serta memperhitungkan pembangkit EBT intermiten dan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- b. memberi kesempatan untuk pengaturan pengeluaran (*outages*) pembangkit dan transmisi dengan mempertimbangkan kondisi keandalan, ekonomis, kualitas operasi sistem, dan kepentingan menjaga stabilitas sistem;
- c. memungkinkan optimasi pengoperasian pembangkit hidro dan termal dengan mempertimbangkan kemampuan pembangkit dan transmisi, bahan bakar, biaya *start up*, batasan lingkungan hidup, serta pemenuhan kebutuhan air untuk irigasi dan keperluan lain;
- d. membantu dalam identifikasi dan penyelesaian permasalahan operasional; dan

- e. meliputi pengelola pembangkit, yang terdiri atas pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan, pembangkit listrik swasta atau *independent power producer* (IPP), pembangkit sewa, pembangkit konsumen tenaga listrik, pembangkit *power wheeling*, dan pembangkit *excess power*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan prakiraan beban diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan rencana pemeliharaan diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai pernyataan atau deklarasi karakteristik unit pembangkit diatur dalam *Appendix 3 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai perintah pembebanan (*dispatch order*) diatur dalam *Appendix 4 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

SDC 2 Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan *draft* rencana operasi tahunan paling lambat tanggal 1 Oktober. Dalam *draft* tersebut terdapat informasi yang mencakup kebutuhan pembangkit bulanan dengan rincian mingguan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan informasi ini kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Rencana operasi tahunan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 15 Desember untuk perencanaan tahun berikutnya dan proyeksi umum untuk 2 (dua) tahun berikutnya. Rencana operasi tahunan harus mencakup informasi sebagai berikut:

- a. estimasi alokasi bulanan produksi neto pembangkit dan prakiraan beban sistem;
- b. rencana pengeluaran (*outages*) unit pembangkit;
- c. rencana pengeluaran (*outages*) transmisi;
- d. operasi bulanan waduk (PLTA) dengan memperhatikan elevasi air, kondisi lingkungan, serta kebutuhan irigasi dan kebutuhan lain;
- e. operasi bulanan pembangkit EBT intermiten dengan memperhatikan prakiraan cuaca (*weather forecast*) dari pengelola pembangkit EBT intermiten, Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG), atau instansi terkait lain;
- f. proyeksi harga energi;
- g. estimasi energi tidak terlayani;

- h. alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take or pay* (TOP);
- i. aliran daya dan kendala transmisi;
- j. prediksi *fuel mix*, *capacity factor* (CF) pembangkit, dan susut transmisi;
- k. alokasi tingkat cadangan putar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan sesuai definisi margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi (OC 2.2);
- l. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel menyampaikan rencana kesiapan pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan pembangkit, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian; dan
- m. rencana pembangkitan dan beban pengelola pembangkit *power wheeling*, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian.

Estimasi unjuk kerja sistem yang meliputi kualitas tegangan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 Desember untuk rencana operasi tahun berikutnya.

SDC 2.1 Prosedur Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah (*least cost*) dalam memenuhi prakiraan beban dengan tetap memperhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan.

Kendala jaringan dan konfigurasi jaringan yang sesuai ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan hasil studi aliran daya, hubung singkat, dan stabilitas jaringan.

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus menyampaikan prakiraan beban setiap GI untuk 2 (dua) tahun yang akan datang, paling lambat tanggal 1 September untuk penyusunan rencana operasi tahunan.

SDC 2.2 Revisi Rencana Operasi Tahunan

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan. *Draft* revisi tengah tahunan atas rencana operasi tahunan diterbitkan paling lambat tanggal 1 April tahun berjalan.

Revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan harus diterbitkan paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan. Revisi harus mencakup sisa tahun berjalan dan tahun berikutnya.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi estimasi unjuk kerja sistem yang harus diterbitkan paling lambat tanggal 1 Juni tahun berjalan.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi prakiraan beban setiap GI yang harus disampaikan paling lambat tanggal 1 Maret tahun berjalan.

SDC 2.3 Perencanaan atau Penjadwalan Pemeliharaan

Berdasarkan *draft* rencana operasi tahunan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan *draft* rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk periode 2 (dua) tahun ke depan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) beserta usulan tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 September. Dalam hal diperlukan, terdapat revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk periode 2 (dua) tahun ke depan disampaikan paling lambat tanggal 1 November.

Berdasarkan usulan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan semua unit pembangkit atau jaringan serta harus menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 1 Desember.

Dalam membuat rencana atau jadwal pemeliharaan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengubah tanggal pelaksanaan pemeliharaan (*outages*) unit pembangkit dalam batas waktu yang wajar, namun lama waktu pelaksanaan pemeliharaan tidak dapat dipersingkat tanpa persetujuan dari pengelola pembangkit.

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan setiap perubahan (revisi) rencana atau jadwal pemeliharaan paling lambat tanggal 1 Mei tahun berjalan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 Juni tahun berjalan.

SDC 2.4 Instalasi Baru

Rencana pekerjaan pemasangan instalasi baru yang akan tersambung dengan sistem dan mempengaruhi pola operasi atau konfigurasi sistem periode 2 (dua) tahun berikutnya harus disampaikan oleh pengelola pembangunan PT PLN (Persero) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 November.

Pengelola pembangunan PT PLN (Persero) harus menyampaikan setiap perubahan pekerjaan (revisi) dalam rencana tengah tahun paling lambat tanggal 1 Mei.

SDC 2.5 Studi Sistem Tenaga Listrik

Tujuan studi jaringan sistem tenaga untuk melakukan evaluasi kendala dalam jaringan dan margin pembangkitan yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan operasi bulanan, mingguan, dan harian.

Perencanaan operasi tahunan harus melibatkan studi Sistem Tenaga Listrik sebagai berikut:

- a. studi aliran daya dan stabilitas untuk menentukan batasan aliran daya di transmisi dan strategi pertahanan sistem (*defense scheme*);
- b. analisis hubung singkat untuk menentukan konfigurasi jaringan yang sesuai;
- c. penentuan peningkatan margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi (OC 2.2) sehingga margin dapat ditentukan dengan memperhatikan perkiraan energi tidak terlayani (*energy not served*) dan probabilitas kehilangan beban atau *loss of load probability* (LOLP) yang masih dalam batas standar perencanaan operasional yang diizinkan yaitu 1 (satu) hari per tahun; dan
- d. pada saat menyusun perencanaan operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyampaikan kecukupan sarana yang diperlukan untuk mengatur frekuensi dan tegangan. Apabila terjadi ketidakcukupan daya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pemilik instalasi yang terkait. Untuk mengatasi ketidakcukupan tersebut, pemilik instalasi harus melakukan proses investasi.

SDC 2.6 Penerbitan Rencana Operasi Tahunan

Setelah menerima *draft* rencana operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana final operasi tahunan. Rencana final operasi tahunan harus sudah diterima oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 15 Desember dan revisi final tengah tahun

rencana operasi tahunan harus sudah diterima paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan.

SDC 3 Rencana Operasi Bulanan

Rencana operasi bulanan merupakan rencana operasi seluruh unit pembangkit dan transmisi termasuk rencana keluaran pembangkit. Rencana pembangkitan harus dapat memenuhi prakiraan beban sistem dengan biaya variabel minimal dengan tetap memperhatikan kriteria keandalan, ekonomis, dan kualitas Sistem Tenaga Listrik.

SDC 3.1 Proses Perencanaan Operasi Bulanan

Proses perencanaan operasi bulanan digunakan untuk memenuhi kebutuhan operasi sistem. Kebutuhan informasi untuk rencana operasi bulanan paling lambat:

- a. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan bulan berikutnya;
- b. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya;
- c. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- d. hari ke-5 bulan berjalan, konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan untuk bulan berikutnya;
- e. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberikan perkiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya;
- f. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk digunakan dalam alokasi energi yang ekonomis bulan berikutnya;
- g. hari ke-20 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya; dan
- h. hari ke-26 bulan berjalan, dokumen rencana operasi bulanan (ROB) untuk bulan berikutnya harus sudah diterbitkan dan didistribusikan ke semua pemangku kepentingan (*stakeholders*).

SDC 3.2 Kriteria Ekonomis Rencana Operasi Bulanan

Kriteria ekonomis untuk pengalokasian pembebanan unit pembangkit dalam rencana operasi bulanan didasarkan pada:

- a. produksi energi unit pembangkit yang harus dioperasikan karena kendala sistem sesuai kebutuhan;
- b. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) pengelola pembangkit dengan ketentuan pengambilan minimum (*minimum take*) terhadap unit pembangkit yang mempunyai kontrak *take or pay*;
- c. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) pengelola pembangkit EBT;
- d. produksi energi yang diperkirakan (*forecast*) pengelola pembangkit EBT intermiten;
- e. biaya variabel unit pembangkit dalam PJBL; dan
- f. biaya variabel unit pembangkit yang dinyatakan dalam rencana operasi bulanan untuk porsi pusat pembangkit yang tidak dijanjikan (*not committed*) dalam PJBL.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam sistem untuk memenuhi prakiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel ditambah biaya *outages*) dengan memperhatikan margin cadangan yang didefinisikan dalam rencana operasi tahunan. Dalam hal kesiapan unit pembangkit tidak cukup untuk memasok beban dengan tingkat cadangan yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyusun rencana operasi bulanan yang meminimalkan risiko pemadaman.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mendapatkan informasi mutakhir dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai kesiapan unit pembangkit, duga muka air waduk, perkiraan debit air masuk pada waduk dan perkiraan produksi PLTA *run of river*, dan perkiraan pembangkit EBT intermiten. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan informasi tersebut dengan menggunakan formulir yang ditentukan dalam Aturan Kebutuhan Data. Tambahan informasi yang berkaitan dengan *testing* dan *commissioning* harus disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan menggunakan formulir sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data.

Metodologi dan program komputer yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan harus mampu mengoptimasi

pembangkit hidro dan pembangkit termal dan mampu menghasilkan informasi sebagai berikut:

- a. perkiraan produksi energi setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan kebutuhan nonlistrik dan kendala lingkungan hidup lainnya;
- b. perkiraan produksi energi PLTA *run of river*;
- c. perkiraan produksi energi oleh pengelola pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
- d. daftar pembangkit termal yang diperkirakan akan melakukan *start up* atau *shutdown* dalam periode mingguan mengikuti *merit order* dalam bulan berjalan dan perkiraan energi produksi;
- e. daftar pusat pembangkit yang sudah dipastikan sebagai cadangan dingin dalam bulan berjalan; dan
- f. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan setiap saat, namun harus disetujui oleh setiap pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Rencana operasi bulanan harus dapat memenuhi tujuan berikut:

- a. optimasi *start up* dan *shutdown* pembangkit termal beban dasar dalam periode mingguan serta perkiraan operasi apakah pembangkit tersebut beroperasi terus-menerus, hanya selama hari kerja, atau padam selama minggu tersebut;
- b. alokasi pembangkitan PLTA waduk dalam periode mingguan dengan mempertimbangkan kebutuhan air untuk nonlistrik dan kendala lain;
- c. pengaturan kendala ketersediaan bahan bakar;
- d. memasukkan rencana pelaksanaan pengujian operasi unit pembangkit dan transmisi baru;
- e. penentuan kebutuhan mengoperasikan unit pembangkit yang harus operasi (*must run*) yang tidak ekonomis untuk memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga tegangan atau memproteksi suatu area;
- f. alokasi cadangan putar menjamin bahwa cadangan tersebut siap apabila diperlukan;
- g. alokasi pembangkitan minimum pada setiap area menjamin kontinuitas pelayanan dalam hal terjadi gangguan pada transmisi penting dan pemisahan sistem;
- h. penetapan rencana pemeliharaan transmisi;

- i. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- j. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 3.3 Prosedur rencana operasi bulanan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala transmisi akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas peralatan transmisi, trafo, atau kompensator;
- b. revisi perkiraan debit air masuk yang diinformasikan oleh pengelola pembangkit PLTA atau institusi yang berkompeten;
- c. revisi perkiraan produksi energi pengelola pembangkit energi baru dan terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. revisi prakiraan beban; dan
- e. revisi kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan dari konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*.

SDC 3.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi bulanan sebagai berikut:

- a. model beban kronologis setiap setengah jam untuk langgam beban hari kerja dan hari libur (tipikal);
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi penting;
- c. studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run (forced dispatch)* unit pembangkit; dan
- d. model yang disederhanakan untuk studi rugi-rugi penyaluran.

SDC 3.5 Tanggapan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik atas Konsep Rencana Operasi Bulanan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diberi kesempatan untuk menyampaikan tanggapan atas konsep rencana operasi bulanan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 23 sebelum bulan pelaksanaan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mempertimbangkan menerima atau tidak menerima tanggapan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

SDC 4 Rencana Operasi Mingguan

Tujuan perencanaan operasi mingguan yaitu merencanakan operasi dari seluruh unit pembangkit dan transmisi untuk mengkomodir

pengeluaran jangka pendek tidak terencana pada rencana operasi bulanan unit pembangkit dan transmisi. Periode rencana operasi mingguan dimulai sejak hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya.

SDC 4.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi optimal pembangkit hidro dan pembangkit termal mingguan dan memperkirakan produksi dari setiap unit pembangkit untuk meminimalkan total biaya variabel dan biaya *outages* jaringan. Hasil rencana mingguan yang harus digunakan dalam pelaksanaan atau *dispatch* harian meliputi:

- a. produksi energi total setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan faktor penggunaan air untuk nonlistrik dan lingkungan hidup;
- b. perkiraan energi yang akan diproduksi oleh setiap PLTA yang *must run*;
- c. produksi energi yang dibangkitkan oleh pengelola pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. daftar unit pembangkit termal yang diperkirakan untuk *start up* atau *shutdown* dalam minggu berjalan sesuai *merit order* yang dihasilkan dalam proses optimisasi;
- e. daftar pusat pembangkit yang ditetapkan sebagai cadangan dingin dalam minggu berjalan; dan
- f. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

SDC 4.2 Rencana operasi mingguan harus dapat memenuhi sasaran berikut:

- a. penetapan waktu untuk *start up* dan *shutdown* unit pembangkit termal beban dasar;
- b. alokasi pembangkitan atau produksi PLTA waduk dalam periode harian yang merefleksikan penggunaan air untuk kebutuhan nonlistrik dan lingkungan hidup;
- c. alokasi pembangkitan atau produksi unit pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. mempertimbangkan kendala ketersediaan bahan bakar yang dilaporkan pihak pengelola pembangkit;
- e. unit pembangkit yang siap beroperasi dengan AGC;
- f. identifikasi kebutuhan *must run unit (forced dispatch)* untuk memproduksi daya reaktif untuk mendukung tegangan dan menghindari transmisi berbeban lebih (*overload*);
- g. alokasi energi minimum untuk diproduksi oleh unit pembangkit baru yang sedang melakukan pengujian (*testing*);

- h. alokasi cadangan putar untuk menjamin kesiapan unit pembangkit;
- i. alokasi pembangkitan minimum pada suatu area yang kekurangan kapasitas unit pembangkit untuk menjamin terus berlangsung pasokan setelah terjadi gangguan pada transmisi penting atau pemisahan sistem;
- j. penentuan rencana pemeliharaan mingguan transmisi;
- k. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- l. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 4.3 Prosedur perencanaan operasi mingguan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala jaringan akibat ketidaksiapan transmisi, trafo, atau alat kompensator;
- b. koreksi perkiraan debit air masuk berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit hidro atau institusi yang berkompeten;
- c. rencana pembangkitan untuk unit pembangkit EBT berdasarkan perkiraan kesiapan termasuk EBT intermiten;
- d. pembangkitan dan transmisi di luar rencana karena pengujian unit pembangkit dan transmisi baru;
- e. pernyataan kesiapan kapasitas dalam MW dari setiap unit pembangkit dan waktu spesifik atas mulai dan berakhirnya periode kesiapan unit pembangkit;
- f. pemutakhiran karakteristik operasi unit pembangkit yang dinyatakan siap. Proses pemutakhiran harus meliputi informasi berikut:
 - 1. identifikasi karakteristik pengoperasian sesuai *Appendix 3 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi (Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit)*;
 - 2. nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan
 - 3. waktu implementasi nilai parameter baru;
- g. rencana pembangkitan dan pembebanan pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*; dan
- h. pembatasan operasi yang mungkin timbul dari pertimbangan lingkungan hidup.

SDC 4.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan sebagai berikut:

- a. karakteristik beban untuk hari kerja dan hari libur secara kronologis setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);

- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi yang penting;
- c. studi aliran daya untuk menentukan kemungkinan keterbatasan transfer daya yang memerlukan *must run unit*; dan
- d. model yang disederhanakan untuk rugi-rugi transmisi.

SDC 4.5 Penjadwalan untuk Proses Rencana Operasi Mingguan

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan paling lambat setiap hari Selasa pukul 10:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Dalam hal terdapat perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan usulan perubahan yang disampaikan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) paling lambat setiap hari Rabu pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan rencana operasi mingguan paling lambat setiap hari Kamis pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola pembangkit harus mengikuti rencana operasi mingguan pembangkitan kecuali ada instruksi lain dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5 Rencana Operasi Harian (*Dispatch*)

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan rencana operasi harian alokasi pembangkitan untuk hari berikutnya. Rencana ini harus memperlihatkan pembebanan setiap unit pembangkit dalam basis waktu setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Pembebanan pembangkitan harus memenuhi kebutuhan beban sistem dan biaya variabel minimum serta mempertimbangkan kendala jaringan dan kondisi lain yang berpengaruh seperti peristiwa khusus kenegaraan dan hari libur.

SDC 5.1 Informasi dari Pengelola Pembangkit

Pengelola pembangkit (termasuk pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*) harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perubahan atas informasi yang telah disampaikan pada proses pembuatan rencana operasi mingguan dan perubahan atas karakteristik unit pembangkit. Informasi yang mutakhir harus disampaikan kepada pengelola

operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi harian.

Pengelola pembangkit hidro harus menginformasikan setiap jam kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai realisasi debit air masuk waduk dan perkiraan pembebanan PLTA *run of river* untuk hari berikutnya.

Pengelola pembangkit EBT intermiten yang terkoneksi ke jaringan transmisi harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) setiap unit pembangkit berdasarkan prakiraan cuaca yang disediakan oleh pengelola pembangkit EBT intermiten untuk 1 (satu) hari ke depan dengan resolusi setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5.2 Prakiraan Beban Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat prakiraan beban setiap area dan subsistem setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk 1 (satu) hari berikutnya.

SDC 5.3 Identifikasi Kendala Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan analisis aliran beban, hubung singkat, dan stabilitas untuk memverifikasi bahwa pengalokasian secara ekonomis (*economic dispatch*) tidak akan mengakibatkan kerawanan kondisi sistem. Apabila teridentifikasi ada kendala jaringan, rencana pembebanan harus disesuaikan untuk menjamin operasi sistem yang aman.

SDC 5.4 Prosedur Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasi harian sehingga meminimalkan total biaya bahan bakar pembangkit dengan menggunakan simulasi produksi.

Pertimbangan rugi-rugi jaringan dan kendala sistem pada tegangan 500 (lima ratus) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV harus terakomodir pada prosedur rencana operasi harian.

Total pembangkitan hidro dalam rencana operasi harian harus dialokasikan dalam basis pembebanan setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila terjadi perubahan debit air masuk waduk atau perubahan debit air pada *run of river*, tingkat pembebanan PLTA yang bersangkutan harus direvisi.

SDC 5.5 Jadwal Rencana Operasi Harian

Jadwal rencana operasi harian harus mencakup:

- a. pembangkitan daya aktif (MW) dan pembangkitan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu *start up* dan *shutdown*;
- b. pembangkitan total daya aktif (MW) dan pembangkitan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk unit pembangkit hidro;
- c. pembangkitan total daya aktif (MW) dan pembangkitan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk unit pembangkit EBT termasuk pembangkit EBT intermiten;
- d. sumber dan kapasitas cadangan putar serta unit pembangkit yang beroperasi dengan pengaturan daya otomatis (AGC);
- e. waktu pemasukan dan pengeluaran untuk peralatan kompensasi reaktif yang statik;
- f. waktu pemberian tegangan (*energize*) atau pemadaman transmisi;
- g. identifikasi unit pembangkit yang ditentukan sebagai cadangan dingin;
- h. rencana pemeliharaan unit pembangkit dan rencana pemeliharaan penyaluran;
- i. rencana pembangkitan dan pembebanan konsumen tenaga listrik yang memiliki unit pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- j. identifikasi unit pembangkit yang akan memasok daya reaktif minimum untuk menjaga kualitas tegangan;
- k. pengurangan beban dalam hal diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan antara beban dan pembangkitan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menginformasikan kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) apabila perlu dilakukan pengurangan beban; dan
- l. resolusi waktu rencana operasi harian dapat ditetapkan berbeda oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan kebutuhan sistem.

SDC 5.6. Jadwal Penyampaian Data Unit Pembangkit dan Penerbitan Rencana Operasi Harian

Pengelola pembangkit harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi mutakhir kesiapan unit pembangkit sebelum pukul 10:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian. Pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan pada Aturan Kebutuhan Data.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat pukul 15:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian.

Pengelola pembangkit diharuskan untuk mengikuti jadwal pembebanan setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang tercantum dalam rencana operasi harian, kecuali terdapat perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila karena alasan teknis suatu unit pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 6 Operasi *Real Time* dan *Dispatch* Ulang

SDC 6.1 Operasi *Real Time*

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berpedoman kepada rencana operasi harian dan menggunakan unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) untuk mengikuti variasi beban dari waktu ke waktu. Frekuensi sistem dan tegangan harus dikendalikan untuk memenuhi persyaratan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi. Apabila unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) akan mencapai batas kontrol, *dispatcher* harus memerintahkan unit pembangkit tertentu untuk menaikkan atau menurunkan pembebanan dari yang dijadwalkan untuk memenuhi beban sistem.

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat merevisi rencana operasi harian untuk menjaga operasi sistem yang aman jika terjadi perbedaan yang cukup besar antara kondisi prakiraan rencana harian dan kondisi aktual.

Jika diperlukan mempertahankan pengoperasian sistem yang ekonomis dan andal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang unit pembangkit.

Dispatch ulang dapat meliputi:

- a. *start up* unit pembangkit cadangan dingin untuk memasok beban yang lebih besar dari perkiraan atau karena ada unit pembangkit atau transmisi keluar tidak terencana;
- b. menambah unit pembangkit yang mempunyai fasilitas AGC untuk menjaga rentang kendali beban;
- c. penurunan tingkat pembebanan unit pembangkit atau mengeluarkan unit pembangkit akibat perubahan kesiapan unit pembangkit;
- d. menurunkan pembebanan (*curtail*) atau mengeluarkan unit pembangkit EBT intermiten untuk kebutuhan keamanan sistem;
- e. perubahan pembangkit hidro akibat perubahan aliran air masuk yang tidak diperkirakan; dan
- f. pemasukan atau pengeluaran transmisi, trafo, atau peralatan kompensator reaktif untuk mengatasi masalah kapasitas jaringan (*grid*).

Revisi rencana operasi harian harus dilaporkan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan akan menggantikan rencana operasi harian yang dibuat sebelumnya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik akan mampu memenuhi revisi rencana operasi harian sebelum diterbitkan.

SDC 6.2 Kriteria untuk Prosedur *Dispatch* Ulang

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang apabila salah satu hal di bawah ini terjadi:

- a. perbedaan prakiraan beban dengan realisasi beban melebihi 5% (lima persen);
- b. satu atau lebih unit pembangkit yang memasok lebih besar dari 5% (lima persen) beban mengalami gangguan (keluar tidak terencana);
- c. lonjakan perubahan beban yang drastis pada unit pembangkit EBT intermiten akibat perubahan cuaca (angin dan cahaya matahari);
- d. transmisi mengalami atau diperkirakan akan mengalami pembebanan lebih;
- e. terjadi gangguan transmisi yang menyebabkan perubahan konfigurasi; atau

- f. peningkatan debit air masuk pada PLTA yang mengharuskan peningkatan beban PLTA lebih dari 5% (lima persen) dari beban sistem untuk menghindari pelimpasan air.

SDC 7 Pembebanan Pembangkit

Bagian ini mengatur prosedur bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam:

- a. memerintahkan tingkat pembebanan daya aktif dan daya reaktif unit pembangkit;
- b. memberikan persetujuan kepada pengelola pembangkit untuk mengeluarkan unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan terencana; dan
- c. pelaksanaan optimasi ulang rencana operasi harian.

SDC 7.1 Tujuan Pembebanan Pembangkit

Tujuan pembebanan (*dispatch*) pembangkit agar pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengatur operasi secara langsung sehingga pasokan daya dapat memenuhi beban secara andal, ekonomis, dan berkualitas dengan cadangan memadai serta mempertimbangkan:

- a. hal yang tercantum dalam rencana operasi harian, termasuk kebutuhan keluarnya unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan (keluar terencana);
- b. *merit order* berdasarkan cara sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- c. keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*); dan
- d. standar pengoperasian seperti frekuensi sistem dan pengaturan tegangan.

SDC 7.2 Informasi yang Digunakan dalam *Dispatch* atau Pembebanan Pembangkit

Dalam pembuatan keputusan pengoperasian unit pembangkit dan rencana pengeluaran unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan hal berikut:

- a. rencana operasi harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- b. kesiapan dan karakteristik unit pembangkit yang mutakhir;
- c. frekuensi dan tegangan sistem yang diterima pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melalui SCADA; dan
- d. informasi lain yang dianggap relevan dalam melaksanakan operasi sistem.

SDC 7.3 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Unit Pembangkit

Setiap pengelola pembangkit harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluar atau turunnya kemampuan pembebanan (*derating*) unit pembangkit besar dan medium dari rencana operasi harian.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi persetujuan pengeluaran tidak terencana unit pembangkit dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian, dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola pembangkit untuk mengubah jadwal pembangkitan untuk pelaksanaan perbaikan permasalahan unit pembangkit yang dilaporkan.

Dalam hal unit pembangkit kecil mempunyai permasalahan yang menyebabkan unit pembangkit harus keluar atau pembebanan dikurangi, pengelola pembangkit harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi pengeluaran unit pembangkit tersebut terhadap jadwal pembangkitan (kondisi sistem). Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan unit pembangkit tersebut.

SDC 7.4 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Peralatan Transmisi

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan pada peralatan transmisi *backbone* 500 (lima ratus) kV yang dapat menyebabkan keluarnya peralatan transmisi atau perubahan konfigurasi.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi persetujuan pengeluaran tidak terencana peralatan transmisi tersebut dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian, dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa permasalahan yang timbul di sistem transmisi tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan peralatan transmisi untuk pelaksanaan perbaikan.

Dalam hal peralatan transmisi 66 (enam puluh enam) kV atau 150 (seratus lima puluh) kV mempunyai permasalahan yang

menyebabkan peralatan harus keluar atau pembebanan dikurangi, pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi dari pengeluaran peralatan transmisi tersebut terhadap kondisi sistem. Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran peralatan transmisi dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan tersebut.

SDC 7.5 Perintah Pembebanan (*Dispatch*)

Semua pengelola pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa penundaan waktu.

SDC 7.5.1 Penyampaian Perintah Pembebanan

Perintah pembebanan dapat disampaikan setiap saat pada hari bersangkutan atau sebelum hari bersangkutan dalam hal kondisi operasi memerlukan. Semua perintah dilaksanakan dalam bahasa Indonesia.

Perintah pembebanan harus disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) langsung kepada unit pembangkit dan harus mencakup informasi mengenai nama operator. Perintah harus disampaikan melalui telepon atau media lain yang telah disetujui antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Perintah pembebanan diberikan dalam bentuk formulir sesuai yang diatur dalam *Appendix 4* Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi.

Penerimaan perintah pembebanan harus segera diberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara resmi oleh pengelola pembangkit, sekaligus menyatakan setuju atau tidak setuju atas perintah yang diterima. Pengelola pembangkit tidak dapat menolak perintah yang diberikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kecuali:

- a. terdapat permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan; dan
- b. perintah akan mengakibatkan unit pembangkit dioperasikan di luar kemampuan peralatan yang telah dinyatakan.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus segera melapor kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 7.5.2 Bentuk Perintah

Perintah pembebanan atau *dispatch* dapat meliputi:

- a. perintah untuk menyediakan cadangan untuk menjaga frekuensi sistem;
- b. perintah untuk mengaktifkan atau mematikan fasilitas AGC;
- c. perintah untuk menyerap atau memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga kualitas tegangan;
- d. pemberitahuan dan perubahan pemberitahuan mengenai waktu sinkron;
- e. perintah sinkron atau pengeluaran;
- f. perintah yang berkaitan dengan pemberian tegangan (*energize*) atau perubahan *tap* dari trafo pembangkit;
- g. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan *switching* yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem;
- h. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan kontrol yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara unit pembangkit dan sistem di mana tanggung jawab ini telah diserahkan kepada pengelola pembangkit dalam kontrak atau kesepakatan;
- i. perintah untuk penggantian bahan bakar, yang harus diatur dalam perjanjian antara PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit;
- j. perintah untuk pengoperasian *governor* pembangkit; dan
- k. perintah untuk mengurangi pembebanan (*curtailment*) unit pembangkit EBT intermiten.

SDC 7.5.3 Hal yang Harus Dilakukan oleh Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi seluruh perintah operasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa menunda waktu, kecuali jika terjadi hal sebagaimana dimaksud dalam SDC 7.5.1 (Penyampaian Perintah Pembebanan).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan pernyataan dari pengelola pembangkit yang menyangkut waktu *start up* dan *shutdown*, tingkat kecepatan pembebanan dan penurunan beban pada saat memerintahkan melakukan sinkronisasi, mengubah beban, dan/atau menghentikan unit pembangkit.

Dalam mengoperasikan unit pembangkit, pengelola pembangkit harus dapat memenuhi tingkat kinerja pembebanan berikut ini:

- a. sinkronisasi atau mengeluarkan unit pembangkit dalam kurun waktu kurang lebih 5 (lima) menit dari target waktu yang disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit;
- b. apabila tidak ada target waktu spesifik yang diberikan, tingkat pembebanan yang diperintahkan harus dicapai dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari perkiraan waktu berdasarkan deklarasi *ramp rate*-nya;
- c. apabila target waktu spesifik ditentukan, tingkat pembebanan sesuai perintah harus sudah dipenuhi dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari target waktu yang ditentukan; dan
- d. apabila diperintahkan untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, tingkat pembebanan harus sudah dicapai dalam rentang kurang lebih 2% (dua persen) dari daya mampu unit pembangkit yang dideklarasikan.

SDC 8 Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi

SDC 8.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyiapkan evaluasi realisasi operasi hari sebelumnya, yang meliputi:

- a. diskusi atau analisis mengenai setiap kegagalan dalam memenuhi kriteria keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*) sistem;
- b. perbandingan antara realisasi total biaya tenaga listrik yang dibeli dan perkiraan biaya yang disimulasikan atas dasar prakiraan beban sistem dan kesiapan pembangkitan;
- c. diskusi atau analisis mengenai perbedaan antara rencana operasi harian dan realisasi operasi yang dilaksanakan;
- d. ringkasan dan catatan mengenai pengoperasian sistem termasuk data pembangkitan dan *switching*; dan
- e. hal yang dapat disimpulkan atau hal baru yang merupakan pelajaran (apabila ada).

SDC 8.2 Laporan Evaluasi Operasi

Laporan evaluasi operasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi bulanan dan laporan evaluasi operasi bulanan harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi tahunan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan laporan evaluasi operasi bulanan dan tahunan, serta menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada waktu yang disepakati.

Appendix 1: Prakiraan Beban

SDCA1 1 Pendahuluan

Appendix ini menjelaskan persiapan prakiraan beban untuk tujuan berikut:

- a. persiapan rencana operasi tahunan;
- b. persiapan rencana operasi bulanan;
- c. persiapan rencana operasi mingguan; dan
- d. persiapan rencana operasi harian.

Prakiraan beban pada setiap titik sambung harus dihitung dari faktor titik sambung yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dikalikan dengan prakiraan beban sistem.

SDCA1 2 Tujuan

Tujuan *Appendix* ini untuk:

- a. menentukan sumber utama informasi yang akan digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban;
- b. menguraikan faktor yang akan dipertimbangkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban; dan
- c. menetapkan prosedur untuk menjamin bahwa prakiraan beban untuk periode waktu yang berbeda harus dibuat dengan dasar yang konsisten.

SDCA1 3 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana operasi tahunan, yang berisi prakiraan berikut:

- a. beban puncak (MW) distribusi dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi (MWh) dan prakiraan beban puncak tahunan setiap GI dari pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- b. beban puncak pada setiap titik sambung dan rugi-rugi transmisi; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 1 September sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi tahunan.

SDCA1 3.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Tahunan

Dalam pembuatan prakiraan beban tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. prakiraan beban tahunan dan faktor beban tahunan yang diperoleh dari prakiraan beban sistem;
- c. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- d. statistik beban puncak harian;
- e. catatan langgam kurva beban harian sistem;
- f. kebijakan cadangan operasi yang ditentukan dalam Aturan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

SDCA1 4 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi bulanan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) ke setiap area;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 10 setiap bulan sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi bulanan.

SDCA1 4.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi bulanan, antara lain:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT (PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
- d. kebijakan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- e. informasi lain yang relevan.

SDCA1 5 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi mingguan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat hari Rabu sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

SDCA1 5.1 Pertimbangan dalam Penyusunan Prakiraan Beban Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi mingguan, antara lain:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi bulanan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
- c. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- d. informasi lain yang relevan.

SDCA1 6 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk pelaksanaan atau *dispatch* setengah jam dari suatu rencana atau *pra-dispatch* harian, sebagai berikut:

- a. beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi dalam rencana operasi mingguan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban aktif (MW) dan beban reaktif (MVAR) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

SDCA1 6.1 Jadwal Penyelesaian Prakiraan Beban Harian

Prakiraan beban yang dibuat untuk kebutuhan *dispatch* harian harus siap paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan *dispatch* harian.

SDCA1 6.2 Dalam pembuatan prakiraan beban harian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik beban puncak siang dan malam khususnya data hari terakhir yang tersedia;
- d. statistik beban hari kerja, hari libur, dan hari khusus lainnya;
- e. prakiraan cuaca;
- f. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

Appendix 2: Rencana Pemeliharaan

SDCA2 1 Pendahuluan

SDCA2 1.1 *Appendix* ini menguraikan koordinasi pemeliharaan unit pembangkit dan transmisi serta pengeluaran unit pembangkit dan fasilitas jaringan untuk kepentingan pekerjaan konstruksi, perbaikan, pengujian, dan pemeliharaan.

SDCA2 1.2 Rencana pemeliharaan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan rencana atau jadwal lain yang relevan untuk menjamin pemenuhan kapasitas pembangkitan memenuhi prakiraan beban termasuk kebutuhan cadangan.

SDCA2 1.3 Dalam hal informasi yang dibutuhkan pada *Appendix* ini untuk hari selain hari kerja, informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

SDCA2 1.4 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk mengakomodir permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan unit pembangkit atau transmisi pada hari tertentu. Permintaan tersebut mungkin harus ditolak oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem. Dalam hal permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) tidak dipenuhi serta konsultasi dan prosedur penyelesaian perselisihan sudah dilaksanakan, pengelola

pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menerima keputusan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai penentuan waktu pengeluaran unit pembangkit atau peralatan transmisi yang bersifat final dan mengikat.

SDCA2 2 Tujuan

SDCA2 2.1 Tujuan *Appendix* ini untuk menetapkan aturan bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengoordinasikan pengeluaran unit pembangkit, peralatan transmisi, atau fasilitas jaringan terencana (*planned outages*), dengan:

- a. mempertahankan kapasitas pembangkitan dan jaringan yang memadai untuk memenuhi prakiraan beban termasuk cadangan operasi; dan
- b. melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem dalam mengeluarkan unit pembangkit atau suatu fasilitas jaringan untuk pemeliharaan atau perbaikan.

SDCA2 3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan 2 (Dua) Tahun

SDCA2 3.1 Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan usulan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (*planned outages*) atau peralatan transmisi 2 (dua) tahun berikutnya, paling lambat tanggal 1 September. Usulan tersebut harus mencakup:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. identifikasi peralatan transmisi;
- c. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- d. kapasitas (kA dan MVA) peralatan transmisi;
- e. alasan pengeluaran unit pembangkit (*outages*) dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- f. perkiraan lama waktu keluar dari sistem (*outages*) dalam harian dan mingguan; dan
- g. tanggal mulai keluar dari sistem yang diinginkan.

SDCA2 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan dengan mempertimbangkan:
 1. prakiraan beban sistem;
 2. jadwal pemeliharaan yang terdahulu;
 3. usulan pengelola pembangkit;
 4. usulan pengelola transmisi PT PLN (Persero);

5. kebutuhan untuk pengeluaran komponen dari sistem;
 6. kebutuhan meminimalkan total biaya operasi sistem sehubungan dengan pengeluaran komponen dari sistem; dan
 7. faktor lain yang relevan; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) mengenai pengalokasian waktu tanggal mulai dan penyelesaian masing-masing pengeluaran (*outages*) unit pembangkit atau peralatan transmisi yang sudah final paling lambat tanggal 1 Desember.

SDCA2 3.3 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana atau jadwal pemeliharaan (*planned outages*) yang dialokasikan untuk unit pembangkit, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Desember dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lain, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terkait. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, jadwal yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 3.4 Pengelola pembangkit harus menyampaikan koreksi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (*provisional*) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang merefleksikan setiap revisi termasuk perubahan yang telah disepakati dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 3.3 paling lambat tanggal 1 Mei.

SDCA2 3.5 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. merevisi dan menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan:
 1. rencana atau jadwal pemeliharaan yang dibuat berdasarkan SDCA2 3.2;
 2. setiap perubahan atas rencana atau jadwal pemeliharaan yang sebelumnya telah disepakati berdasarkan SDCA2 3.3;

3. revisi rencana pengeluaran unit pembangkit yang disampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan SDCA2 3.4;
 4. alasan pengeluaran unit pembangkit atau jaringan dari sistem;
 5. kebutuhan untuk meminimalkan total biaya operasi sistem atas pengeluaran (*outages*) dari sistem; dan
 6. faktor lain yang relevan.
- b. menyampaikan alokasi mutakhir tanggal mulai dan penyelesaian setiap permohonan pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara tertulis kepada pengelola pembangkit paling lambat tanggal 1 Juni.

SDCA2 3.6 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atas unit pembangkitnya, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Juni dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lain, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terlibat. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Tahun Berjalan

SDCA2 4.1 Rencana atau jadwal pemeliharaan tahun berjalan harus didasarkan pada rencana atau jadwal pemeliharaan final yang diterbitkan pada tahun sebelumnya. Dalam hal dilakukan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun berjalan.

SDCA2 4.2 Dalam hal pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang tidak ditentukan dalam rencana atau jadwal pemeliharaan final atau pengeluaran (*outages*) mengakibatkan perubahan situasi, pengelola pembangkit harus segera memberitahukan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi terkait:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- c. alasan pengeluaran unit pembangkit dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- d. perkiraan lama waktu pengeluaran unit pembangkit yang diusulkan dan waktu pengeluaran unit pembangkit yang disepakati (apabila perlu dalam satuan waktu hari dan minggu); dan
- e. tanggal mulai pengeluaran unit pembangkit yang diusulkan dan tanggal mulai pengeluaran unit pembangkit yang disepakati.

SDCA2 4.3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Bulanan

SDCA2 4.3.1 Pada minggu ke-4 setiap bulan pada tahun berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan melakukan revisi dengan mempertimbangkan antara lain:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan final untuk bulan terkait tahun berjalan;
- b. revisi prakiraan beban;
- c. permohonan pengeluaran (*outages*) baru atau revisi rencana yang telah ada sebagaimana diatur dalam SDCA2 4.2; dan
- d. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.3.2 Pada akhir minggu ke-4 setiap bulan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. membuat rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan final untuk bulan berikutnya; dan
- b. menyampaikan kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan berakhir pelaksanaan pekerjaan setiap pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk bulan berikutnya.

SDCA2 4.4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Mingguan

SDCA2 4.4.1 Dalam hal pengelola pembangkit memerlukan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) (termasuk pengeluaran tidak terencana) 2 (dua) minggu mendatang, pengelola pembangkit harus menyampaikan usulan perubahan paling lambat pada hari Rabu pukul 16:00 minggu berjalan. Usulan tersebut harus mencakup data sebagaimana diatur dalam SDCA2 4.2.

SDCA2 4.4.2 Setelah menerima usulan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) dari pengelola pembangkit (yang disampaikan berdasarkan SDCA2 4.4.1), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan revisi dalam jangka waktu paling lama 12 (dua belas) jam, dengan mempertimbangkan antara lain:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan untuk minggu terkait;
- b. revisi prakiraan beban untuk minggu terkait;
- c. perkiraan kesiapan kapasitas yang tersedia dari unit pembangkit dan asesmen risiko dari kemungkinan sebagian kapasitas yang diperkirakan siap menjadi tidak siap dengan alasan di luar rencana;
- d. usulan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit oleh pengelola pembangkit sebagaimana diatur dalam SDCA2 4.4.1;
- e. keluar atau terganggunya fasilitas (*grid*) di luar rencana; dan
- f. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.4.3 Setiap hari Kamis pukul 15:00, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan mingguan untuk minggu berikutnya; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai tanggal mulai dan selesai padam (*outages*) yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk minggu berikutnya.

Appendix 3: Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit

SDCA3 1 Pendahuluan

SDCA3 1.1 *Appendix* ini menjelaskan parameter karakteristik pengoperasian unit pembangkit yang harus dideklarasikan atau dinyatakan oleh pengelola pembangkit. Pernyataan tersebut harus merefleksikan karakteristik pengoperasian sesungguhnya atas unit pembangkit yang ditentukan berdasarkan kebiasaan yang sudah diterima (*good utility practice*).

SDCA3 1.2 Untuk unit pembangkit termal, pengelola pembangkit harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai karakteristik kesiapan sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1.

SDCA3 1.3 Untuk unit pembangkit hidro (PLTA), kategori kesiapan unit pembangkit sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit) tidak berlaku dan dapat diabaikan.

SDCA3 2 Pernyataan Pengelola Pembangkit

SDCA3 2.1 Kesiapan Unit Termal untuk Sinkronisasi

SDCA3 2.1.1 Definisi Kesiapan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit harus memberikan informasi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam 4 (empat) kondisi yaitu dingin, hangat, panas, dan sangat panas. Definisi masing-masing kondisi sebagai berikut:

dingin : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam.

hangat : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 1 (satu) jam sampai dengan 4 (empat) jam.

panas : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu sampai dengan 1 (satu) jam.

sangat panas : suhu dan tekanan turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan pemutaran (*rolling*) turbin untuk unit pembangkit segera disinkronisasi setelah menerima instruksi melakukan sinkronisasi.

SDCA3 2.2 Karakteristik Pengoperasian

SDCA3 2.2.1 Set pertama karakteristik pengoperasian mengenai kemampuan daya *output* serta kemampuan perubahan daya aktif dan daya reaktif, termasuk:

a. kapasitas daya aktif maksimum dan minimum untuk kemungkinan konfigurasi operasi, seperti jumlah *boiler feed pump* (BFP), jumlah *mill* untuk unit pembangkit berbahan bakar batubara, dan jumlah turbin gas dan HRSG untuk pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU);

b. kemampuan daya reaktif untuk memproduksi daya reaktif (faktor daya atau *power factor lagging/ pf lagging*) dan menyerap daya reaktif (faktor daya atau *power factor leading/ pf leading*) pada tingkat pembebanan tertentu;

- c. batasan tingkat pembebanan *governor* dan setelan (*setting droop*);
- d. lama waktu *start up*, biaya *start up*, waktu keluar minimum, dan biaya mempertahankan kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam kondisi dingin, hangat, panas, dan sangat panas;
- e. tingkat beban sesaat setelah sinkron;
- f. kecepatan penambahan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- g. kecepatan penurunan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- h. waktu operasi minimum; dan
- i. perubahan bahan bakar maksimum yang dapat dilakukan dalam periode 24 (dua puluh empat) jam (apabila diperlukan).

SDCA3 2.2.2 Set kedua karakteristik pengoperasian mengenai keekonomian operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit harus menyampaikan informasi keekonomian operasi unit pembangkit sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.2.3 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal) atau SDCA3 2.2.4 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)). Karakteristik operasi ini biasa disebut sebagai karakteristik operasi ekonomis.

SDCA3 2.2.3 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal

Terdapat 2 (dua) pilihan penyampaian karakteristik operasi ekonomis unit pembangkit termal, yaitu:

- a. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termal sebagai berikut:
 - 1. bahan bakar, yaitu pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit pembangkit;
 - 2. kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori per satuan volume atau berat;
 - 3. energi untuk *start up*, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/*start up* atau kilokalori/*start up* untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan sinkronisasi unit pembangkit;
 - 4. energi ke putaran penuh, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/jam atau kilokalori/jam untuk mempertahankan unit pembangkit siap sinkron;

5. data *heat rate*, yaitu kecepatan perubahan energi dalam *british thermal unit (BTU)/MWh* atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;
 6. data perubahan *heat rate*, yaitu kecepatan pertambahan energi dalam *british thermal unit (BTU)/MWh* atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;
 7. energi *start up standby*, yaitu energi dalam *british thermal unit (BTU)* atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke kondisi yang sangat panas;
 8. energi *standby* panas, yaitu energi dalam *british thermal unit (BTU)/jam* atau kilokalori/jam yang dibutuhkan untuk mempertahankan *boiler* dan turbin dalam kondisi panas;
 9. biaya O&M *start up*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* untuk proses *start up*;
 10. biaya O&M daya (*output*), yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/MWh untuk proses memproduksi daya *output*;
 11. biaya O&M *start up standby*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin ke kondisi panas; dan
 12. biaya O&M *standby* panas, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/jam untuk mempertahankan kesiapan *boiler* dan turbin pada kondisi panas; dan
- b. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termal sebagai berikut:
1. harga *start up* unit pembangkit dalam rupiah/jam untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi;
 2. harga beban minimum, yaitu harga dalam rupiah/jam untuk mempertahankan unit pembangkit tetap beroperasi (sinkron) pada beban minimum;
 3. harga inkremental, yaitu harga *output* dalam rupiah/MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;
 4. harga *start up standby*, yaitu harga dalam rupiah/*start up* untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke tingkat kondisi yang sangat siap; dan

5. harga kesiapan panas, yaitu harga dalam rupiah/jam untuk mempertahankan *boiler* pada kondisi unit pembangkit siap sinkron.

SDCA3 2.2.4 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)

Untuk PLTA *run of river* tidak diperlukan karakteristik operasi ekonomis.

Data pengoperasian untuk unit pembangkit PLTA waduk harus meliputi:

- a. tinggi muka air (TMA) dan/atau volume waduk saat laporan; dan
- b. debit air masuk waduk dan debit air keluar untuk keperluan nonlistrik.

Appendix 4: Perintah Dispatch (Pelaksanaan)

SDCA4 1 Pendahuluan

SDCA4 1.1 Perintah *dispatch* harus mencakup paling sedikit informasi berikut:

- a. nama operator;
- b. identifikasi unit pembangkit yang dituju atau dimaksudkan oleh perintah *dispatch*;
- c. tugas yang harus dilaksanakan pada unit pembangkit atau tingkat pembebanan unit pembangkit yang diperintahkan;
- d. waktu saat unit pembangkit di- *start* sesuai dengan perintah (apabila waktunya berbeda dengan waktu penyampaian perintah); dan
- e. dalam hal dianggap perlu, memberikan target waktu pada saat tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.

Pihak yang menerima perintah lisan harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin bahwa perintah tersebut dimengerti. *Dispatcher* harus mencatat perintah dan waktu pemberian perintah tersebut dalam buku catatan (*log*).

SDCA4 1.2 Contoh jenis perintah utama dari *dispatcher* tercantum dalam SDCA4 2 sampai dengan SDCA4 7. Pada setiap contoh, dianggap bahwa kebutuhan saling memberitahu nama operator telah dilaksanakan. Sebuah perintah dapat mencakup waktu *start* dan waktu target.

SDCA4 2 Perintah Mengubah Tingkat Pembebanan

Pada setiap contoh, perintah untuk Unit 3 mengubah beban menjadi 200 MW dengan waktu pemberian perintah pada pukul 13.00:

- a. dalam hal perintah harus segera dilaksanakan:
“Unit 3 menjadi 200 MW, sekarang”
- b. dalam hal perintah mulai dilaksanakan 1 (satu) jam kemudian:
“Unit 3 menjadi 200 MW, dimulai pada pukul 14:00”
- c. dalam hal perintah tingkat beban yang diperintahkan harus dicapai pada pukul 13:30:
“Unit 3 menjadi 200 MW pada pukul 13:30”

SDCA4 3 Perintah untuk Sinkronisasi

SDCA4 3.1 Perintah sinkronisasi biasanya langsung disertai dengan perintah pembebanan. Dalam hal tingkat pembebanan tidak termasuk dalam perintah yang diberikan, unit pembangkit harus disinkronkan dan segera dibebani ke tingkat beban minimum (sesuai dengan kecepatan pembebanan yang saat itu berlaku), selanjutnya segera melapor ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa unit pembangkit telah dibebani dengan beban minimum. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan waktu untuk proses sinkronisasi yang diberikan pengelola pembangkit dan memberikan target waktu sinkronisasi.

SDCA4 3.2 Pada contoh berikut, Unit 3 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum dengan waktu pemberian perintah pada pukul 08:00. Waktu sejak pemberitahuan kepada pengelola pembangkit untuk sinkronisasi selama 4 (empat) jam.

Dalam contoh ini, waktu yang dibutuhkan untuk sinkronisasi sesuai dengan waktu pemberitahuan:

“Unit 3 sinkron pada pukul 12:00, beban 200 MW”.

SDCA4 4 Perintah *Shutdown* atau Mengeluarkan Unit Pembangkit dari Operasi Sistem

SDCA4 4.1 Perintah untuk mengeluarkan dari operasi sistem harus diartikan sebagai perintah untuk melepas PMT Unit 1 dan mengeluarkan Unit 1 dari sistem.

Contoh perintah sebagai berikut:

- a. apabila Unit 1 diperlukan segera keluar dari operasi sistem, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 sekarang"

dan operator Unit 1 harus segera melepas PMT unit tersebut;
dan

- b. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem dalam beberapa waktu kemudian, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 pada pukul 11:30"

SDCA4 4.2 Perintah untuk *shutdown* (mematikan) unit pembangkit harus diartikan sebagai kebutuhan mengurangi daya *output* unit pembangkit ke tingkat beban minimum sebelum melepaskannya dari sistem. Perintah mengeluarkan unit pembangkit harus mempertimbangkan kecepatan penurunan beban unit pembangkit dan/atau sesuai perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem. Pada contoh berikut, Unit 1 sedang beroperasi dengan beban 80 MW, mempunyai karakteristik kecepatan penurunan beban 3 MW/menit, dan tingkat beban minimum 20 MW, perintahnya:

"Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 10:00 dan lepaskan pada pukul 10:20"

atau

"Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 12:00, penurunan beban 2 MW/menit, dan lepaskan pada pukul 12:30"

SDCA4 5 Pengaturan Frekuensi

SDCA4 5.1 Perintah Mengaktifkan atau Mematikan Pengatur Beban Otomatis (AGC)

Contoh perintah untuk mengaktifkan atau mematikan AGC:

"Unit 1 beroperasi AGC pada pukul 12:00"

"Unit 1 beroperasi tanpa AGC pada pukul 12:00"

SDCA4 6 Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

Perintah menyediakan cadangan operasi biasanya diberikan sebagai bagian dari perintah pembebanan, contohnya:

"Beban Unit 4 menjadi 200 MW dan pertahankan 400 MW cadangan"

SDCA4 7 Perintah Menyediakan Dukungan Tegangan

Untuk menjaga tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memerintahkan beberapa unit dengan berbagai cara.

Contoh perintahnya sebagai berikut:

“Unit 2 membangkitkan daya reaktif maksimum”

“Pertahankan tegangan 502 kV pada *busbar* 500 kV pembangkit”

“Pertahankan tegangan maksimum Unit 2”

ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK
(SETTLEMENT CODE - SC)

Aturan Transaksi Tenaga Listrik menjelaskan aturan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pelayanan energi.

SC 1 Pendahuluan

Pembayaran dan biaya yang dikenakan atas transaksi pada sistem dihitung berdasarkan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan pembangkit, serta berdasarkan ketentuan kontrak antara para pihak. Semua transaksi tenaga listrik harus berdasarkan mekanisme kontraktual. Aturan ini harus diperbarui seiring dengan perubahan dan perkembangan jenis kontrak dan pasar tenaga listrik.

SC 2 Penagihan dan Pembayaran

SC 2.1 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Pembangkit

Periode penagihan untuk pengelola pembangkit dimulai sejak pukul 10:00 WIB hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 WIB hari pertama bulan berikutnya. Pembacaan meter pada pukul 10:00 WIB hari pertama setiap bulan dan dituangkan dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero), paling lambat 7 (tujuh) hari kerja terhitung sejak menerima berita acara pembacaan meter dan data pendukung transaksi lain atau lebih awal jika ditentukan oleh PJBL. Proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi milik PT PLN (Persero) yang disepakati para pihak dan berlaku secara legal.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang diproduksi oleh pengelola pembangkit berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.2 Pembayaran kepada Pengelola Pembangkit

Pembayaran untuk pembelian tenaga listrik jangka panjang dilakukan secara bulanan dan tahunan dari pengelola pembangkit berdasarkan PJBL atau perjanjian kontraktual lainnya dengan PT PLN (Persero). Pembayaran tersebut meliputi namun tidak terbatas pada pembayaran atas kapasitas, energi, dan *ancillary services*. Pembayaran *ancillary services* paling sedikit meliputi:

- a. daya reaktif dan pengendalian tegangan;
- b. pengaturan frekuensi (*load following* dan *ramp rate*);
- c. asut gelap (*black start*);
- d. pembebanan di bawah *technical minimum load* (TML);
- e. *house load*; dan
- f. *start up*.

Pembayaran energi diperhitungkan dari total perintah *dispatch* dikurangi saat kondisi pembangkit *derating* dengan sumber data meter transaksi. Energi yang dibangkitkan di atas perintah *dispatch* tidak diperhitungkan dengan toleransi yang diizinkan lebih atau kurang 2% (dua persen) terhadap rencana operasi harian atau perintah *dispatch* pada setiap *slot* waktu pemantauan, kecuali untuk unit pembangkit dengan status AGC aktif atau LFC aktif. Untuk verifikasi AGC atau LFC status aktif, besaran dan waktunya ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit berdasarkan data *event logger* pada *master station* yang akan menjadi salah satu acuan dalam perhitungan pembayaran energi yang dibangkitkan.

Unit pembangkit dapat dikenai penalti jika tidak dapat memenuhi kemampuan teknis pembangkit yang telah disepakati antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.3 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Pembacaan meter pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang dikonsumsi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) terkait. Konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan diperlakukan sebagai pelanggan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

SC 2.4 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pemanfaatan Bersama Jaringan Transmisi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Pembacaan meter pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak penyewa transmisi dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui jaringan transmisi yang disewa oleh penyewa jaringan berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan penyewa jaringan.

SC 2.5 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Sistem Interkoneksi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Pembacaan meter pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pemilik sistem interkoneksi dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui sistem interkoneksi berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pemilik sistem interkoneksi terkait.

SC 3 Penyelesaian Perselisihan Transaksi

Salinan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan unit pembangkit, serta data dan informasi lain yang digunakan untuk pembuatan tagihan dan pembayaran disediakan berdasarkan permintaan. Dalam hal terdapat pertanyaan atau sanggahan terhadap suatu data pendukung, pertanyaan atau sanggahan disampaikan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Dalam hal terdapat prosedur penyelesaian perselisihan dalam:

- a. PJBL antara pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero), penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam PJBL yang berlaku; atau
- b. perjanjian antara pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam perjanjian yang berlaku.

Dalam hal proses penyelesaian perselisihan tidak diatur dalam perjanjian, proses penyelesaian perselisihan dilakukan secara musyawarah mufakat. Dalam hal tidak tercapai penyelesaian secara musyawarah mufakat, perselisihan diselesaikan melalui badan arbitrase.

SC 4 Pemrosesan Data Meter

SC 4.1 Pemrosesan Data Meter Pembangkit Termasuk EBT Intermiten

Pemrosesan data meter pembangkit mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu 2 (dua) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua unit pembangkit yang dituangkan dalam berita acara pembacaan meter;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero);
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan pada aplikasi dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WIB. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transaksi tenaga listrik yang telah disahkan kepada pengelola pembangkit dalam waktu 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter yang dilengkapi data pendukung transaksi lain. Semua berita acara dan dokumen pendukung transaksi menjadi dasar pengajuan tagihan kepada PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang digunakan sesuai prosedur yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data;

- g. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyerahkan data rekaman energi impor (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk diperhitungkan dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan
- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC 4.2 Pemrosesan Data Meter Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pemrosesan data meter pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu paling lama 4 (empat) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memperoleh dan melakukan validasi data meter semua trafo di GI;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero);
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan pada aplikasi dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WIB. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transfer tenaga listrik kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 7 bulan berjalan. Semua berita acara tersebut menjadi dasar perhitungan transfer tenaga listrik dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) segera menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) setelah suatu kesalahan teridentifikasi;
- g. pengelola distribusi PT PLN (Persero) memproses data rekaman energi impor unit pembangkit (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan

- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC4.3 Pemrosesan Data Meter Konsumen Tenaga Listrik oleh Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab atas pemrosesan data meter semua konsumen tenaga listrik. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tidak ikut dalam pemrosesan data terkait penagihan. Proses verifikasi dan validasi pencatatan meter konsumen tenaga listrik untuk keperluan internal PT PLN (Persero) dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero).

SC 5 Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengembangkan dan mengaplikasikan perangkat lunak proses transaksi tenaga listrik berdasarkan ketentuan PJBL dan perangkat lunak tersebut harus divalidasi dan diakui oleh pihak yang bertransaksi sebelum diterapkan.

SC 6 Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain

Data meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dikategorikan sebagai tidak rahasia (*nonconfidential*) dan tersedia bagi pihak lain atas permintaan. Data yang dapat diminta termasuk:

- a. jumlah energi listrik yang dijual atau dibeli setiap setengah jam;
- b. harga rata-rata energi listrik yang dijual atau dibeli; dan
- c. data terukur pada setiap titik interkoneksi.

Permintaan data harus mengikuti prosedur tetap yang berlaku pada PT PLN (Persero).

SC 7 Ketentuan Lain-Lain

Ketentuan dan prosedur transaksi tenaga listrik yang belum ditetapkan dalam aturan ini akan diatur lebih lanjut dalam prosedur tetap transaksi tenaga listrik yang disepakati para pihak yang bertransaksi.

ATURAN PENGUKURAN
(METERING CODE - MC)

Aturan Pengukuran menjelaskan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter transaksi yaitu meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung.

MC 1 Kriteria Pengukuran

MC 1.1 Besaran yang Diukur

Meter harus terpasang melalui trafo arus dan trafo tegangan pada setiap titik sambung untuk mengukur besaran berikut ini:

- a. kWh ekspor;
- b. kWh impor;
- c. kVARh ekspor;
- d. kVARh impor;
- e. kVAh ekspor;
- f. kVAh impor;
- g. tegangan *phase* RST-Netral;
- h. arus *phase* RST-Netral;
- i. frekuensi;
- j. faktor daya per *phase*;
- k. daya aktif, daya reaktif, dan daya semu; dan
- l. daya kVA maksimum (tidak perlu untuk sambung ke generator).

Arah ekspor menunjukkan aliran energi dari sumber pembangkit ke *grid* atau dari *grid* ke beban.

MC 1.2 Urutan Kanal Rekaman *Load Profile*

Meter terpasang harus dapat mencatat dan merekam besaran energi dan *instantaneous* per interval 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit dengan urutan sebagai berikut:

- a. kWh ekspor;
- b. kVARh ekspor;
- c. kWh impor;
- d. kVARh impor;
- e. tegangan *phase* R;
- f. tegangan *phase* S;

- g. tegangan *phase* T;
- h. arus *phase* R
- i. arus *phase* S;
- j. arus *phase* T;
- k. *cosphi* total;
- l. frekuensi;
- m. daya aktif; dan
- n. daya reaktif.

Satuan energi dinyatakan dalam orde kilo, satuan tegangan dalam orde kilo, satuan arus *unity*, satuan *cosphi* < 1, satuan frekuensi dalam *unity*, dan satuan daya dalam orde mega.

MC 1.3 Ketelitian

MC 1.3.1 Ketelitian Meter untuk Semua Titik Sambung

Setiap komponen meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:

a. Trafo Instrumen

Trafo tegangan harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 standar IEC 60044-2 dan IEC 60044-5 atau perubahannya. Trafo arus harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 S standar IEC 60044-1 atau perubahannya. Untuk trafo instrumen jenis *combined* menggunakan standar IEC 60044-3 atau perubahannya.

b. Meter kilowatt-hour (kWh *Active Meter*)

Setiap meter kWh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0.2 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sesuai MC 2.3.2.2.

c. Meter kiloVAr-hour (kVArh *Reactive Meter*)

Setiap meter kVArh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 2.0, dan memenuhi standar IEC 62053-23 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai MC 2.3.2.2.

d. Meter Daya kVA Maksimum

Setiap meter daya kVA maksimum harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *multiple tariff*, *solid state* yang memiliki registrasi, ketelitian kelas 0.5 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa untuk transmisi ke suatu alat perekam atau mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai MC 2.3.2.2.

MC 1.4 Titik Sambung

Meter untuk generator harus mengukur energi neto (setelah *main transformer* atau *step up transformer*).

MC 1.5 Standar Waktu

Semua instalasi meter harus mencatat waktu berdasarkan Waktu Indonesia Barat (WIB). Setiap meter terpasang harus memiliki fasilitas sinkronisasi waktu terhadap GPS atau *server (network time protocol)*.

MC 1.6 Ketelitian Perekam Waktu

Batas kesalahan total untuk pencatat waktu *meter demand*:

- a. awal dari setiap periode harus pada waktu standar yang ditetapkan dengan toleransi ± 2 (dua) menit; dan
- b. *programming* ulang atas meter harus dilakukan:
 1. segera, jika terjadi kesalahan waktu mencapai 5 (lima) menit atau lebih; atau
 2. dalam waktu 6 (enam) bulan, jika terjadi kesalahan waktu melebihi 2 (dua) menit dan kurang dari 5 (lima) menit.

MC 2 Persyaratan Peralatan Meter

MC 2.1 Meter

Meter pengukur energi aktif dan reaktif untuk ekspor dan impor, baik utama maupun pembanding, harus terpasang pada setiap titik sambung. Hal ini harus dipenuhi dengan penggunaan meter *bidirectional* sebagai berikut:

- a. meter energi aktif utama;
- b. meter energi aktif pembanding;
- c. meter energi reaktif utama;
- d. meter energi reaktif pembanding; dan
- e. *meter demand* daya kVA maksimum (tidak perlu untuk generator dan sambungan trafo distribusi).

Meter transaksi yang terpasang di konsumen tenaga listrik dan pembangkit EBT intermiten harus memiliki fitur perekaman *power quality*.

Meter transaksi yang digunakan harus sesuai dengan spesifikasi teknik dan konfigurasi yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.2 Trafo Instrumen

MC 2.2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang paling sedikit 1 (satu) set trafo tegangan dan/atau trafo arus dengan belitan atau inti yang terpisah untuk proteksi dan pengukuran (transaksi). Trafo tersebut sekaligus digunakan untuk meter utama dan meter pembanding. Trafo arus dan trafo tegangan untuk meter utama dan meter pembanding menggunakan belitan atau inti yang terpisah.

MC 2.2.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus menginformasikan setiap penggantian trafo instrumen yang terkait dengan pengukuran (transaksi) ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Penggunaan rasio dan kelas trafo instrumen pengganti harus sesuai rekomendasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.3 Koleksi Data

MC 2.3.1 Perekam Data

MC 2.3.1.1 Periode perekaman bervariasi antara 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit.

MC 2.3.1.2 Meter harus mampu mempertahankan semua data yang direkam apabila terjadi kegagalan pasokan daya *auxiliary*-nya (memiliki tipe memori *nonvolatile*).

MC 2.3.2 Komunikasi

MC 2.3.2.1 Setiap meter harus mempunyai kemampuan transfer data elektronik serta dilengkapi dengan *port* komunikasi *ethernet* dan *serial* yang tersambung dengan jaringan komunikasi *automatic meter reading* (AMR) milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang dipersiapkan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau oleh pemakai jaringan secara otomatis atau *manual remote*.

- MC 2.3.2.2 Dalam hal karena suatu sebab pembacaan dari jauh secara otomatis (*remote reading* atau AMR) atau *manual remote* tidak dapat dilakukan, pengambilan data secara lokal harus dilakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. *Storage meter* yang terpasang harus mampu menampung data paling singkat 3 (tiga) bulan untuk mengantisipasi terjadi kegagalan *link* komunikasi. Data harian yang di-*download* dari meter harus disimpan dalam *database* khusus pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- MC 2.3.2.3 Protokol komunikasi, format informasi, dan *software* yang digunakan pada sarana komunikasi ke/dari peralatan *metering* harus sesuai (*compatible*) dengan yang digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan harus terlebih dahulu mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- MC 2.4 Persyaratan Instalasi
- MC 2.4.1 Meter utama dan meter pembanding harus dipasang sisi neto (setelah *step up transformer*) dalam 1 (satu) lokasi.
- MC 2.4.2 Lemari (*cubicles*) yang memadai harus disediakan untuk meter pada setiap titik sambung. Penyediaan lemari (*cubicles*) harus mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Konstruksinya harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Akses lemari meter tersebut harus dikunci dan disegel.
- MC 2.4.3 Pasokan daya (*auxilliary*) ke meter harus terus-menerus (*continue*) dengan cara yang disepakati oleh para pihak.
- MC 2.4.4 Setiap peralatan *metering* di konsumen tenaga listrik harus dilengkapi dengan:
- a. *undervoltage relay* atau sarana pendeteksi tegangan untuk memonitor tegangan *phase* masuk ke meter dan memberikan alarm jika terjadi tegangan rendah; atau
 - b. kwh meter yang digunakan dilengkapi fitur *monitoring sag & swell*.
- MC 2.4.5 *Burden* yang sesungguhnya dari trafo arus dan trafo tegangan harus disesuaikan dengan ratingnya.
- MC 2.4.6 Drop tegangan harus lebih kecil dari 1% (satu persen).
- MC 2.4.7 Rangkaian tegangan pengukuran ke masing-masing meter utama dan meter pembanding harus terpisah.

- MC 2.4.8 Rangkaian sekunder trafo arus dan trafo tegangan harus langsung tersambung ke terminal meter (tidak tersambung ke peralatan pengukuran lain nontransaksi) dan kabel tegangan harus dilengkapi dengan *screen* atau *marker*.
- MC 2.5 Kepemilikan
- Meter utama disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak penjual, sedangkan meter pembanding disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak pembeli. Masing-masing pihak harus mengoperasikan dan memelihara meter.
- MC 2.6 Proses Data Pengukuran (*Metering*) untuk Pembayaran
- MC 2.6.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melakukan manajemen dan pemeliharaan *database* pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambung. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil data pengukuran secara otomatis atau *remote* dari semua meter pada titik sambung serta menyimpan data dalam *database* untuk maksud perhitungan jual beli. Dalam hal pengambilan data secara otomatis atau *remote* mengalami kegagalan atau fasilitas belum tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal atau pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke *database*.
- MC 2.6.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menggunakan data pengukuran yang disimpan dalam *database* pada hari pertama bulan berikutnya untuk perhitungan bulan tagihan.
- MC 2.6.3 Data yang digunakan untuk perhitungan tagihan jual beli yaitu rekaman data pada meter utama. Dalam hal diketahui terjadi kesalahan pada meter utama, data yang digunakan yaitu rekaman data pada meter pembanding (parsial atau seluruhnya).
- MC 2.6.4 Jika diketahui terjadi perbedaan pengukuran meter utama dan meter pembanding yang keluar dari kelas akurasi meter namun tidak memungkinkan menentukan meter yang salah atau keduanya salah, data yang digunakan untuk proses perhitungan penagihan harus disepakati oleh kedua belah pihak dan dinyatakan dalam berita acara yang ditandatangani oleh kedua belah pihak.
- MC 3 *Commissioning*
- MC 3.1 Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan dokumen atas peralatan pengukuran atau sistem *metering* kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling sedikit memuat:

- a. *single line* diagram dan *wiring* diagram yang menunjukkan titik sambung dan peralatan *metering* sesuai yang terpasang;
- b. sertifikat awal pengujian dan kalibrasi trafo arus, trafo tegangan, dan meter;
- c. perhitungan dan hasil uji drop tegangan pada rangkaian tegangan;
- d. perhitungan dan hasil uji *burden* rangkaian meter; dan
- e. hasil *continuity test*.

MC 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan badan atau institusi penguji harus memeriksa dan menguji peralatan pengukuran atau sistem *metering* yang disaksikan oleh perwakilan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pemeriksaan meliputi kesesuaian terhadap Aturan Pengukuran dan *best practice* dalam instalasi kelistrikan.

MC 3.3 Hasil pengujian dan pemeriksaan harus ditandatangani oleh pihak terkait dan dicantumkan dalam sertifikat yang disahkan oleh badan atau institusi penguji.

MC 3.4 Pemilik meter harus membayar biaya pengujian peralatan pengukuran atau sistem *metering* miliknya.

MC 4 Pengujian Setelah *Commissioning*

MC 4.1 Pengujian Periodik

MC 4.1.1 Setelah *commissioning*, peralatan meter harus diperiksa dan diuji oleh lembaga inspeksi teknis terakreditasi menggunakan standar nasional Indonesia, IEC, dan/atau standar PT PLN (Persero) dengan interval waktu sebagai berikut:

- a. trafo arus dan trafo tegangan pada saat pertama kali dioperasikan; dan
- b. peralatan pengukuran atau sistem *metering* setiap 5 (lima) tahun.

MC 4.1.2 Biaya pengujian periodik peralatan meter ditanggung oleh pemilik.

MC 4.1.3 Pembayaran biaya perbaikan atau penggantian bagian yang rusak ditanggung oleh pemilik meter.

MC 4.2 Pengujian di Luar Jadwal

MC 4.2.1 Salah satu pihak dapat mengajukan permintaan tertulis kepada pihak lain untuk melakukan kalibrasi ulang meter utama atau meter pembanding dengan mencantumkan analisis rinci kesalahan yang ditemukan.

- MC 4.2.2 Jika pemilik meter setuju untuk mengadakan kalibrasi ulang, kalibrasi ulang harus dilaksanakan oleh badan atau institusi pengujian terakreditasi yang disepakati oleh kedua belah pihak.
- MC 4.2.3 Dalam hal hasil pengujian kalibrasi ulang menunjukkan kondisi meter sesuai dengan standar kelasnya, badan atau institusi pengujian harus menerbitkan sertifikat kalibrasi. Dalam hal tidak mungkin dilakukan kalibrasi ulang, badan atau institusi pengujian harus membuat laporan pengamatan dan merekomendasikan tindak lanjut.
- MC 4.2.4 Pengujian disaksikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Laporan resmi pengujian dibuat dan ditandatangani oleh pihak terkait.
- MC 4.2.5 Dalam hal kalibrasi ulang tidak mungkin dilakukan karena kerusakan sehingga meter harus diganti, meter tersebut harus diganti atas tanggungan pemilik meter.
- MC 4.2.6 Pembayaran pengujian diatur sebagai berikut:
- a. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut sesuai dengan standar kelasnya, pihak yang meminta pengujian membayar biaya pengujian; atau
 - b. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut memerlukan kalibrasi ulang, pemilik meter membayar biaya pengujian.

MC 5 Segel dan *Programming* Ulang

Setelah pelaksanaan pengujian peralatan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik segera memasang segel dengan identifikasi yang jelas.

Pemutusan segel oleh salah satu pihak hanya dapat dilakukan berdasarkan izin pihak lain.

Programming ulang meter hanya dapat dilakukan oleh pemilik meter dengan dihadiri pihak lain.

Penggantian segel atau *programming* ulang meter harus disertai dengan laporan resmi yang ditandatangani oleh semua pihak yang hadir.

MC 6 Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan

MC 6.1 Hak Akses ke Data dalam Meter

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik berhak mengakses data pengukuran dalam *database* elektronik atau di kantor pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 6.2 Akses ke Peralatan *Metering*

Pemilik peralatan meter harus menyediakan akses bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk verifikasi kesesuaian peralatan meter dengan Aturan Pengukuran, serta menyaksikan pengujian, membaca register, dan/atau memeriksa segel.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilarang melakukan kegiatan yang dapat mempengaruhi operasi meter, kecuali diperlukan untuk memenuhi ketentuan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

MC 6.3 Akses dan Pemeriksaan

Bagian ini menjelaskan beberapa kondisi sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) boleh memasuki fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik boleh memasuki fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- c. pengaturan prosedur dan kegiatan dalam memasuki fasilitas suatu pihak dan pelaksanaan inspeksi.

MC 6.4 Hak Memeriksa

Setiap kegiatan pemeriksaan harus melibatkan pengelola transmisi PT PLN (Persero) sebagai pemilik jaringan. Lingkup pemeriksaan ini meliputi (tidak termasuk pemeriksaan meter untuk penertiban aliran listrik di pelanggan):

- a. bagian ini memberikan hak kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memeriksa setiap peralatan meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan sebaliknya yang peralatan meternya tersambung dengan *grid* dan untuk memeriksa setiap peralatan meter pihak lain pada titik sambung;

- b. dalam hal salah satu pihak merasa yakin bahwa pihak lain tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali dan hal tersebut merugikan atau diduga merugikan, pihak yang bersangkutan dapat meminta inspeksi atau pemeriksaan atas peralatan meter yang dicurigai;
- c. dalam hal salah satu pihak menginginkan melakukan pemeriksaan peralatan meter milik pihak lain, pihak yang bersangkutan harus memberitahukan kepada pihak lain, paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pelaksanaan pemeriksaan;
- d. agar pemberitahuan pada huruf c berlaku, pemberitahuan harus dilengkapi dengan informasi:
 - 1. nama representasi yang akan melaksanakan pemeriksaan mewakili pihak yang menginginkan pemeriksaan;
 - 2. waktu mulai pelaksanaan pemeriksaan dan perkiraan lama penyelesaian; dan
 - 3. ketidaksesuaian dengan Aturan Pengukuran yang dicurigai;
- e. pihak yang dicurigai harus menugaskan personel yang mampu untuk mendampingi representasi pihak pemeriksa yang akan memasuki fasilitasnya dalam melakukan pemeriksaan;
- f. pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa pemeriksaan yang akan dilakukan hanya sesuai kebutuhan dan tidak lebih dari 24 (dua puluh empat) jam;
- g. pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa representasi pihak pemeriksa mampu melakukan pemeriksaan; dan
- h. biaya pemeriksaan ditanggung oleh pihak yang menginginkan pemeriksaan, kecuali ditemukan kesalahan sehingga yang menanggung biaya pemeriksaan adalah pihak yang diperiksa.

MC 7 Keamanan Instalasi Meter dan Data

MC 7.1 Perubahan Peralatan *Metering*

Semua perubahan yang akan dilakukan terhadap peralatan *metering* termasuk peralatan meter, parameter, dan/atau *setting* harus mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik terkait.

MC 7.2 Perubahan Data *Metering*

Perubahan terhadap data orisinal yang disimpan dalam sebuah meter tidak diperbolehkan kecuali selama pelaksanaan pengujian ketelitian di lapangan.

MC 7.3 Proteksi *Password* dalam Data *Metering*

Data yang disimpan dalam *database* harus diproteksi dengan *password* terhadap akses elektronik langsung, lokal, dan *remote* yang tidak berhak. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku manajer *database* harus memonitor akses ke *database* untuk menjamin bahwa semua data terproteksi terhadap yang tidak berhak mengakses dan/atau menggunakan.

MC 8 Hal Lain

Hal lain yang bersifat teknik operasional yang secara rinci tidak diatur dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali ini akan diatur dalam prosedur tetap *metering* yang dibuat oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit terkait.

ATURAN KEBUTUHAN DATA
(DATA REQUIREMENTS CODE - DRC)

Aturan Kebutuhan Data merangkum kebutuhan data teknis detail yang dibutuhkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, termasuk pengelola pembangkit dan pengelola distribusi PT PLN (Persero). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerlukan data teknis detail untuk mengevaluasi kesesuaian dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali guna meyakinkan keamanan, keandalan, dan efisiensi operasi sistem.

DRC 1 Kebutuhan Data Spesifik

Kebutuhan data utama meliputi:

a. Data Desain Unit Pembangkit

Data ini menjelaskan kebutuhan data desain teknis setiap unit pembangkit, termasuk data teknis umum, data reaktansi dan resistansi, parameter saturasi, data trafo, kemampuan aktif dan reaktif, karakteristik eksitasi dan peralatan *governor*, data *prime mover*, dan data *power system stabilizer* yang tercantum dalam Tabel 19 (Data Desain Unit Pembangkit) dan Tabel 20 Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh pengelola pembangkit dengan ketentuan:

1. pengelola pembangkit dengan kapasitas ≥ 20 (dua puluh) MW mengisi Tabel 19 dan Tabel 20; dan
2. pengelola pembangkit dengan kapasitas < 20 (dua puluh) MW mengisi Tabel 19.

b. Data *Setting* Unit Pembangkit

Data ini mencakup data *setting* unit pembangkit, termasuk *setting* proteksi, data kontrol, dan *setting* peralatan kontrol untuk setiap unit pembangkit yang tercantum dalam Tabel 21 (Data *Setting* Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

c. Parameter Respons Unit Pembangkit

Data ini mencakup parameter respons unit pembangkit, seperti kemampuan *output* normal, pemberitahuan waktu sinkronisasi, waktu terakhir pengeluaran dari operasi, fleksibilitas unit pembangkit, kecepatan perubahan pembebanan, parameter regulasi, dan ketelitian dalam memenuhi target *dispatch* yang tercantum dalam Tabel 22 (Parameter Respons Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

d. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Data ini menunjukkan data instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (fasilitas dan peralatan) yang tersambung ke *grid*, termasuk rating tegangan, koordinasi isolasi, rating arus, pembumian, kontribusi arus hubung singkat ke *grid*, dan kemampuan pembebanan yang tercantum dalam Tabel 23 (Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

e. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Data ini meliputi data *setting* instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, seperti data proteksi, data kontrol perubahan *tap*, dan kontrol kompensasi daya reaktif yang tercantum dalam Tabel 24 (Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

f. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Data ini mencakup detail data beban pada titik sambung, termasuk proyeksi kebutuhan daya aktif, daya reaktif, dan karakteristik beban seperti fluktuasi beban dan respons dinamik terhadap perubahan tegangan dan frekuensi yang tercantum dalam Tabel 25 (Karakteristik Beban pada Titik Sambung).

Data ini harus diisi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik.

DRC 2 Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

DRC 2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian sebagaimana dimaksud dalam DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik). Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data. Format tersebut digunakan untuk penyampaian data tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

DRC 2.2 Nama personel yang ditunjuk oleh manajemen untuk menyampaikan data harus dinyatakan secara tertulis.

DRC 2.3 Dalam hal tersedia saluran data (*data link*) komputer antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan *file* pada jaringan komputer bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasukkan semua data milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik).

DRC 2.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat meminta pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, seperti *flashdisk* atau *compact disk* jika saluran data (*data link*) komputer terganggu atau belum tersedia.

DRC 2.5 Perubahan atas Data Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyadari terjadinya perubahan data suatu peralatan yang sudah tercatat pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah ditentukan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

DRC 3 Data yang Tidak Disampaikan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data. Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak menyampaikan data yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat data estimasi. Tindakan tersebut tidak melepaskan tanggung jawab pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk segera menyampaikan data sesungguhnya (*actual data*) yang dibutuhkan, kecuali jika pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setuju secara tertulis bahwa data yang sesungguhnya (*actual*) tidak diperlukan.

Tabel 19. Data Desain Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Teknis Umum		
1.1.1	MVA <i>Rated</i>	MVA	
1.1.2	Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.3	<i>Rated Gross</i> MW	MW	
1.1.4	Tegangan Terminal	KV	
1.1.5	Beban <i>Auxiliary</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.6	Daya Reaktif (<i>Output</i>) <i>Rated</i>	MVAR	
1.1.7	Beban Minimum	MW	
1.1.8	Konstanta <i>Inertia Turbo Generator Rated</i>	MW-sec	
1.1.9	Rasio Hubung Singkat	kA	
1.1.10	Arus Stator (<i>Rated</i>)	Amps	
1.1.11	Arus Rotor pada <i>Rated</i> MVA dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	Amps	
1.2	Tahanan/ <i>Resistances</i>		
1.2.1	Tahanan <i>Stator</i> R_s	per unit	
1.2.2	Tahanan <i>Negative Sequence</i> R_2	per unit	
1.2.3	Tahanan <i>Zero Sequence</i> R_0	per unit	
1.2.4	Tahanan Pembumian R_e	per unit	
1.3	Reaktansi/ <i>Reactances (Unsaturated)</i>		
1.3.1	Reaktansi <i>Direct Axis Synchronous</i> X_d	per unit	
1.3.2	Reaktansi <i>Direct Axis Transient</i> X_d'	per unit	
1.3.3	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> X_d''	per unit	
1.3.4	Reaktansi <i>Quad Axis Synchronous</i> X_q	per unit	
1.3.5	Reaktansi <i>Quad Axis Transient</i> X_q'	per unit	
1.3.6	Reaktansi <i>Quad Axis Subtransient</i> X_q''	per unit	
1.3.7	Reaktansi Kebocoran Stator	per unit	
1.3.8	Reaktansi Urutan Nol X_0	per unit	
1.3.9	Reaktansi Urutan Negatif X_2	per unit	
1.3.10	Reaktansi <i>Potier</i> X_{pot}	per unit	
1.3.11	Reaktansi Pembumian X_e	per unit	
1.4	Reaktansi/ <i>Reactance (Saturated)</i>		
1.4.1	Reaktansi <i>Direct Axis Sinkron</i> X_{dsat}	per unit	
1.4.2	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> $X_d''sat$	per unit	
1.5	Daya Bruto (<i>Rated</i>) MW		
1.5.1	1.0 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.5.2	1.2 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.6	Konstanta Waktu (<i>Unsaturated</i>)		
1.6.1	<i>Direct Axis Short Circuit Transient</i> T_d'	sec	
1.6.2	<i>Direct Axis Short Circuit Subtransient</i> T_d''	sec	
1.6.3	<i>Quad Axis Short Circuit Transient</i> T_q'	sec	

Data		Satuan	Nilai		
Item	Deskripsi				
1.6.4	<i>Quad Axis Short Circuit Transient Tq'</i>	sec			
1.7	Trafo Generator (<i>Step Up</i>)		1	2	3
1.7.1	Jumlah Belitan				
1.7.2	<i>Rated</i> MVA Setiap Belitan	MVA			
1.7.3	Tegangan Utama <i>Tap Rated</i>	kV			
1.7.4	Tahanan Setiap Belitan	per unit			
1.7.5	Reaktansi Urutan Positif Setiap Belitan	per unit			
1.7.6	Reaktansi Urutan Negatif Setiap Belitan	per unit			
1.7.7	Reaktansi Urutan Nol Setiap Belitan	per unit			
1.7.8	Tegangan Minimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.9	Tegangan Maksimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.10	Jenis <i>Tap Change (on Load/off Load)</i>				
1.7.11	<i>Tap Changer Cycle Time</i>	sec			
1.8	Kemampuan Reaktif (pada Terminal)				
1.8.1	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MVAR			
1.8.2	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Pembangkitan Minimum	MVAR			
1.8.3	Daya Reaktif <i>Lagging</i> Sesaat	MVAR			
1.9	Karakteristik Peralatan Eksitasi				
1.9.1	Tegangan Medan pada <i>Rated</i> MVA dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	per unit			
1.9.2	Tegangan Medan Maksimum Efdmx	per unit			
1.9.3	Tegangan Medan Minimum Efdmx	per unit			
1.9.4	Maksimum Kecepatan Kenaikan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.5	Maksimum Kecepatan Penurunan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.6	Arus Eksitasi Maksimum Curmx	amps			
1.9.7	Arus Eksitasi Minimum Curmn	amps			
1.9.8	<i>DC Gain of Excitation Control Loop</i> Vspp	per unit			
1.9.9	<i>Regulator Input Filter Time Constant</i> Tvm	sec			
1.9.10	<i>Regulator Integration Time Constant</i>	sec			
1.9.11	<i>Regulator Amplifier Time Constant</i> Tvs	sec			
1.9.12	<i>Maximum Internal Voltage Regulator Signal</i> Urma	per unit			
1.9.13	<i>Minimum Internal Voltage Regulator Signal</i> Urmin	per unit			
1.9.14	<i>Regulator Stabilizing Gain</i> Vss	per unit			
1.9.15	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant</i> Tst1	sec			
1.9.16	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant</i> Tst2	sec			
1.9.17	<i>Excitation Constant</i> Kerr	per unit			
1.9.18	<i>Excitation Time Constant</i> Terr	sec			
1.9.19	<i>Excitation Saturation Constant 1</i> Aerr	per unit			
1.9.20	<i>Excitation Saturation Constant 2</i> Berr	per unit			

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.9.21	<i>Regulator Time Constant Ta</i>	sec	
1.9.22	<i>Coefficient of Ceiling Regulator Voltage to Terminal Voltage Kc</i>	per unit	
1.9.23	<i>Voltage Gain from Shunt Self Excitation Kp</i>	per unit	
1.10	<i>Power System Stabilizer</i>		
1.10.1	<i>PSS Gain for Mechanical Speed Input Signal kaom</i>	per unit	
1.10.2	<i>Time Constant for Mechanical Speed Measurement Taom</i>	sec	
1.10.3	<i>PSS Gain for Electrical Frequency Measurement Kafe</i>		
1.10.4	<i>Time Constant for Electrical Frequency Measurement Tafe</i>	sec	
1.10.5	<i>PSS Gain for Electrical Power Input Signal Kape</i>	per unit	
1.10.6	<i>Time Constant for Electrical Power Measurement Kape</i>	sec	
1.10.7	<i>PSS Gain for Terminal Voltage Input Signal</i>	per unit	
1.10.8	<i>Time Constant for Terminal Voltage Measurement Tau1</i>	sec	
1.10.9	<i>Steady State PSS Gain Kpss</i>	per unit	
1.10.10	<i>PSS Gain for Turbine Torque Input Signal Ktrg</i>	per unit	
1.10.11	<i>PSS Gain for Valve Position Input Signal Kayt</i>	per unit	
1.10.12	<i>Time Constant for Valve Position Measurement Tayt</i>	sec	
1.10.13	<i>Stabilizing Time Constant</i>	Tss	
1.10.14	<i>Water Hammer Filter Time Constant Tw</i>	Tw	
1.10.15	<i>Output Signal Magnitude Limit Upsmx</i>	per unit	
1.11	<i>Unit Governor</i>		
1.11.1	<i>Time Constant for Electrical Power Transducer Tp</i>	sec	
1.11.2	<i>Frequency Shifted Power Controller Static Droop bpf</i>	%	
1.11.3	<i>Frequency Shifted Power Controller Transient Droop bpf</i>	%	
1.11.4	<i>Time Constant Tdf</i>	sec	
1.11.5	<i>Power Controller Gain Kf</i>	per unit	
1.11.6	<i>Power Controller Integration Time Constant Tip</i>	sec	
1.11.7	<i>Speed Controller Static Drop bp</i>	%	
1.11.8	<i>Speed Controller Transient Drop bp</i>	%	
1.11.9	<i>Regulator Time Constant (Pilot Value) Tr</i>	sec	
1.11.10	<i>Main Servo Dead Band Dband</i>	per unit	
1.11.11	<i>Main Servo Time Constant Ty</i>	sec	
1.11.12	<i>Main Servo Maximum Opening Time Tyo</i>	sec	
1.11.13	<i>Main Servo Maximum Closing Time Tyc</i>	sec	
1.11.14	<i>Maximum Main Servo Position Ytmax</i>	per unit	
1.11.15	<i>Valve Characteristic Yyt</i>	%	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.11.16	<i>Electrical Frequency/Speed Input Signal Switch ippco</i>		
1.11.17	<i>Power Set Point Integration Time grdpu</i>	sec	
1.11.18	<i>SCO - Participation Factor bpace</i>	per unit	
1.11.19	<i>Pilot Value Opening Time (Hidro) Tro</i>	sec	
1.11.20	<i>Pilot Value Closing Time (Hidro) Trc</i>	sec	
1.11.21	<i>Speed Controller Input Filter Time Constant Tm</i>	sec	
1.11.22	<i>Power Controller Input Filter Time Constant Tp</i>	sec	
1.11.23	<i>Temperature Speed Dependency alft</i>		
1.11.24	<i>Temperature Input Filter Time Constant Tvr</i>	sec	
1.11.25	<i>Temperature Controller Amplification Gain Kt</i>	per unit	
1.11.26	<i>Temperature Controller Integration Time Constant Tit</i>	sec	
1.11.27	<i>Speed Power Controller Amplification Gain Vr</i>	per unit	
1.11.28	<i>Speed Power Controller Time Constant Tn</i>	sec	
1.12	<i>Unit Governor</i>		
1.12.1	<i>Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.2	<i>Non Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.3	<i>Load Rejection Capability</i>	MW	
1.13	<i>Prime Mover</i>		
1.13.1	<i>High Pressure Turbine Time Constant (GT) Thp</i>	sec	
1.13.2	<i>First Reheater Time Constant tip</i>	sec	
1.13.3	<i>Second Reheater Time Constant Tlp</i>	sec	
1.13.4	<i>High Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.5	<i>Low Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.6	<i>Boiler Capacity Time Constant</i>	sec	
1.13.7	<i>Heat Transfer Time Constant Tkes</i>	sec	
1.13.8	<i>Fuel Controller Amplification Kmbr</i>	per unit	
1.13.9	<i>Fuel Controller Integration Time Constant Kmbr</i>	sec	
1.13.10	<i>Water Starting Time Constant (Hidro) TW</i>	sec	
1.13.11	<i>Half Reflexion Time of Pressure Tube (Hidro) TI</i>	sec	
1.13.12	<i>Allievi Constant Zw (Hidro) Zw</i>		
1.13.13	<i>Initial Water Pressure (Hidro) Ho</i>	per unit	
1.13.14	<i>Turbine Water Flow Dependency to Mechanical Speed komwp</i>	per unit	
1.13.15	<i>Dynamic Pressure Losses (Hidro) rbdyn</i>	per unit	
1.13.16	<i>Static Pressure Losses (Hidro) rbsta</i>	per unit	
1.13.17	<i>Water Flow for Point Wip 1 (min) (Hidro) wqmin</i>	per unit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.13.18	<i>Water Flow for Point Wip 5 (max) (Hidro)</i> wqmax	per unit	
1.13.19	<i>Turbine Efficiency (Hidro) wip</i>	%	

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.14	<i>Charts</i>	
1.14.1	<i>Capability Chart</i>	<i>graphical data</i>
1.14.2	<i>Open Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.3	<i>Short Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.4	<i>Zero Power Factor Curve</i>	<i>graphical data</i>
1.15	<i>Trafo Generator</i>	
1.15.1	<i>Tapped Winding</i>	teks, diagram
1.15.2	<i>Vector Group</i>	diagram
1.15.3	<i>Earthing Arrangement</i>	teks, diagram
1.16	<i>Reactive Capability (di Terminal Generator)</i>	
1.16.1	<i>Overload at Rated Capacity</i>	diagram as a function of time
1.17	<i>Eksitasi (Excitation)</i>	
1.17.1	<i>Generator and Exciter Saturation Characteristic</i>	diagram 50-120% teg. rated
1.17.2	<i>Dynamic Characteristics of Overexcitation Limiter</i>	teks, block diagram
1.17.3	<i>Dynamic Characteristics of Underexcitation Limiter</i>	teks, block diagram

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.18	<i>Power Plant Technical Data</i>		
1.18.1	<i>Tegangan pada Titik Sambung</i>	kV	
1.18.2	<i>Kapasitas Maksimum Total Sentral</i>	MW	
1.18.3	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.4	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Tidak Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.5	<i>Impedansi Minimum Urutan Nol Generator</i>	per unit	
1.18.6	<i>Impedansi Minimum Urutan Negatif Generator</i>	per unit	

Selain itu, harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing-masing unit pembangkit.

Tabel 20. Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.1	Generator				
1.1.1	<i>Rated Capacity</i>	S	teks	teks	MVA
1.1.2	<i>Rated Voltage</i>	V	teks	teks	kV
1.1.3	<i>Rated Current</i>	I	teks	teks	A
1.1.4	<i>Power Factor</i>	PF	teks	teks	
1.1.5	<i>Speed</i>	N	teks	teks	RPM
1.1.6	<i>Exciter Voltage</i>	Ve	teks	teks	V
1.1.7	<i>Rotor Current</i>	Ir	teks	teks	A
1.2	<i>Generator Impedance Data</i>				
1.2.1	<i>Synchronous Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	Xdi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.2	<i>Synchronous Quadrature Axis Reactance Unsaturated</i>	Xqi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.3	<i>Transient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X'di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.4	<i>Transient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X'qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.5	<i>Subtransient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X"di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.6	<i>Subtransient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X"qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.7	<i>Leakage Reactance</i>	Xl	teks	teks	Pu/ohm
1.2.8	<i>Positive Sequence Resistance</i>	Ra	teks	teks	Pu/ohm
1.3	<i>Combined Turbine Generator Exciter Inertia</i>		teks	teks	
1.3.1	<i>Inertia Constant</i>	H	teks	teks	
1.4	<i>Open Circuit Saturation</i>				
1.4.1	<i>Saturation at 1.0 pu Generator Voltage</i>	S1.0	teks	teks	
1.4.2	<i>Saturation at 1.2 pu Generator Voltage</i>	S1.2	teks	teks	
1.4.3	<i>Open Circuit Saturation Curve</i>		graph	graph	
1.5	<i>Other Data</i>				
1.5.1	<i>Generator Open Circuit Saturation Curve with Air Gap Line</i>		graph	graph	
1.5.2	<i>Air Gap Field Current at Rated Generator Voltage</i>		teks	teks	A
1.5.3	<i>Field Winding Resistance</i>	Rf	teks	teks	Ohms

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.5.4	<i>Field Winding Temperature or Generator Hot Air/Gas Temperature at Which the Field Winding Resistance</i>		teks	teks	°C
1.6	Sistem Eksitasi dan AVR				
1.6.1	<i>Tipe Eksitasi (antara lain Static, AC Rotating, Brushless, dan DC Gen)</i>			teks	
1.6.2	<i>Pabrikan Sistem Eksitasi</i>			teks	
1.6.3	<i>Foto Nameplate Sistem Eksitasi</i>			<i>graph</i>	
1.6.4	<i>Voltage Regulator Type</i>			teks	
1.6.5	<i>Voltage Regulator Manufacturer</i>			teks	
1.6.6	<i>Block Diagram Model of Excitation and Voltage Regulator</i>			<i>graph</i>	
1.7	<i>Line Drop Compensation</i>				
1.7.1	<i>Line Drop Compensation (Enable/Disable)</i>			teks	
1.7.2	<i>Value Setting in pu (Rated to Machine)</i>			teks	pu
1.8	<i>Power System Stabilizer</i>				
1.8.1	<i>PSS Type</i>			teks	
1.8.2	<i>PSS Manufacturer</i>			teks	
1.8.3	<i>Block Diagram Model of PSS</i>			<i>graph</i>	
1.9	<i>Overexcitation Limiter</i>				
1.9.1	<i>OEL Type (Static, AC Rotating, Brushless, DC Generator, etc)</i>			teks	
1.9.2	<i>OEL Manufacturer</i>			teks	
1.9.3	<i>OEL Time Characteristics (Definite Time, Inverse Time) and Pickup vs Time Characteristic Curve</i>			<i>graph</i>	
1.9.4	<i>OEL Actions (e.g Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>			teks	
1.9.5	<i>Block Diagram Model of OEL</i>			<i>graph</i>	
1.10	<i>Underexcitation Limiter</i>				
1.10.1	<i>Information of UEL</i>			teks	
1.10.2	<i>UEL Type (Conventional or Voltage Sensitive, PQ Limiter, etc)</i>			teks	
1.10.3	<i>UEL Actions (e.g. Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field</i>			teks	

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
	<i>Current Control, Trip the Generator</i>				
1.10.4	<i>Limit Setting (Curve of Real and Reactive Power)</i>			gambar	
1.11	<i>Turbine Governor Data</i>				
1.11.1	<i>Turbine Type (Hidro)</i>			teks	
1.11.2	<i>Turbine Type (Gas)</i>			teks	
1.11.3	<i>Turbine Type (Steam)</i>			teks	
1.11.4	<i>Turbine Manufacturer</i>			teks	
1.12	<i>Power System Dynamics Model (Please Include Name of Model, Standard in One Enclosed Report)</i>				
1.12.1	<i>Governor Model</i>		graph	software	
1.12.2	<i>Exciter Model</i>		graph	software	
1.12.3	<i>PSS Model</i>		graph	software	

Tabel 21. Data Setting Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.1	<i>Setting Proteksi</i>	
1.1.1	<i>Kehilangan Medan (Loss of Field)</i>	teks
1.1.2	<i>Penguatan Kurang (Underexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.3	<i>Penguatan Lebih (Overexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.4	<i>Overfluxing (V/Hz)</i>	teks, diagram
1.1.5	<i>Differential</i>	teks
1.2	<i>Control Data</i>	
	Detail dari Rangkaian Penguatan (<i>Excitation Loop</i>) yang Diuraikan dalam Bentuk <i>Block Diagram</i> , Menunjukkan <i>Transfer Functions</i> Masing-Masing Elemen Individual dan Unit Pengukur (<i>Measurement Units</i>)	diagram
1.3	<i>Control Devices Settings</i>	
1.3.1	Pembatas Penguatan Lebih (<i>Overexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.2	<i>Overfluxing Limiter (V/H)</i>	teks, diagram
1.3.3	Pembatas Penguatan Kurang (<i>Underexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.4	<i>Manual Restrictive Limiter (if Fitted)</i>	teks
1.3.5	Kompensasi <i>Load Drop</i> /Pembagian VAR	teks, <i>function</i>

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.3.6	Model Dinamik dari Poros Turbin/Generator dalam Bentuk <i>Lumped Element</i> , Menunjukkan Komponen Inersia, <i>Damping</i> , dan <i>Shaft Stiffness</i>	

Data Requirement for Generator and Grid Relay Coordination

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
IP				

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
2.1	<i>Single Line Diagram</i>	
2.1.1	<i>Power Plant's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.2	<i>Protection's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.3	<i>Tripping Logic Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2	Generator	
2.2.1	<i>Load Capability Curve</i>	<i>graphical data</i>
2.2.2	<i>Area of Underexcitation/ Minimum Excitation Limiter in the R - X or P - Q Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2.3	<i>Generator Capability Due to Overexcitation (V/Hz) Condition</i>	<i>graphical data</i>
2.2.4	<i>Generator Capability Due to Overfrequency/ Underfrequency Condition</i>	<i>graphical data</i>

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1	Data Generator		
3.1.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.1.2	<i>Inertia Constant</i>	H	
3.1.3	<i>Nominal Voltage Generator</i>	kV	
3.1.4	<i>Capacity</i>	MVA	
3.1.5	<i>Power Factor</i>	pf	
3.1.6	<i>Generator Connection</i>		
3.1.7	<i>Direct Synchronous Reactance (Xd)</i>	per unit	
3.1.8	<i>Direct Transient Reactance (X'd)</i>	per unit	
3.1.9	<i>Direct Subtransient Reactance (X''d)</i>	per unit	
3.1.10	<i>Negative Sequence Reactance (X2)</i>	per unit	
3.1.11	<i>Negative Sequence Resistance (r2)</i>	per unit	
3.1.12	<i>Zero Sequence Reactance (X0)</i>	per unit	
3.1.13	<i>Zero Sequence Resistance (r0)</i>	per unit	
3.1.14	<i>Number of Pole</i>	<i>pole</i>	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1.15	<i>Quadrature Synchronous Reactance (Xq)</i>	per unit	
3.1.16	<i>Quadrature Transient Reactance (X'q)</i>	per unit	
3.1.17	<i>Quadrature Subtransient Reactance (X''q)</i>	per unit	
3.2	<i>NGR</i>		
3.2.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.2.2	<i>Impedance</i>	Ohms	
3.2.3	<i>Nominal Current NGR</i>	Amps	
3.2.4	<i>Continous Current NGR</i>	Amps	
3.2.5	<i>Continous Time</i>	second	
3.3	<i>Data Generator Transformer</i>		
3.3.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.3.2	<i>Power</i>	MVA	
3.3.3	<i>Voltage</i>	kV	
3.3.4	<i>Vektor Group</i>		
3.3.5	<i>Impedance</i>	per unit	
3.3.6	<i>AVR</i>		
3.3.7	<i>Step AVR</i>	step	
3.3.8	<i>X/R Ratio</i>		

Harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing - masing unit pembangkit.

Tabel 22. Parameter Respons Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Kemampuan <i>Output</i>		
1.1.1	Beban Penuh Normal	MW	
1.1.2	Beban Minimum Normal	MW	
1.1.3	Beban Minimum yang Dapat Dipertahankan (pada Tekanan <i>Rated Boiler</i> untuk Unit Pembangkit Termal)	MW	
1.2	Kemampuan <i>Output</i> Keadaan Darurat		
1.2.1	Tambahan Daya <i>Output</i>	MW	
1.2.2	Pengurangan MVAR untuk Tambahan MW <i>Output</i>	MVAR	
1.2.3	Keperluan Pemberitahuan	menit	
1.2.4	Periode Waktu Minimum untuk Pembatalan	menit	
1.3	Pemberitahuan untuk Sinkronisasi		
1.3.1	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.2	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.3	Setelah Jam Keluar	menit	
1.4	Waktu Tercepat untuk Sinkronisasi		
1.4.1	Senin	xxx jam	
1.4.2	Selasa sampai dengan Jumat	xxx jam	
1.4.3	Sabtu	xxx jam	
1.5	Waktu Tercepat Pengeluaran Unit Pembangkit		
1.5.1	Senin sampai dengan Kamis	xxx jam	
1.5.2	Jumat	xxx jam	
1.5.3	Sabtu dan Minggu	xxx jam	
1.6	<i>Flexibility</i>		
1.6.1	Minimum Waktu <i>Shutdown</i> Unit Pembangkit	menit	
1.6.2	Batasan <i>Shutdown</i> (<i>Maximum Number Per Day</i>)	No./day	
1.7	Kecepatan Perubahan Beban		
1.7.1	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.2	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.3	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.4	Kecepatan Penurunan Beban (Hingga Keluar)	MW/min	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.8	Parameter Pengaturan		
1.8.1	Tingkat Cadangan Putar	MW	
1.8.2	<i>Response Time</i> ke Beban Penuh	menit	
1.9	Ketepatan Memenuhi Target <i>Dispatcher</i>		
	Standar Deviasi Kesalahan untuk Periode 30 Min	MW	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Presentation
Item	Deskripsi	
1.10	<i>Flexibility</i>	
	Periode Operasi Minimum Setelah Waktu Keluar	<i>graphical data</i>
1.11	Parameter Pembebanan	
	<i>Synchronizing Block Load after Hours Off Load</i>	<i>graphical data</i>

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.12	Interval Sinkronisasi		
1.12.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.12.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.12.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.12.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.13	Interval untuk Pengeluaran (<i>Shutdown</i>)		
1.13.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.13.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.13.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.13.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.14	<i>Flexibility</i>		
	Waktu Minimum <i>Shutdown</i> Pusat Pembangkit	menit	

Tabel 23. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Unit	Value
Item	Deskripsi		
1.1	Rating Tegangan		
1.1.1	Tegangan Nominal	kV	
1.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	
1.2	Koordinasi Isolasi		
1.2.1	<i>Rated Lightning Impulse Withstand Voltage</i>	kV	
1.2.2	<i>Rated Short Duration Power Frequency Withstand Voltage</i>	kV	
1.3	<i>Rated Short Time Withstand Current</i>	kA	
1.4	<i>Rated Current</i>		
	<i>Circuit Maximum Current</i>	amps	
1.5	Pembumian (<i>Grounding</i>)		
	<i>Earth Grid Rated Thermal Current</i>		
1.6	<i>Insulation Pollution Performance</i>		
1.6.1	<i>Minimum Total Creepage</i>	milimeter	
1.6.2	<i>Pollution Level as per IEC 815</i>		
1.7	<i>Short Circuit Infeed to the System</i>		
1.7.1	<i>Maximum 3 Phase Short Circuit Symmetrical Infeed, Including Infeeds from Embedded Power Plants Directly Connected to the User's System</i>	kA	
1.7.2	<i>Total Infeed at the Instant of Fault Taking into Consideration Induction Motors Contribution</i>	kA	
1.7.3	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.7.4	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.8	Kemampuan Penyaluran Daya		
	Di Mana Beban atau Grup Beban Dapat Dipasok Melalui Beberapa Alternatif Titik Sambung:		
1.8.1	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.8.2	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.9	Jaringan Penghubung <i>Embedded Power Plants</i> Ke (Base : 100 MVA)		
1.9.1	Tahanan	per unit	
1.9.2	Reaktansi	per unit	
1.9.3	<i>Susceptance</i>	per unit	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.10	Pembumian (<i>Grounding</i>)	
	Metode Pembumian (<i>Grounding</i>)	teks
1.11	<i>Remote Control</i> dan Transmisi Data	teks
1.12	Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Diagram Operasi, Menunjukkan Rangkaian Listrik yang Telah Ada dan Usulan Fasilitas Utama dalam Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik, Termasuk Pengaturan <i>Busbar</i> , Fasilitas <i>Switching</i> , dan Tegangan Operasi	<i>single line diagram</i>
1.13	Impedansi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Untuk Setiap Komponen dalam Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik : Detail Impedansi Seri dan Paralel Urutan Positif, Negatif, dan Nol Termasuk <i>Mutual Coupling</i> Antara Elemen yang Berdekatan (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel
1.14	Kemampuan Transfer Beban	
	Pengaturan Transfer untuk Kondisi Terencana atau Gangguan	teks

Tabel 24. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Proteksi		
1.1.1	Jangkauan Semua Skema Proteksi pada Transmisi, <i>Busbar</i> , dan Kabel (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel	%
1.1.2	Jumlah Skema Proteksi pada Setiap <i>Item</i>	teks	
1.1.3	Waktu Total <i>Fault Clearing</i> untuk Gangguan Dekat dan Jauh	tabel	milidetik
1.1.4	Detail Urutan <i>Reclosure</i>	teks	
1.2	Data Pengatur <i>Tap Change</i>		
	<i>Setting</i> Waktu Tunda Semua <i>Tap Changer</i> Trafo	tabel	detik
1.3	Pengatur Kompensasi <i>Reactive</i>		
1.3.1	Rating Daya Reaktif Setiap Reaktor	tabel	MVAR
1.3.2	Rating Daya Reaktif Setiap Bank Kapasitor	tabel	MVAR
1.3.3	Detail Pengatur Otomatis Setiap Reaktor dan Bank Kapasitor	teks	

Tabel 25. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
1.1	Data untuk Semua Jenis Beban			
1.1.1	Daya Aktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MW
1.1.2	Daya Reaktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MVAR
1.1.3	Jenis Beban (Misalnya <i>Controlled Rectifiers</i> dan Motor Penggerak Besar)	tahunan	teks	
1.2	Data untuk <i>Demand</i> yang Fluktuatif			
1.2.1	Siklus Variasi Daya Aktif Satu Periode	tahunan		
1.2.2	Siklus Variasi Daya Reaktif Satu Periode	tahunan		

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
1.2.3	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Aktif	tahunan		
1.2.4	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Reaktif	tahunan		
1.2.5	Interval Waktu Terpendek Pengulangan Fluktuasi Daya Aktif dan Reaktif	7 tahun ke depan, ditinjau tahunan	tabel	detik
1.3	<i>Step</i> Perubahan Terbesar			
1.3.1	Untuk Daya Aktif	tahunan	tabel	MW/det
1.3.2	Untuk Daya Reaktif	tahunan	tabel	MVAR/det

APPENDIX A - RANGKUMAN JADWAL

Appendix ini merangkum semua jadwal kegiatan operasional dan perencanaan jaringan yang terdapat dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali ini. Kegiatan tersebut diorganisir dalam 6 (enam) kategori.

- I. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan
 - a. Jadwal Operasional *Grid* Tahunan untuk 2 (Dua) Tahun ke Depan
 - 1 Oktober : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* rencana operasi tahunan (SDC 2)
 - 15 Desember: pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi tahunan (SDC 2 dan SDC 2.6)
 - 1 April : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)
 - 15 Juni : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)
 - b. Jadwal Pemeliharaan untuk 2 (Dua) Tahun ke Depan
 - 1 September : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan *draft* rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) (SDC 2.3)
 - 1 Desember : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk 2 (dua) tahun ke depan (SDC 2.3)
 - 1 Mei : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)
 - 1 Juni : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)
 - c. Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan
 - 1 September : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyelesaikan prakiraan beban untuk rencana operasi tahunan (SDCA1 3)
 - d. Laporan Tahunan Unjuk Kerja Proteksi Jaringan (untuk Tahun Sebelumnya)
 - 1 Maret : pengelola transmisi PT PLN (Persero) menerbitkan laporan tahunan realisasi unjuk kerja proteksi jaringan (OC 12.4)

II. Manajemen Jaringan

Rangkuman Operasi Jaringan Tahunan (untuk Tahun Sebelumnya)

1 Maret : KMAJ Jawa, Madura, dan Bali menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya (GMC 6.1)

III. Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)

- hari ke-5 bulan berjalan :
1. pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1);
 2. pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1);
 3. pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1); dan
 4. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)
- hari ke-10 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberikan perkiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)
- hari ke-10 bulan berjalan : pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi (SDC 3.1)
- hari ke-20 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)
- hari ke-23 bulan berjalan : pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyampaikan tanggapan atas konsep rencana operasi bulanan (SDC 3.5)
- hari ke-26 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi bulanan (SDC 3.1)

IV. Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)

Selasa pukul 10:00 : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan (SDC 4.5)

Rabu pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempertimbangkan usulan perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan (SDC 4.5)

Kamis pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi mingguan (SDC 4.5)

V. Rencana *Dispatch* Harian (untuk Hari Berikutnya)

pukul 10:00 : pengelola pembangkit menyampaikan informasi mutakhir mengenai kesiapan unit pembangkit atau karakteristik pengoperasian unit pembangkit (SDC 5.1 dan SDC 5.6)

pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final untuk hari berikutnya (SDC 5.6)

VI. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik

hari ke-1 setiap bulan : pembacaan meter dan pembuatan berita acara pembacaan meter oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) (SC 2.1)

hari ke-7 setiap bulan : setelah menerima berita acara pembacaan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik yang tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca (SC 2.1)

APPENDIX B - TERMINOLOGI (GLOSSARY)

Glossary ini mendefinisikan terminologi yang digunakan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali. Penggunaan yang konsisten atas definisi akan mengurangi kemungkinan terjadi kesalahpahaman dalam memahami ketentuan pada Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali.

Kata dan frasa yang digunakan dalam Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali diartikan sebagai berikut, kecuali permasalahan memerlukan pengertian lain:

alat atau peralatan	alat atau peralatan yang tersambung ke jaringan tegangan tinggi yang merupakan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dibutuhkan untuk memproduksi, mengatur, atau mengukur listrik
area	pembagian wilayah kerja pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
arus eksitasi atau arus medan	arus yang mengalir melalui kumparan medan pada suatu generator
asut gelap	pengasutan suatu unit pembangkit yang dilakukan tanpa ketersediaan pasokan daya dari luar
<i>automatic generation control</i> atau AGC	pengatur pembebanan pembangkit secara otomatis yaitu suatu fasilitas komputerisasi yang secara otomatis mengatur daya listrik yang keluar dari generator sebagai respons terhadap perubahan frekuensi sistem, yang memungkinkan optimisasi biaya pembangkitan secara keseluruhan dengan pengiriman sinyal untuk mengubah <i>set point governor</i> unit pembangkit
<i>automatic voltage regulator</i> atau AVR	regulator yang berfungsi untuk terus menjaga stabilitas tegangan listrik
<i>auto recloser relay</i> atau A/R	relai penutup balik otomatis yang dipasang pada <i>bay</i> penghantar
beban puncak	beban tertinggi yang dipasok oleh jaringan atau kepada pemakai tertentu
beban puncak harian	beban tertinggi harian

cadangan dingin	kapasitas unit pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke jaringan dalam waktu 4 (empat) jam
cadangan jangka panjang	unit pembangkit yang dapat diasut dan dihubungkan ke jaringan dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam sampai dengan kurang dari 2 (dua) hari
cadangan operasi	kapasitas tersedia dalam skala waktu operasional yang dalam realisasinya telah dioperasikan untuk memproduksi daya listrik yang dijadwalkan sebagai kapasitas cadangan
cadangan putar	kapasitas pembangkitan yang tidak dibebani dan siap melayani kenaikan beban yang dinyatakan dalam persentase (%) terhadap beban sistem atau dalam MW, yang berdasarkan pilihan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) <i>output</i> pembangkit yang dapat dihubungkan dengan sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban yang dapat dilepaskan dalam waktu 10 (sepuluh) menit dapat dianggap sebagai komponen cadangan putar panas
<i>circuit breaker failure</i> atau CBF	jenis proteksi yang digunakan pada sistem transmisi sebagai proteksi cadangan
<i>circulating current protection</i> atau CCP	jenis proteksi yang digunakan untuk mengamankan diameter
<i>contingency</i>	kejadian yang diakibatkan oleh kegagalan 1 (satu) atau lebih komponen seperti generator, penghantar, atau trafo
CT	<i>current transformer</i>
daya aktif	pembangkitan, penyaluran, atau penggunaan daya listrik sebagai hasil perkalian antara tegangan dengan komponen <i>se-phase</i> arus bolak-balik yang dinyatakan dalam kW atau MW, yang merupakan bagian dari daya semu VA atau kVA yang dapat ditransformasikan menjadi cahaya, gerak fisik, atau panas
daya reaktif	bagian dari daya listrik yang membangkitkan dan mempertahankan medan listrik atau magnetis dari suatu peralatan arus bolak-balik yang harus dipasok ke peralatan magnetis (seperti motor dan trafo) serta harus dipasok untuk mengompensasi

	rugi-rugi reaktif pada fasilitas transmisi, yang dinyatakan dalam kVAR atau MVAR
daya semu	hasil perkalian tegangan dengan arus dalam suatu rangkaian listrik yang dinyatakan dalam kVA atau MVA yang mengandung daya aktif dan daya reaktif
<i>dedicated</i>	saluran telekomunikasi yang diperutukkan khusus dan tidak dapat diintervensi untuk perutukkan lain
DEF	<i>directional earth fault</i>
deklarasi	pernyataan rencana kesiapan yang berisi angka karakteristik operasi atau faktor lain yang dibuat oleh pengelola pembangkit atas unit pembangkitnya.
<i>direct</i> atau <i>point to point</i>	saluran komunikasi yang terhubung langsung di antara perangkat akhir (<i>end device</i>) tanpa melalui perangkat antara
<i>dispatch</i>	instruksi kepada pengelola pembangkit untuk membebani unitnya ke tingkat tertentu yang jumlah keseluruhannya sesuai dengan kebutuhan atau beban dengan cara yang andal dan ekonomis
<i>dispatch</i> harian	pembebanan harian pembangkit yang diharapkan
distorsi harmonik	distorsi yang disebabkan oleh ketidaklinieran karakteristik peralatan daya listrik tertentu seperti penyearah, <i>inverter</i> , dan motor penggerak dengan kecepatan bervariasi, antara lain diakibatkan dari arus harmonik yang dibangkitkan di jaringan bersama karakteristik respons frekuensi, yang dinyatakan sebagai % (persen) terhadap tegangan pada frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
<i>disturbance fault recorder</i> atau DFR	<i>tools</i> untuk merekam kejadian gangguan pada suatu Sistem Tenaga Listrik dan data rekaman dapat digunakan sebagai bahan analisis pascakejadian (<i>post mortem</i>)
<i>droop</i>	parameter <i>governor</i> pembangkit yang didefinisikan sebagai perubahan daya <i>output</i> untuk perubahan frekuensi sebesar 1 (satu) Hz

yang dinyatakan dalam persentasi (%) dari *rated output*, contoh pembangkit 100 (seratus) MW dengan karakteristik *droop* 5% (lima persen) akan mengalami penambahan *output* 5 (lima) MW untuk setiap penurunan frekuensi 1 (satu) Hz dari 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz

<i>DTT</i>	<i>direct transfer trip</i>
energi aktif	kecepatan penyaluran daya aktif dalam suatu periode waktu yang biasanya diukur dalam watt-jam (Wh) atau kilowatt-jam (kWh)
energi baru dan terbarukan intermiten atau EBT intermiten	pembangkit listrik dengan menggunakan energi baru dan terbarukan yang bersifat intermiten dan berubah-ubah berdasarkan energi primer, seperti pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB)
<i>excess power</i>	kelebihan tenaga listrik (<i>excess power</i>) yang dijual kepada PT PLN (Persero)
faktor beban	rasio rata-rata <i>output</i> atau beban terhadap maksimum <i>output</i> atau beban dalam 1 (satu) periode waktu
<i>flicker</i>	perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu yang dapat terdeteksi oleh mata manusia jika terjadi pada lampu pijar
FO	<i>fiber optic</i>
FO terpisah secara fisik	kabel yang berbeda, pemisahan <i>core</i> FO tidak dalam 1 (satu) kabel yang sama
gangguan	kejadian tidak terencana yang mengakibatkan kondisi abnormal dalam jaringan
<i>gas insulated substation</i> atau GIS	GI yang menggunakan gas sebagai bahan isolasi
GFR	<i>ground fault relay</i>
GI	gardu induk tegangan tinggi
GITET	GI tegangan ekstratinggi
GPS	<i>global positioning system</i>
hari	hari kalender

hari kerja	setiap hari dalam seminggu kecuali hari Sabtu, hari Minggu, atau hari libur yang ditetapkan oleh Pemerintah
<i>heat rate</i>	energi panas yang digunakan oleh unit pembangkit dalam memproduksi 1 (satu) unit energi listrik yang dinyatakan dalam gigajoule/megawatt-hour (GJ/MWh)
hidro	tenaga air yang digunakan memproduksi tenaga listrik
HV	<i>high voltage</i>
Hz	Hertz
IBT	<i>interbus transformer</i>
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>intelligent electronic device</i>
jadwal pemeliharaan	jadwal yang menunjukkan rencana <i>outages</i> untuk pelaksanaan pemeliharaan
jaringan atau <i>grid</i>	jaringan Jawa, Madura, dan Bali yang digunakan untuk menyalurkan daya yang terdiri atas penghantar pada tingkat tegangan 66 (enam puluh enam) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 500 (lima ratus) kV berikut GI, trafo, dan komponen lain
kA	kiloampere
kapasitas	daya <i>output</i> yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, trafo, penghantar, atau peralatan lain yang dinyatakan dalam MW atau MVA
karakteristik operasi ekonomis	data pengoperasian yang memberi informasi atas operasi ekonomis unit pembangkit
karakteristik pengoperasian	parameter yang mendefinisikan kemampuan suatu unit pembangkit merespons instruksi <i>dispatch</i>
keadaan darurat	situasi di mana integritas, keamanan, atau stabilitas keseluruhan atau sebagian dalam keadaan terancam
keandalan	kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir pada semua kondisi

kebutuhan atau beban	jumlah daya aktif dan daya reaktif yang telah dipasok atau diharapkan akan dipasok kepada seluruh pelanggan melalui jaringan (<i>grid</i>) atau bagian dari jaringan, yang dinyatakan dalam MW dan MVAR dalam periode waktu tertentu
kecepatan pembebanan	kecepatan kenaikan pembebanan unit pembangkit yang tersambung ke jaringan dalam kondisi kendali operator dan pengoperasian normal yang dinyatakan dalam MW/menit
kedip tegangan	penurunan tegangan <i>root mean square</i> (RMS) dalam fraksi milidetik selama beberapa detik
kejadian penting	kejadian serius yang mempengaruhi keamanan dan keandalan operasi sistem atau subsistem atau terhentinya pasokan listrik yang berdampak luas kepada masyarakat
keluar terencana	pengeluaran fasilitas jaringan yang diusulkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau unit pembangkit yang diusulkan oleh pengelola pembangkit selama waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
kemampuan asut gelap	kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi asut gelap
kesiapan atau ketersediaan	ukuran waktu mampu atau kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar, atau fasilitas lain dalam operasi pelayanan apakah dioperasikan atau tidak, yang dinyatakan dalam persentase (%) ketersediaannya dalam periode waktu yang dievaluasi
konsumen tenaga listrik	badan usaha yang membeli tenaga listrik dari PT PLN (Persero) yang tersambung dengan jaringan Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi
koordinator keselamatan kerja	individu yang ditunjuk oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk mengoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambung, termasuk persiapan,

	aplikasi, persetujuan, dan revisi atas prosedur keselamatan kerja setempat
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampere
kVAR	kilovolt-ampere reactive
kVARh	kilovolt-ampere reactive hour
kW	kilowatt
laporan tahunan operasi jaringan	laporan perencanaan operasional tahun sebelumnya dan analisis kemampuan jaringan (<i>grid</i>) melayani proyeksi tingkat beban dan pembangkitan untuk 5 (lima) tahun ke depan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
laporan tahunan rangkuman operasi jaringan	rangkuman operasi jaringan yang dibuat dan diterbitkan oleh KMAJ Jawa, Madura, dan Bali
LCD	<i>line current differential</i>
<i>load frequency control</i> atau LFC	pengaturan frekuensi secara sekunder
LV	<i>low voltage</i>
<i>merit order</i>	daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang marginal, sudah termasuk pertimbangan biaya <i>start up</i> dan <i>shutdown</i> , minimum waktu <i>start up</i> dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lain
mnemonic atau MNEM	grup alarm pesan (<i>message</i>) yang ditampilkan, terdiri atas format sinkronisasi, format informasi, dan format terminasi
MVA	megavolt-ampere
MVAR	megavar
MW	megawatt
MWh	megawatt-hour
NGR	<i>neutral grounding resistance</i>

NVDR	<i>neutral voltage displacement relay</i>
OCR	<i>overcurrent relay</i>
OLTC	<i>on load tap change</i>
O&M	<i>operation and maintenance</i>
pelaku usaha atau pemakai jaringan	badan usaha yang memakai atau menggunakan jaringan
pelepasan beban atau <i>load shedding</i>	pengurangan beban secara sengaja (otomatis atau manual) dengan pemutusan beban tertentu karena kejadian abnormal untuk mempertahankan integritas jaringan dan menghindari pemadaman yang lebih besar
pembangkitan	produksi atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi listrik
pembangkitan daya reaktif	kapasitas daya reaktif yang dapat dihasilkan oleh unit pembangkit
pembangkitan minimum	<i>output</i> minimum suatu unit pembangkit yang dapat dipertahankan
pembangkit listrik tenaga air atau PLTA	pusat pembangkit yang menggunakan tenaga air
pembumihan atau <i>grounding</i>	provisi suatu sambung listrik antara 1 (satu) atau lebih konduktor dengan tanah yang diperlukan untuk keselamatan personel, umum, dan keamanan peralatan
pemisah atau PMS	alat untuk memisahkan tegangan pada peralatan instalasi tegangan tinggi atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>disconnecting switch</i> (DS)
pemutus atau PMT	pemutus daya untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban atau berbeban dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung singkat atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>circuit breaker</i> (CB)
pemutusan	pemisahan secara listrik peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dari jaringan

pengelola distribusi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola usaha distribusi tenaga listrik dengan level tegangan kurang dari 20 (dua puluh) kV
pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola operasi Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
pengelola pembangkit	pengelola pembangkit PT PLN (Persero) atau perusahaan pembangkit yang memiliki 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang menyalurkan daya ke jaringan, antara lain pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan PT PLN (Persero), pembangkit swasta atau <i>independent power producer</i> (IPP), pembangkit <i>power wheeling</i> , dan pembangkit <i>excess power</i>
pengelola pembangunan PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) sebagai pengelola pembangunan pembangkit dan jaringan
pengelola transmisi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang melakukan pengelolaan aset transmisi tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
penurunan tegangan	cara mengurangi beban dengan menurunkan tegangan
peralatan meter	alat ukur
peralatan pembumian	peralatan yang dirancang untuk pembumian
peralatan pengukuran atau sistem <i>metering</i>	seluruh peralatan yang tersambung dengan sistem <i>metering</i> yang meliputi trafo arus, trafo tegangan, dan alat ukur
perencana sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang bertugas memberikan persetujuan proses pembangunan pembangkit tenaga listrik
periode mingguan	hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya
peristiwa	kejadian tidak terencana pada atau yang berhubungan dengan jaringan yang telah atau mungkin akan melanggar aturan operasi atau suatu kecelakaan terhadap seseorang
perjanjian jual beli tenaga listrik atau PJBL	perjanjian jual beli tenaga listrik antara PT PLN (Persero) selaku pembeli dengan badan usaha selaku penjual

pernyataan kesiapan	pernyataan atas kesiapan unit generator yang diharapkan oleh pengelola pembangkit
<i>phasor measurement unit</i> atau PMU	peralatan elektronik yang menghasilkan pengukuran <i>synchrophasor</i> dan frekuensi terhadap gelombang 3 (tiga) <i>phase</i> arus dan tegangan
<i>power line carrier</i> atau PLC	media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi
<i>power wheeling</i>	penyaluran energi listrik oleh konsumen tenaga listrik dari suatu pembangkit listrik melalui jaringan tenaga listrik milik PT PLN (Persero) atau pihak lain
prosedur keselamatan kerja setempat	prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan pada sisi masing-masing titik sambung
proteksi peralatan	pengaman Sistem Tenaga Listrik dengan cara membebaskan peralatan utama seperti transformator, penghantar, dan generator yang terganggu sehingga Sistem Tenaga Listrik dapat terus beroperasi secara normal, misalnya OCR, GFR, relai <i>distance</i> , dan relai <i>differential</i>
proteksi sistem	sistem pertahanan operasi Sistem Tenaga Listrik untuk menjaga keseimbangan pasokan dan beban dari gangguan yang mungkin terjadi pada sistem, antara lain <i>underfrequency load shedding (UFLS)</i> , <i>overload shedding (OLS)</i> , <i>overgeneration shedding (OGS)</i> , <i>undervoltage load shedding (UVLS)</i> , dan <i>island operation</i>
proyeksi beban	prakiraan beban yang diharapkan akan terjadi dalam jaringan
pusat pengatur beban	pengelola operasi sistem Jawa, Madara, dan Bali yang melakukan penjadwalan dan <i>dispatch</i> unit pembangkit serta supervisi dan <i>switching</i> jaringan (<i>grid</i>)

relai frekuensi rendah	relai yang dapat mendeteksi frekuensi sistem yang bekerja jika frekuensi turun di bawah nilai <i>setting</i> -nya
rencana operasi mingguan	pernyataan yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana pembebanan	proyeksi beban dan langgam beban yang diharapkan akan dibutuhkan oleh pelanggan
rencana pemeliharaan mingguan	jadwal yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana tahunan pengembangan jaringan	rencana 10 (sepuluh) tahun mengenai pengembangan dan penguatan jaringan dan penambahan unit pembangkit untuk memenuhi proyeksi kebutuhan (<i>demand</i>)
RGT	relai gangguan tanah
rugi-rugi	energi listrik yang hilang dalam inti trafo dan konduktor penghantar atau kabel di jaringan
SBEF	<i>standby earth fault</i>
<i>short zone protection</i> atau SZP	proteksi yang digunakan untuk mengamankan daerah antara CT dan PMT pada diameter di GI
sinkronisasi	proses penyamaan frekuensi, tegangan, dan <i>phase</i> suatu unit pembangkit dengan jaringan sehingga memenuhi persyaratan untuk penyambungan dilaksanakan
sistem	gabungan antara jaringan dengan semua peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan
<i>source impedance ratio</i> atau SIR	rasio impedansi sumber terhadap impedansi saluran
<i>start</i> atau asut	proses suatu unit pembangkit dari status mati (<i>shutdown</i>) ke status tersinkron dengan jaringan
studi energi tidak terlayani	metode memperkirakan kemungkinan kegagalan pelayanan beban rencana ekspansi sumber daya tertentu serta untuk prakiraan beban, dengan menggunakan kriteria persentase (%) dari

	perkiraan energi (MWh) yang tidak terlayani atau prakiraan beban yang tidak terpenuhi
subsistem	sistem di bawah <i>backbone</i> 500 (lima ratus) kV yang disuplai oleh IBT 500/150 kV dan unit pembangkit yang tersambung pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV
<i>supervisory control and data acquisition (SCADA) system</i> atau sistem SCADA	pengontrol dan pengukur jarak jauh yang digunakan dalam tenaga listrik yang mengumpulkan data operasional seperti frekuensi, tegangan, aliran daya, posisi PMT dalam jaringan, serta memproses dan menampilkannya di pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
tegangan tinggi atau TT	tegangan di atas 35 (tiga puluh lima) kV sampai dengan 150 (seratus lima puluh) kV dalam jaringan
tegangan ekstratinggi atau TET	tegangan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 (lima ratus) kV dalam jaringan
THD	<i>total harmonic distortion</i>
titik sambung	titik sambung antara jaringan dan instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik
topologi	arsitektur komunikasi untuk pengiriman data dari pengirim ke penerima
trafo generator	trafo yang digunakan mengonversikan tegangan generator ke tingkat yang diperlukan pada titik sambung ke jaringan (<i>grid</i>)
TV	<i>tertier voltage</i>
unit pembangkit	kombinasi penggerak mula dan generator (dan peralatan lain) yang membangkitkan daya listrik arus bolak-balik
VA	volt-ampere
waktu keluar minimum	waktu minimum unit pembangkit di luar jaringan setelah <i>shutdown</i>

Aturan Jaringan Jawa, Madura, dan Bali ini merupakan dokumen yang bersifat dinamis sehingga harus selalu dievaluasi oleh KMAJ Jawa, Madura, dan Bali.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

ARIFIN TASRIF

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,



M. Idris F. Sihite

LAMPIRAN II
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 20 TAHUN 2020
TENTANG
ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)

ATURAN JARINGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)
SUMATERA

DAFTAR ISI

Pendahuluan.....	- 215 -
ATURAN MANAJEMEN JARINGAN (<i>GRID MANAGEMENT CODE - GMC</i>)	- 216 -
GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Sumatera.....	- 216 -
GMC 2 Penyelesaian Perselisihan	- 220 -
GMC 3 Investigasi terhadap Ketidapatuhan dan Kejadian Penting-	221 -
GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidapatuhan Aturan Jaringan Sumatera.....	- 222 -
GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Sumatera	- 223 -
GMC 6 Pelaporan	- 223 -
GMC 7 Laporan Khusus	- 224 -
GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Sumatera.....	- 224 -
GMC 9 Keadaan Tidak Terduga	- 225 -
GMC 10 Usulan Perubahan	- 226 -
ATURAN PENYAMBUNGAN (<i>CONNECTION CODE - CC</i>)	- 227 -
CC 1 Tujuan	- 227 -
CC 2 Subyek Aturan Penyambungan	- 227 -
CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan	- 228 -
CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung.....	- 232 -
CC 5 Prosedur Penyambungan.....	- 249 -
CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar	- 256 -
CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian	- 256 -
Appendix 1 : Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung.....	- 257 -
Appendix 2 : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (<i>Equipment Numbering and Code Identification</i>)	- 276 -
Appendix 3 : Pengukuran, Telemetry, dan Remote Control pada Titik Sambung.....	- 279 -
ATURAN OPERASI (<i>OPERATING CODE - OC</i>)	- 282 -
OC 1 Pokok.....	- 282 -
OC 2 Margin Cadangan Operasi	- 291 -
OC 3 Pengendalian Frekuensi	- 292 -
OC 4 Pengendalian Tegangan	- 295 -

OC 5	Proteksi Jaringan	- 296 -
OC 6	Stabilitas Sistem	- 297 -
OC 7	Prosedur Darurat	- 298 -
OC 8	Prosedur Pemulihan Sistem.....	- 301 -
OC 9	Koordinasi Keselamatan	- 304 -
OC 10	Penghubung Operasi	- 306 -
OC 11	Pelaporan Kejadian Penting	- 311 -
OC 12	Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan	- 314 -
OC 13	Penomoran dan Penamaan Peralatan	- 322 -
OC 14	Rating Peralatan.....	- 322 -
ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (<i>SCHEDULING AND DISPATCH CODE</i> - SDC)		- 324 -
SDC 1	Prinsip Dasar	- 324 -
SDC 2	Perencanaan Operasi Tahunan.....	- 325 -
SDC 3	Rencana Operasi Bulanan	- 328 -
SDC 4	Rencana Operasi Mingguan.....	- 332 -
SDC 5	Rencana Operasi Harian (<i>Dispatch</i>).....	- 335 -
SDC 6	Operasi <i>Real Time</i> dan <i>Dispatch</i> Ulang.....	- 338 -
SDC 7	Pembebanan Pembangkit	- 339 -
SDC 8	Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi	- 344 -
Appendix 1: Prakiraan Beban		- 344 -
Appendix 2: Rencana Pemeliharaan.....		- 348 -
Appendix 3: Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit		- 353 -
Appendix 4: Perintah Dispatch (Pelaksanaan).....		- 357 -
ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK (<i>SETTLEMENT CODE</i> - SC).....		- 360 -
SC 1	Pendahuluan.....	- 360 -
SC 2	Penagihan dan Pembayaran	- 360 -
SC 3	Penyelesaian Perselisihan Transaksi.....	- 362 -
SC 4	Pemrosesan Data Meter	- 363 -
SC 5	Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik	- 365 -
SC 6	Ketersediaan Data Meter untuk Pihak lain	- 365 -
SC 7	Ketentuan Lainnya	- 365 -
ATURAN PENGUKURAN (<i>METERING CODE</i> - MC)		- 366 -
MC 1	Kriteria Pengukuran	- 366 -
MC 2	Persyaratan Peralatan Meter.....	- 368 -

MC 3	<i>Commissioning</i>	- 371 -
MC 4	Pengujian Setelah <i>Commissioning</i>	- 372 -
MC 5	Segel dan <i>Programming</i> Ulang.....	- 373 -
MC 6	Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan	- 373 -
MC 7	Keamanan Instalasi Meter dan Data	- 375 -
MC 8	Hal Lain	- 376 -
ATURAN KEBUTUHAN DATA (<i>DATA REQUIREMENTS CODE - DRC</i>).....		- 377 -
DRC 1	Kebutuhan Data Spesifik.....	- 377 -
DRC 2	Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero).....	- 378 -
DRC 3	Data yang Tidak Disampaikan.....	- 379 -
APPENDIX A - RANGKUMAN JADWAL		- 396 -
I.	Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan..	- 396 -
II.	Manajemen Jaringan	- 397 -
III.	Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)	- 397 -
IV.	Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya).....	- 398 -
V.	Rencana <i>Dispatch</i> Harian (untuk Hari Berikutnya).....	- 398 -
VI.	Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik	- 398 -
APPENDIX B – TERMINOLOGI (<i>GLOSSARY</i>)		- 400 -

PENDAHULUAN

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Sumatera yang selanjutnya disebut Aturan Jaringan Sumatera merupakan serangkaian aturan, persyaratan, dan standar yang bersifat dinamis dan adaptif untuk memastikan jaringan Sistem Tenaga Listrik Sumatera yang aman, andal, dan efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan penyediaan tenaga listrik.

Aturan Jaringan Sumatera disusun berdasarkan kondisi struktur Sistem Tenaga Listrik Sumatera saat ini untuk diberlakukan kepada pelaku usaha penyediaan tenaga listrik, yang selanjutnya disebut pelaku usaha, atau pemakai jaringan Sistem Tenaga Listrik, yang selanjutnya disebut pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Sumatera, yang terdiri atas:

1. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
2. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
3. pengelola pembangunan PT PLN (Persero);
4. pengelola pembangkit;
5. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
6. konsumen tenaga listrik yang instalasinya secara langsung tersambung ke jaringan transmisi; dan
7. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan perjanjian khusus termasuk kerja sama operasi (KSO).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Sumatera harus memenuhi semua ketentuan dalam Aturan Jaringan Sumatera sebagai dasar dalam perencanaan, penyambungan, pengoperasian, dan pengembangan instalasi penyediaan tenaga listrik yang dimiliki. Selain itu, ketentuan pada Aturan Jaringan Sumatera akan memberikan kejelasan mengenai hak dan tanggung jawab masing-masing pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Sumatera.

ATURAN MANAJEMEN JARINGAN
(GRID MANAGEMENT CODE - GMC)

Aturan Manajemen Jaringan dimaksudkan untuk menjelaskan prosedur umum mengenai perubahan Aturan Jaringan Sumatera, penyelesaian perselisihan, dan penilaian kembali secara periodik pengoperasian dan manajemen jaringan transmisi (*grid*). Penerapan prosedur tersebut akan mendorong terciptanya keandalan dan keamanan jaringan, memacu efisiensi ekonomi dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi jaringan.

GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Sumatera

GMC 1.1 Komite Manajemen Aturan Jaringan (*the Grid Code Management Committee*) Sumatera yang selanjutnya disebut KMAJ Sumatera merupakan komite yang dibentuk untuk menjalankan prosedur yang ditentukan dalam Aturan Manajemen Jaringan.

GMC 1.2 KMAJ Sumatera bertugas:

- a. melakukan evaluasi atas Aturan Jaringan Sumatera dan implementasi Aturan Jaringan Sumatera, termasuk upaya peningkatan peran pembangkit energi baru dan terbarukan dalam jaringan Sistem Tenaga Listrik Sumatera;
- b. melakukan kajian atas usulan perubahan Aturan Jaringan Sumatera yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. membuat rekomendasi dalam hal diperlukan perubahan Aturan Jaringan Sumatera;
- d. mempublikasikan rekomendasi perubahan Aturan Jaringan Sumatera; dan
- e. melakukan investigasi dan membuat rekomendasi dalam penegakan Aturan Jaringan Sumatera.

GMC 1.3 Perwakilan dalam KMAJ Sumatera

GMC 1.3.1 KMAJ Sumatera terdiri atas perwakilan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi, PT PLN (Persero) kantor pusat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola pembangkit PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola distribusi PT PLN (Persero), pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik, dan inspektur ketenagalistrikan.

Komposisi KMAJ Sumatera terdiri atas:

- a. seorang ketua yang dijabat oleh pemimpin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan seorang sekretaris dari salah seorang anggota; dan
- b. anggota, yang terdiri atas perwakilan dari:
 1. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
 2. PT PLN (Persero) kantor pusat;
 3. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 4. pengelola pembangkit PT PLN (Persero);
 5. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
 6. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
 7. pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
 8. konsumen tenaga listrik; dan
 9. inspektur ketenagalistrikan.

Keanggotaan KMAJ Sumatera berjumlah ganjil dan paling sedikit 15 (lima belas) orang. Pembentukan KMAJ Sumatera ditetapkan oleh Direktur Jenderal atas nama Menteri.

GMC 1.3.2 Penunjukan setiap anggota KMAJ Sumatera dilakukan oleh masing-masing pihak dengan pemberitahuan secara resmi kepada KMAJ Sumatera. Apabila dianggap perlu, pihak yang diwakili dapat mengusulkan penggantian anggota dalam KMAJ Sumatera dengan penjelasan tentang alasan penggantian.

GMC 1.4 Jabatan ketua KMAJ Sumatera secara otomatis berakhir apabila yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk instansi atau perusahaan yang diwakilinya dan segera dipilih penggantinya.

Ketua KMAJ Sumatera harus menyusun kepengurusan KMAJ paling lambat 3 (tiga) bulan terhitung sejak ditetapkan menjadi ketua KMAJ Sumatera.

Masa kerja anggota KMAJ Sumatera selama 2 (dua) tahun dan diusulkan atau dipilih kembali untuk masa kerja berikutnya.

GMC 1.5 KMAJ Sumatera harus membuat, mempublikasikan, dan memenuhi semua aturan dan prosedur.

KMAJ Sumatera harus menyelenggarakan pertemuan paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun untuk mengkaji ulang pengoperasian jaringan (*grid*). Pertemuan lainnya diselenggarakan sesuai

kebutuhan untuk menangani permasalahan dan isu yang disampaikan kepada KMAJ Sumatera.

KMAJ Sumatera dapat membentuk:

- a. subkomite perencanaan;
- b. subkomite pengoperasian;
- c. subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*); dan
- d. subkomite energi baru dan terbarukan.

Beberapa subkomite lainnya dapat dibentuk untuk menangani kegiatan KMAJ Sumatera.

GMC 1.5.1 Subkomite perencanaan bertugas:

- a. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
- b. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan.

GMC 1.5.2 Subkomite pengoperasian bertugas:

- a. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan;
- b. mengkaji perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
- c. mengkaji ketidakpatuhan terhadap aturan jaringan; dan
- d. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian.

Subkomite pengoperasian melakukan pertemuan setiap triwulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian triwulan sebelumnya.

GMC 1.5.3 Subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) bertugas:

- a. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
- b. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.5.4 Subkomite energi baru dan terbarukan mempunyai fungsi perencanaan, pengoperasian, dan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) energi baru dan terbarukan (EBT).

Dalam melaksanakan fungsinya, subkomite energi baru dan terbarukan bertugas:

- a. melakukan kajian perencanaan energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
 2. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan;
- b. melakukan kajian pengoperasian energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan serta perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
 2. mengkaji ketidakpatuhan terhadap aturan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian; dan
- c. melakukan kajian pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) pembangkit energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
 2. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.6 Biaya Operasional KMAJ Sumatera

Biaya operasional KMAJ Sumatera dibebankan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang diatur lebih lanjut oleh KMAJ Sumatera.

GMC 1.7 Pengambilan Keputusan

GMC 1.7.1 Rapat KMAJ Sumatera dapat dilaksanakan secara rutin dengan kesepakatan dan sesuai dengan ketentuan internal KMAJ Sumatera.

GMC 1.7.2 KMAJ Sumatera dapat mengambil keputusan dalam rapat dengan syarat terdapat perwakilan dari:

- a. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);

- c. pengelola pembangkit PT PLN (Persero) dan/atau wakil pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- e. pengelola distribusi PT PLN (Persero), dan
- f. konsumen tenaga listrik.

GMC 2 Penyelesaian Perselisihan

Interpretasi Aturan Jaringan Sumatera dapat menimbulkan perselisihan. Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Sumatera yang ditentukan dalam klausul ini berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan yang diatur tersendiri dalam Aturan Transaksi Tenaga Listrik.

GMC 2.1 Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama

Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Sumatera tahap pertama sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan timbul di antara para pihak dan tidak dapat diselesaikan secara informal, salah satu pihak dapat mengajukan permasalahan secara tertulis kepada pihak lain;
- b. para pihak yang bersengketa harus bertemu untuk mendiskusikan dan mengusahakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak;
- c. apabila perselisihan tidak terselesaikan, dibentuk panitia yang terdiri atas perwakilan para pihak untuk mendiskusikan dan mengupayakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak; dan
- d. apabila perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud dalam huruf c, atas permintaan salah satu atau kedua pihak, permasalahan tersebut diteruskan kepada KMAJ Sumatera untuk penyelesaian. KMAJ Sumatera dapat meneruskan permasalahan tersebut kepada panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Sumatera.

GMC 2.2 Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan Sumatera

Dalam hal perselisihan spesifik, KMAJ Sumatera harus menunjuk panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Sumatera yang terdiri atas 3 (tiga) atau 5 (lima) personel yang memiliki pengetahuan

dan kemampuan teknis dalam membahas pokok persoalan yang dipermasalahkan oleh para pihak yang berselisih.

Panel tersebut harus melakukan rapat resmi untuk mendengar dan menerima pernyataan (testimoni) dari para pihak. Pernyataan para pihak dan keputusan panel harus didokumentasikan, disampaikan kepada kedua belah pihak, dan disimpan sebagai catatan KMAJ Sumatera. Keputusan panel bersifat mengikat dan final.

GMC 2.3 Biaya Penyelesaian Perselisihan

Apabila suatu perselisihan berlanjut dari proses penyelesaian tahap pertama, biaya proses penyelesaian akan dibagi dengan ketentuan sebagai berikut:

1. apabila perselisihan terselesaikan, alokasi biaya penyelesaian perselisihan dituangkan dalam kesepakatan; atau
2. apabila perselisihan tidak terselesaikan (misalnya perselisihan dihentikan, dibatalkan, atau diteruskan ke pengadilan), pembebanan biaya penyelesaian perselisihan dengan ketentuan sebagai berikut:
 - a. permasalahan diajukan oleh salah satu pihak, pihak yang mengajukan permasalahan dibebani seluruh biaya proses penyelesaian perselisihan; atau
 - b. permasalahan diajukan oleh kedua belah pihak, kedua belah pihak dibebani sama besar atas biaya proses penyelesaian perselisihan.

GMC 3 Investigasi terhadap Ketidapatuhan dan Kejadian Penting

Dalam hal terdapat laporan ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas pelaksanaan Aturan Jaringan Sumatera, subkomite pengoperasian melakukan investigasi terhadap laporan ketidakpatuhan tersebut. Dalam hal terdapat kejadian penting, subkomite pengoperasian dapat melakukan investigasi terhadap kejadian penting.

Hasil investigasi dilaporkan kepada KMAJ Sumatera dalam bentuk rekomendasi berupa:

- a. patuh atau tidak patuh terhadap ketentuan Aturan Jaringan Sumatera. Ketidakpatuhan tersebut diklasifikasikan menjadi ringan atau berat sesuai yang diatur dalam GMC 4 (Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Sumatera); atau
- b. tindakan koreksi untuk peningkatan keamanan dan keandalan operasi sistem.

GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Sumatera

GMC 4.1 Klasifikasi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Sumatera

Setiap laporan ketidakpatuhan yang diinvestigasi oleh subkomite pengoperasian akan diputuskan bahwa pihak tersebut:

- a. patuh; atau
- b. tidak patuh.

Ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diklasifikasikan menjadi 2 (dua) kategori yaitu:

- a. ketidakpatuhan ringan, didefinisikan sebagai:
 - 1. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap keandalan sistem;
 - 2. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap aspek komersial; atau
 - 3. ketidakpatuhan yang tidak ada unsur kesengajaan (misalnya karena kendala teknis); dan
- b. ketidakpatuhan berat, didefinisikan sebagai:
 - 1. ketidakpatuhan ringan yang tidak ditindaklanjuti atau berulang;
 - 2. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap keandalan sistem;
 - 3. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap aspek komersial; atau
 - 4. ketidakpatuhan yang ada unsur kesengajaan, misalnya dilakukan untuk mengambil keuntungan secara komersial.

GMC 4.2 Konsekuensi ketidakpatuhan Aturan Jaringan Sumatera sebagai berikut:

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan harus melakukan penyesuaian terhadap Aturan Jaringan Sumatera dalam jangka waktu yang ditentukan oleh KMAJ Sumatera; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat dapat dilakukan pemutusan atau pelepasan dari jaringan.

GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Sumatera

Dalam hal KMAJ Sumatera menyimpulkan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak patuh terhadap Aturan Jaringan Sumatera, KMAJ Sumatera mengajukan proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Sumatera, dengan tahapan sebagai berikut:

- a. KMAJ Sumatera menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan, tindakan perbaikan yang diperlukan, dan jangka waktu yang diberikan untuk tindakan perbaikan;
- b. pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan memberikan jawaban tertulis atas tuduhan ketidakpatuhan termasuk informasi kesediaan untuk mematuhi instruksi KMAJ Sumatera, paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak surat pemberitahuan diterima;
- c. dalam hal pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan sesuai dengan instruksi KMAJ Sumatera, KMAJ Sumatera memonitor dan dapat meminta laporan perkembangan tindakan perbaikan yang dilakukan sampai dengan jangka waktu yang diberikan;
- d. dalam hal pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan tidak menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan atau dalam hal sampai dengan jangka waktu yang diberikan tidak dilakukan tindakan perbaikan, KMAJ Sumatera mengklasifikasikan sebagai ketidakpatuhan berat; dan
- e. KMAJ Sumatera menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat sebagaimana dimaksud dalam huruf d disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan serta menginformasikan penalti sesuai dengan ketentuan yang berlaku dan/atau pemutusan sambung dari jaringan.

GMC 6 Pelaporan

GMC 6.1 Laporan Tahunan

KMAJ Sumatera harus menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya yang disampaikan kepada Direktur Jenderal paling lambat tanggal 1 Maret.

Format laporan tahunan operasi jaringan ditentukan lebih lanjut oleh KMAJ Sumatera.

GMC 6.2 Pelaporan Kejadian Penting

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melaporkan kejadian penting seperti gangguan besar dalam sistem kepada KMAJ Sumatera sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 11.1 - Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting).

KMAJ Sumatera melakukan penelitian terhadap konsep (*draft*) laporan pendahuluan kejadian penting, laporan pendahuluan kejadian penting, dan laporan final kejadian penting yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Hasil penelitian KMAJ Sumatera terhadap laporan final kejadian penting termasuk rekomendasi pengenaan sanksi dan/atau tindakan koreksi disampaikan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal paling lambat 14 (empat belas) hari terhitung sejak laporan diterima oleh KMAJ Sumatera.

GMC 7 Laporan Khusus

Laporan khusus harus disusun oleh KMAJ Sumatera berdasarkan permintaan dari Pemerintah atau atas permintaan 1 (satu) atau lebih pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Sumatera

GMC 8.1 Aturan Jaringan Sumatera diterbitkan dan diberlakukan dalam bahasa Indonesia.

GMC 8.2 Semua komunikasi operasional di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menggunakan bahasa Indonesia, kecuali dengan persetujuan tertulis dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

GMC 8.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan:

- a. unit di bawah PT PLN (Persero) yang melaksanakan pengelolaan operasi Sistem Tenaga Listrik; dan
- b. koordinator keseluruhan dalam pengoperasian jaringan termasuk *dispatch*.

Pengorganisasian tersebut dapat diubah sesuai dengan perkembangan struktur organisasi dalam proses restrukturisasi sektor tenaga listrik.

GMC 8.4 Kata tertulis dalam Aturan Jaringan Sumatera mengandung pengertian dengan mesin ketik, printer, litografi, faksimile, dan cara lain mereproduksi kata yang jelas terbaca dan permanen, serta cara yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pengiriman melalui *link* komputer ke komputer (LAN atau *e-mail*).

- GMC 8.5 Dalam hal terdapat suatu *item* dengan data yang dinyatakan sebagai bilangan bulat, pecahan yang lebih kecil dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke bawah dan pecahan yang sama atau yang lebih besar dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke atas.
- GMC 8.6 Semua referensi waktu merupakan Waktu Indonesia Barat (WIB) dan dinyatakan dalam notasi 24 (dua puluh empat) jam, 2 (dua) digit untuk jam (00 hingga 23), dan 2 (dua) digit untuk menit (00 hingga 59) dengan ekspresi pukul.
- GMC 8.7 Semua unit, simbol, dan perkalian mengikuti konvensi internasional.
- GMC 9 Keadaan Tidak Terduga
- GMC 9.1 Dalam hal terjadi suatu keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan Aturan Jaringan Sumatera, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dengan itikad baik segera melakukan koordinasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat. Dalam hal tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pandangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkena akibat. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sepanjang instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik atau spesifikasi teknis peralatan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terdaftar sesuai dengan Aturan Jaringan Sumatera. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera menyampaikan semua keadaan tidak terduga yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Sumatera berikut keputusan terkait kepada KMAJ Sumatera untuk dilakukan kaji ulang.
- GMC 9.2 KMAJ Sumatera akan mengkaji hal yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Sumatera dan mengusulkan perubahan Aturan Jaringan Sumatera kepada Menteri melalui Direktur Jenderal.
- GMC 9.3 Perjanjian atau kontrak yang ada antara pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik yang telah tersambung ke jaringan dan PT PLN (Persero) harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Sumatera ini paling lambat 3 (tiga) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan. Apabila penyesuaian tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain yang dapat diterima, pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik harus melapor kepada KMAJ

Sumatera paling lambat 2 (dua) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

Apabila pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik belum tersambung ke jaringan namun telah menandatangani perjanjian atau kontrak dengan PT PLN (Persero), perjanjian atau kontrak harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Sumatera ini paling lambat 1 (satu) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan. Apabila penyesuaian tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain yang dapat diterima, pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik harus melapor kepada KMAJ Sumatera paling lambat 6 (enam) bulan terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

KMAJ Sumatera mengevaluasi laporan yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Jika dianggap perlu, dilakukan pembahasan dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memutuskan apakah pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat terus tersambung ke jaringan. Sejak Aturan Jaringan Sumatera ini berlaku sampai dengan tercapai kesepakatan operasional yang baru, ketentuan dan besaran dalam PJBL yang ada digunakan sebagai acuan operasional.

GMC 10 Usulan Perubahan

Dalam hal perlu dilakukan perubahan dalam Aturan Jaringan Sumatera, usulan perubahan dapat disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, atau Pemerintah yang dilengkapi dengan pertimbangan dan data pendukung dan disampaikan kepada KMAJ Sumatera.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Sumatera disetujui, KMAJ Sumatera menyampaikan usulan perubahan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal untuk selanjutnya dituangkan dalam Peraturan Menteri.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Sumatera ditolak oleh KMAJ Sumatera, keputusan penolakan harus disampaikan secara tertulis kepada pihak yang mengajukan disertai dengan alasan penolakan.

ATURAN PENYAMBUNGAN
(*CONNECTION CODE - CC*)

Aturan Penyambungan berisi persyaratan minimum teknis dan operasional untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik yang sudah maupun yang akan tersambung ke jaringan transmisi, serta persyaratan minimum teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada titik sambung dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 1 Tujuan

Tujuan Aturan Penyambungan dimaksudkan untuk memastikan bahwa:

- a. persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam penyambungan dengan jaringan transmisi dinyatakan secara jelas; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersambung dengan jaringan transmisi jika persyaratan teknis dan operasional yang dinyatakan dalam Aturan Penyambungan dipenuhi.

CC 2 Subyek Aturan Penyambungan

Aturan Penyambungan diberlakukan untuk pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke sistem interkoneksi Sumatera, antara lain:

- a. pengelola pembangkit yang tersambung langsung dengan jaringan;
- b. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- c. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- d. konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung ke jaringan atau jaringan wilayah usaha lain yang tersambung dengan jaringan pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- e. perusahaan yang bekerja untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, antara lain konsultan, kontraktor pembangunan, dan kontraktor pemeliharaan.

CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus memastikan agar unjuk kerja berikut ini dipenuhi pada setiap titik sambung.

CC 3.1 Variasi pada Frekuensi

Frekuensi nominal di jaringan yaitu 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz. Frekuensi sistem dapat naik sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz dan turun sampai dengan 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz pada keadaan luar biasa. Desain unit pembangkit dan peralatan harus dapat beroperasi sesuai batas rentang frekuensi operasi berikut ini:

Tabel 1. Batas Rentang Frekuensi Operasi

Rentang Frekuensi	Rentang Waktu Operasi
$51,50 \text{ Hz} < f \leq 52,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 15 menit
$51,00 \text{ Hz} < f \leq 51,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$49,00 \text{ Hz} \leq f \leq 51,00 \text{ Hz}$	Beroperasi secara terus-menerus
$47,50 \text{ Hz} < f < 49,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$47,00 \text{ Hz} < f \leq 47,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 6 detik

*f: frekuensi pada jaringan

CC 3.2 Variasi pada Tegangan Sistem

Perubahan tegangan pada jaringan harus dipertahankan dalam batas rentang variasi tegangan sebagai berikut:

Tabel 2. Batas Rentang Variasi Tegangan

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
500 kV	+5%, -5%
275 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
66 kV*	+5%, -10%

Tegangan maksimum di setiap level tegangan pada kondisi tidak normal dibatasi sebagai berikut:

Tabel 3. Batas Tegangan Maksimum

Tegangan Nominal	Tegangan Maksimum
500 kV	550 kV
275 kV	300 kV
150 kV	170 kV
66 kV*	72,5 kV

*) Ketentuan tegangan 66 (enam puluh enam) kV untuk sistem distribusi diatur dalam Aturan Distribusi

CC 3.3 Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan

CC 3.3.1 Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)

Distorsi harmonik total (*total harmonic distortion*) maksimum pada setiap titik sambung dalam kondisi operasi normal dan pada kondisi keluar terencana dan tidak terencana harus memenuhi batas distorsi harmonik tegangan sebagai berikut:

Tabel 4. Batas Distorsi Harmonik Tegangan

Tegangan pada Titik Sambung (Vn)	Distorsi Harmonik Tegangan Individu (%)	Distorsi Harmonik Tegangan Total – THDVn (%)
66 kV	3,0	5,0
150 kV	1,5	2,5
Vn ≥ 275 kV	1,0	1,5

Tingkat THD dapat terlewat pada saat tertentu dengan waktu yang singkat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) melakukan penilaian terhadap tingkat THD dan melakukan penelitian atau kajian khusus dampak dari tingkat THD tersebut pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai

jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya. Hasil penilaian atau kajian dampak dari tingkat THD diserahkan kepada KMAJ Sumatera. Selanjutnya KMAJ Sumatera melakukan tindakan sesuai dengan Aturan Manajemen Jaringan.

Batas *total demand distortion* (TDD) harmonik arus harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menjaga distorsi harmonik arus pada titik sambung di bawah batas yang ditentukan dalam tabel di bawah ini:

Tabel 5. Batasan Distorsi Harmonik Arus

Batasan Distorsi Harmonik Arus	
$V_n \leq 66 \text{ kV}$	
$I_{hs}/I_L (x)$	Distorsi Harmonik Arus Maksimum dalam Persen I_L
	<i>Total Demand Distortion</i>
$x < 20^*$	5,0%
$20 \leq x < 50$	8,0%
$50 \leq x < 100$	12,0%
$100 \leq x \leq 1000$	15,0%
>1000	20,0%
$66 \text{ kV} < V_n \leq 150 \text{ kV}$	
$x < 20^*$	2,5%
$20 \leq x < 50$	4,0%
$50 \leq x < 100$	6,0%
$100 \leq x \leq 1000$	7,5%
>1000	10,0%
$V_n \geq 150 \text{ kV}$	
$x < 20^*$	2,5%
$20 \leq x < 50$	4,0%

CC 3.3.2 Maksimum komponen urutan *phase* negatif dari tegangan *phase* dalam jaringan tidak melebihi 1% (satu persen) pada kondisi operasi normal dan jaringan keluar terencana, kecuali apabila kejadian abnormal terjadi. Komponen urutan *phase* negatif diizinkan tidak melebihi 2% (dua persen) selama kejadian tegangan impuls sesaat (*infrequently short duration peaks*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) membuat penilaian atau kajian khusus dampak tingkat ketidakseimbangan tersebut apakah dapat diterima pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya.

CC 3.3.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang *power quality meter* dengan kelas meter sama dengan milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), yang dapat memantau secara terus-menerus dan merekam tingkat THD dan ketidakseimbangan *phase* di jaringan pada titik sambung.

CC 3.4 Fluktuasi Tegangan

Fluktuasi tegangan pada suatu titik sambung dengan beban berfluktuasi harus memenuhi ketentuan sebagai berikut:

- a. fluktuasi tegangan tidak melebihi 2% (dua persen) dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan *step* di setiap level tegangan yang dapat terjadi berulang. Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan *step* dan jarang terjadi dapat diizinkan sampai dengan 3% (tiga persen), sepanjang tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan transmisi atau instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- b. kedip tegangan (*dip*) hingga 5% (lima persen) saat menyalakan motor listrik yang tidak sering terjadi dapat ditolerir; dan
- c. tingkat keparahan kelip (*flicker*) yang dapat diterima untuk beban yang tersambung ke jaringan pada tegangan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,6 (nol koma enam) untuk *flicker* jangka panjang (Plt). Tingkat keparahan kelip (*flicker*) untuk tegangan lebih rendah dari level tegangan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 1,0 (satu koma nol) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka panjang (Plt).

CC 3.5 Ketidakseimbangan Beban

Ketidakseimbangan beban pada titik sambung terminal instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak melebihi 1% (satu persen) untuk 5 (lima) kali kejadian dalam

waktu 30 (tiga puluh) menit. Untuk beban traksi yang tersambung ke jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) bekerja sama membuat batasan dari ketidakseimbangan dan melakukan pengukuran dan pemantauan terhadap tingkat ketidakseimbangan pada titik sambung.

CC 3.6 Faktor Daya pada Beban

Faktor daya (*power factor*) atau $\text{Cos } \varphi$ pada titik sambung antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan dijaga pada kisaran 0,9 (nol koma sembilan) *lagging* sampai dengan 0,9 (nol koma sembilan) *leading*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyiapkan peralatan kompensasi agar faktor daya beban tetap terjaga pada rentang tersebut. Faktor daya dimonitor dalam rentang waktu per 30 (tiga puluh) menit.

CC 3.7 Karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6 mungkin tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada sistem, seperti terpisahnya sistem menjadi sistem isolasi terpisah (*islanding system*) karena pembangkit besar, keluarnya komponen yang besar dari sistem, dan/atau terjadi *voltage collapse*. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6, kecuali pada kondisi sangat parah.

CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung

Bagian ini mengatur syarat untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi atau GI, di mana pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan dipatuhinya aturan tersebut.

CC 4.1 Persyaratan Umum untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri kelistrikan (*good utility practices*), mengikuti standar nasional Indonesia atau standar internasional yang disepakati, dan harus mampu dioperasikan pada kondisi yang didefinisikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung harus memenuhi persyaratan dan

standar yang diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)*.

Desain jaringan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi tidak terbatas pada:

- a. unit pembangkit;
- b. transmisi;
- c. distribusi; dan
- d. interkoneksi.

CC 4.1.1 Bahasa dan penamaan peralatan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. semua simbol dan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus menggunakan bahasa Indonesia dan/atau bahasa Inggris;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memudahkan identifikasi peralatan dan mencegah tidak terjadinya duplikasi penamaan;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus sesuai dengan kesepakatan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. jika terjadi perubahan atau penambahan pada konfigurasi peralatan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pembaharuan terhadap penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan dan menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk tujuan keseragaman.

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan tercantum dalam *Appendix 2 – Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan)*.

CC 4.1.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak untuk meminta dan menyimpan spesifikasi teknis semua peralatan yang terpasang pada jaringan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik dalam periode pemakaian jaringan maupun setiap ada perubahan pada konfigurasi jaringan. Spesifikasi teknis ini dapat

digunakan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagai dasar perencanaan, evaluasi, analisa, atau kebutuhan publikasi.

CC 4.1.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait peralatan yang mengalami malfungsi atau malkerja yang dapat menyebabkan pengaruh terhadap keadaan operasi yang aman sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 1.3 – Keadaan Operasi yang Aman).

CC 4.2 Persyaratan Teknis untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

CC 4.2.1 Sistem pembumian (*grounding*) pada peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi harus sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Sistem pembumian (*grounding*) terdiri atas pembumian untuk penghantar tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi, pembumian untuk GI, pembumian untuk pelataran hubung (*switchyard*), pembumian untuk gedung, serta pembumian untuk ruang kontrol dan ruang proteksi konvensional dan digital.

CC 4.2.2 Batas Tegangan Impuls Jaringan Transmisi

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan tingkat isolasi dari peralatan yang terpasang sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.2.3 Ketentuan peralatan penghubung seperti PMT, PMS, peralatan pembumian, transformator tenaga, transformator tegangan, transformator arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *line traps*, peralatan kopling, generator diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standar Peralatan pada Titik sambung)*.

CC 4.2.4 Pengaman Jaringan (*Grid Protection*)

CC 4.2.4.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemasangan peralatan pengaman dan pengaturan pada peralatan pengaman jaringan sesuai yang diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standar Peralatan pada Titik Sambung)* atau berdasarkan permintaan dari pengelola transmisi PT PLN (Persero) yang sesuai

dengan analisis dan evaluasi dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.2.4.2 Perubahan *setting* proteksi diatur dalam *Appendix 1* - Aturan Penyambungan (CCA1 2.1 - Pengaturan Proteksi).

CC 4.2.5 GI dengan *outlet* pembangkit berkapasitas total paling kecil 100 (seratus) MW harus mempunyai konfigurasi *one and half breaker*.

CC 4.3 Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

CC 4.3.1 Skema Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak memasang atau meminta pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasang peralatan dalam rangka pengamanan Sistem Tenaga Listrik yang dilakukan berdasarkan kajian dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero).

CC 4.3.2 Pemasangan peralatan skema proteksi sistem berdasarkan kesepakatan antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.3.3 Perubahan pengaturan pada peralatan skema proteksi pertahanan sistem dapat dilakukan secara berkala setiap 1 (satu) tahun atau setiap terjadi perubahan konfigurasi pada jaringan sesuai dengan kebutuhan.

CC 4.4 Persyaratan Unit Pembangkit

CC 4.4.1 Pendahuluan

Bagian ini mengatur kriteria teknis dan desain serta persyaratan unjuk kerja unit pembangkit yang tersambung ke jaringan transmisi.

CC 4.4.2 Persyaratan Kinerja Pembangkit

CC 4.4.2.1 Keluaran Daya Unit Pembangkit

Unit pembangkit harus mampu beroperasi secara terus-menerus mengeluarkan daya aktif tanpa terganggu pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi). Pembangkit EBT intermiten harus mampu mengeluarkan daya aktif sesuai dengan ketersediaan sumber utama pada titik sambung.

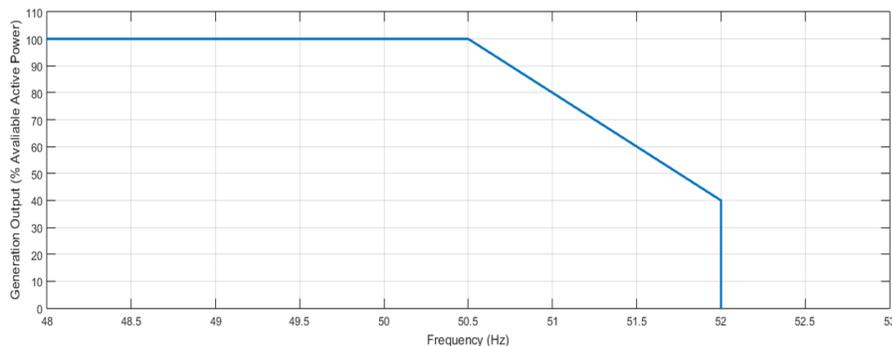
CC 4.4.2.2 Pembangkit EBT intermiten harus dilengkapi dengan sistem pengaturan daya aktif yang dapat beroperasi pada mode pengaturan sebagai berikut:

- a. produksi daya aktif bebas, yaitu pembangkit EBT intermiten memproduksi daya aktif maksimum tergantung dari ketersediaan sumber energi primer;
- b. pembatasan daya aktif, yaitu pembangkit EBT intermiten harus beroperasi memproduksi daya aktif yang diatur oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. pembatasan *gradient/ramp rate* daya aktif, yaitu kecepatan maksimum (*ramp rate*) keluaran daya aktif pembangkit EBT intermiten harus bisa dimodifikasi pada *set point* atau nilai batasan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. apabila ada perubahan parameter pengaturan pada kasus di mana pembangkit EBT intermiten beroperasi pada pembatasan daya aktif dan pembatasan *gradient* daya aktif, perubahan tersebut harus dapat dilakukan dalam 2 (dua) detik dan selesai dilaksanakan tidak lebih dari 30 (tiga puluh) detik setelah menerima perintah perubahan parameter.

CC 4.4.2.3 Pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sesuai dengan yang ditentukan dalam pengaturan jangkauan frekuensi daya atau kurva kontrol frekuensi seperti pada Gambar 1 di bawah ini.

Pada rentang frekuensi sistem 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz, pembangkit EBT intermiten beroperasi dengan keluaran daya aktif normal sesuai dengan ketersediaan energi primer.

Pada rentang frekuensi sistem 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, pembangkit EBT intermiten menurunkan keluaran daya aktif dengan *gradient* penurunan sebesar 0,40 (nol koma empat nol) daya tersedia/Hz.



Gambar 1. Pengaturan Jangkauan Frekuensi Daya atau Kurva Kontrol Frekuensi

CC 4.4.2.4 Aksi sebagaimana dimaksud dalam CC 4.4.2.3 harus dilakukan secara otomatis, kecuali:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempertimbangkan bahwa sistem pengaturan yang diusulkan oleh pembangkit EBT intermiten, meski tidak otomatis, mencukupi untuk pengoperasian jaringan dengan mempertimbangkan:
 1. karakteristik dari fasilitas pembangkit EBT intermiten, ukuran, dan lokasi; dan
 2. situasi Sistem Tenaga Listrik saat ini dan yang akan datang.

Dalam hal diperlukan persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pertimbangan sebagaimana dimaksud pada angka 1 dan angka 2 harus dimasukkan ke dalam persetujuan penyambungan (*connection agreement*) atau amandemen persetujuan penyambungan; atau

- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan operator pembangkit EBT intermiten untuk menonaktifkan sistem pengaturan daya aktif.

CC 4.4.2.5 Kemampuan Daya Reaktif

Semua pembangkit sinkron harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya (*power factor*) antara 0,85 (nol koma delapan puluh lima) *lagging* dan 0,90 (nol koma sembilan puluh) *leading* pada terminal unit pembangkit.

Pembangkit EBT intermiten harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya antara 0,95 (nol koma sembilan puluh lima) *lagging* dan 0,95 (nol koma sembilan puluh lima) *leading* pada titik sambung.

Jika faktor daya yang disyaratkan tidak bisa dipenuhi oleh Pembangkit EBT intermiten, sumber daya reaktif (*reactive power resources*) tambahan harus disediakan di dalam fasilitas pembangkit. Sistem kendali dari pembangkit dan sumber daya reaktif tambahan harus dikoordinasikan sehingga ketentuan daya reaktif pada titik sambung dan kontrol tegangan bisa dipenuhi setiap saat.

CC 4.4.2.6 Susunan Kontrol Pembangkit Generator Sinkron

Unit pembangkit harus mampu berkontribusi terhadap pengaturan frekuensi dan tegangan dengan terus-menerus mengendalikan daya aktif dan daya reaktif yang dikirim ke jaringan transmisi. Unit pembangkit harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat (*speed governor*), pengatur pembebanan pembangkit otomatis (AGC) atau peralatan yang setara. Pembangkit generator sinkron dilengkapi

sistem kontrol eksitasi otomatis berikut *power system stabilizer* untuk pengaturan tegangan dan kestabilan sistem.

CC 4.4.2.7 *Governor* Reaksi Cepat (*Speed Governor*)

Pembangkit dengan generator sinkron harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat yang proporsional dengan turbin atau dilengkapi peralatan pengaturan beban setara yang diperlukan untuk memberikan respons terhadap frekuensi pada kondisi normal sesuai dengan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi. *Governor* reaksi cepat harus dapat beroperasi pada pengatur primer frekuensi sistem antara 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. *Governor* reaksi cepat harus didesain dan dioperasikan sesuai standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero):

- a. *governor* reaksi cepat mampu berkoordinasi dengan peralatan pengatur lainnya dan harus dapat mengatur keluaran daya aktif dari unit pembangkit dengan keadaan stabil pada rentang operasi unit pembangkit.
- b. *governor* reaksi cepat harus memenuhi persyaratan berikut:
 1. pada saat unit pembangkit lepas dari jaringan sistem tetapi masih memasok pelanggan, *governor* reaksi cepat harus dapat mengendalikan frekuensi sistem di bawah 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, kecuali unit pembangkit tersebut dapat beroperasi di bawah tingkat pengoperasian minimum;
 2. *governor* reaksi cepat untuk pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) dan pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU) harus dapat diatur agar beroperasi *speed droop* antara 3% (tiga persen) dan 5% (lima persen). Setelan *speed droop* lebih rendah dapat ditentukan untuk pembangkit listrik tenaga air (PLTA) setelah mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
 3. *deadband governor* reaksi cepat harus dapat diatur dengan nilai dalam rentang $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz atau ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. *governor* reaksi cepat mempunyai fasilitas untuk mengubah *setting* target frekuensi secara terus-menerus atau pada tahap maksimum 0,05 Hz (nol koma nol lima) Hz pada rentang 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz $\pm 0,10$ Hz (nol koma satu nol) Hz di *controller* pembebanan unit pembangkit atau peralatan yang setara sehingga dapat memenuhi syarat pada Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;

- d. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diharuskan untuk melakukan pengaturan frekuensi primer dengan *governor* reaksi cepat; dan
- e. pembangkit tenaga panas bumi (PLTP) yang tidak dilibatkan dalam pengaturan frekuensi dengan *governor* reaksi cepat harus melalui kajian khusus penyebab ketidakmampuan pembangkit tersebut.

CC 4.4.2.8 Sistem Kontrol Eksitasi Otomatis

Pembangkit dengan generator sinkron dan/atau *synchronous condenser* harus dilengkapi dengan sistem kontrol eksitasi otomatis yang memenuhi syarat sebagai berikut:

- a. sistem kontrol eksitasi otomatis yang bereaksi cepat, tipe statik, dan terus-menerus bekerja dilengkapi dengan *power system stabilizer* (PSS) untuk menjaga pengaturan tegangan terminal konstan unit pembangkit tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada keseluruhan rentang operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit agar memberikan izin pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyaksikan (*witness*) *commissioning test*. Sistem pengaturan eksitasi otomatis harus tetap beroperasi setiap saat dan tidak boleh dilepas atau dimatikan tanpa persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terlebih dahulu;
- b. unit pembangkit tidak diizinkan beroperasi pada mode daya reaktif konstan, mode faktor daya konstan, atau mode pengaturan khusus lainnya tanpa persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. sistem eksitasi harus dilengkapi dengan *power system stabilizer* (PSS) yang dapat meredam osilasi Sistem Tenaga Listrik pada rentang frekuensi 0,10 (nol koma satu nol) Hz sampai dengan 3,00 (tiga koma nol nol) Hz. *Power system stabilizer* (PSS) harus diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode antar area dengan *damping ratio* paling sedikit 10% (sepuluh persen) dengan tetap menjaga batas stabilitas yang cukup dari sistem pengaturan eksitasi. Pengelola pembangkit harus meminta persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk setelan *power system stabilizer* (PSS);
- d. sebelum *commercial operation date* (COD), masing-masing unit pembangkit memberikan bukti untuk meyakinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa *power system stabilizer* (PSS) unit pembangkit telah diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode osilasi antararea secara analitis dan tes verifikasi di lapangan, termasuk pengujian *switching* jaringan secara aktual. Pengelola pembangkit harus mengirim laporan kajian setelan *power system stabilizer* (PSS)

kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat 3 (tiga) bulan sebelum *commissioning test* unit pembangkit;

- e. susunan pengaturan frekuensi dan tegangan harus dapat beroperasi stabil secara terus-menerus pada kejadian gangguan di jaringan tanpa menyebabkan *trip* turbin dan penggerak utama dari pembangkit atau keluar dari jaringan; dan
- f. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diharuskan untuk melengkapi pembangkit dengan *power system stabilizer* (PSS).

CC 4.4.2.9 Pengaturan Pembangkitan Otomatis (*Automatic Generation Control*)

Pengaturan pembebanan pembangkit pada sistem harus dilakukan menggunakan fasilitas AGC yang berada di fasilitas pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Kecuali ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), unit pembangkit harus dilengkapi dengan pengatur pembangkitan agar AGC atau pengaturan keluaran (*output*) generator otomatis dapat mengikuti fluktuasi beban. Pengaturan pembebanan pembangkit dapat menyesuaikan keluaran generator dari sinyal yang dikirim dari fasilitas pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai keluaran yang diinginkan. Pengaturan beban yang dikirimkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dapat dibagi ke semua unit pembangkit di pusat pembangkit.

Setiap unit pembangkit harus mampu mengikuti beban pada seluruh rentang antara beban minimum dan kapasitas yang dideklarasikan unit pembangkit. Kemampuan unit pembangkit mengikuti beban meliputi aksi pengaturan sebagai berikut:

- a. mengikuti penjadwalan pembangkitan yang sudah ditetapkan;
- b. melaksanakan instruksi pembebanan; dan
- c. melaksanakan tugas AGC untuk tujuan pengaturan beban pada sistem pada rentang keluaran antara maksimum dan minimum yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Detail mengenai fasilitas yang mempengaruhi kemampuan pengaturan harus sesuai dengan syarat yang dideklarasikan pembangkit kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Penggunaan AGC tidak menyebabkan hambatan pada operasi governor reaksi cepat pada pembangkit atau sebaliknya.

Pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diharuskan untuk berpartisipasi dalam pengaturan frekuensi melalui peralatan AGC.

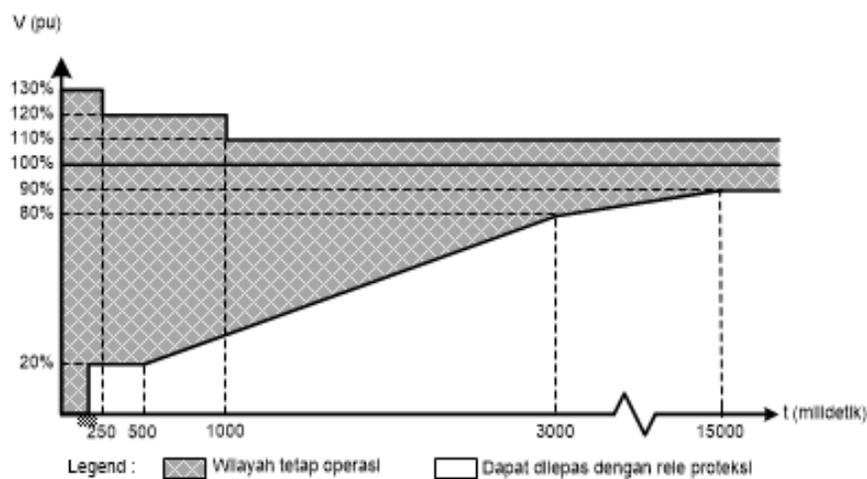
CC 4.4.3 Sistem Pengaturan Tegangan

CC 4.4.3.1 Pembangkit, *synchronous condenser*, dan/atau peralatan kompensator tegangan dari jenis *flexible alternating current transmission system* (FACTS) harus mampu berkontribusi untuk pengaturan tegangan dengan mengatur daya reaktif yang dipasok ke jaringan secara dinamis. Pembangkit harus dapat mempertahankan tegangan pada *busbar* tegangan tinggi (HV *Bubar*) pada nilai yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada batas daya reaktif yang tidak terlewati sesuai CC 4.4.2.5 (Kemampuan Daya Reaktif).

CC 4.4.3.2 Untuk memenuhi syarat sebagaimana dimaksud dalam CC 3.2 (Variasi pada Tegangan Sistem), unit pembangkit harus dilengkapi sistem pengaturan yang sesuai agar dapat mengatur tegangan atau pengaturan daya reaktif tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada seluruh rentang operasi.

CC 4.4.3.3 *Low Voltage Ride Through* (LVRT) dan *High Voltage Ride Through* (HVRT)

Semua unit pembangkit harus mampu beroperasi melewati tegangan rendah (LVRT) dan beroperasi melewati tegangan tinggi (HVRT) sesuai gambar di bawah ini:



Gambar 2. Grafik dari LVRT dan HVRT

CC 4.4.3.4 Pembatasan daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) selama terjadi gangguan hubung singkat dan pemulihan pada pembangkit EBT intermiten:

- a. pada gangguan hubung singkat 3 (tiga) *phase*, konsumsi daya aktif dan reaktif sesaat kurang dari 0,6 pu (nol koma enam per unit) diizinkan selama hanya 40 ms (empat puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 ms (delapan

- puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan;
- b. pada gangguan hubung singkat tidak seimbang 1 (satu) *phase* dan 2 (dua) *phase* konsumsi daya aktif dan reaktif sesaat kurang dari 0,4 pu (nol koma empat per unit) diizinkan selama hanya 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan; dan
 - c. setelah gangguan diamankan, pembangkit EBT intermiten tidak menyerap daya reaktif dari jaringan. Penyerapan daya reaktif sebelum gangguan harus dihilangkan dalam 200 ms (dua ratus milisecond) setelah gangguan diamankan. Penyerapan daya reaktif diizinkan kembali dengan penerapan strategi pengaturan tegangan setelah tegangan tersebut stabil selama 60 (enam puluh) detik di atas nilai nominal pascagangguan diamankan.

CC 4.4.3.5 Injeksi Daya Aktif dan Daya Reaktif pada Pembangkit EBT Intermiten saat Gangguan Hubung Singkat

Pembangkitan daya reaktif pada tegangan gangguan kurang dari 0,85 pu (nol koma delapan lima per unit) diberlakukan seperti AVR pada pembangkit sinkron konvensional, yaitu dalam bentuk kontroler tegangan *proportional integrator* (PI) dengan referensi arus reaktif sebagai pengendali *output*. Input kendali merupakan perbedaan antara tegangan *set point* (rms/root mean square) dan tegangan pada titik sambung (rms/root mean square) yang melewati filter *washout* dengan batasan arus reaktif maksimum dan minimum.

Karakteristik khusus pengaturan berlaku sebagai berikut:

- a. pengaturan tegangan diaktifkan untuk setiap tegangan di luar rentang operasi normal;
- b. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan tegangan dalam operasi normal, titik *set point* tegangan selama gangguan tidak boleh berubah;
- c. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan daya reaktif atau mode faktor daya, *set point* tegangan selama gangguan merupakan tegangan sebelum gangguan hubung singkat;
- d. selama gangguan, peralatan harus mengirim atau menyerap arus reaktif urutan positif berdasarkan aksi pengatur tegangan (*voltage controller*) dengan tingkat kejenuhan minimum sebagai berikut:

Tabel 6. Arus Reaktif Minimum yang Harus Dikirim atau Diserap

V (pu)	Arus Reaktif Minimum	Keterangan
0	1,0	mengirim
0,5	0,9	mengirim
0,85	0,6	mengirim
0,9	0,3	mengirim
1,1	-0,3	menyerap
1,15	-0,6	menyerap
1,3	-0,72	menyerap
>1,3	-	dilepas oleh relai proteksi

- e. tingkat kejenuhan diimplementasikan pada tingkat kejenuhan pengatur tegangan (*voltage controller*) yang bekerja dalam operasi normal dan pada kondisi gangguan;
- f. untuk rentang tegangan lebih dari 0,85 pu (nol koma delapan lima per unit) sampai dengan kurang dari 1,15 pu (satu koma satu lima per unit), arus reaktif yang dikirim akan bereaksi sesuai dengan kerja pengatur tegangan (*voltage controller*) yang dapat mencapai batas titik jenuh *regulator*; dan
- g. setelah gangguan hilang, pengatur tegangan (*voltage controller*) akan tetap diaktifkan selama 30 (tiga puluh) detik setelah level tegangan kembali ke level operasi normal. Setelah itu, pengatur tegangan (*voltage controller*) akan dinonaktifkan dan syarat daya reaktif untuk operasi normal akan diberlakukan.

CC 4.5 Pembebanan Urutan *Phase* Negatif

Sebagai tambahan untuk memenuhi syarat yang dinyatakan pada peralatan generator, masing-masing unit pembangkit harus dapat bertahan tanpa *trip* terhadap pembebanan urutan *phase* negatif pada kejadian pengamanan gangguan *phase* ke *phase* oleh sistem proteksi cadangan (*backup*) pada jaringan transmisi.

CC 4.6 Relai yang Sensitif terhadap Frekuensi

Unit pembangkit harus terus beroperasi pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi) sesuai waktu yang ditentukan.

Unit pembangkit di pusat pembangkit harus dilengkapi *under frequency relay*. *Under frequency relay* harus diatur men-*trip*-kan pemutus daya (*circuit breaker*) sisi tegangan tinggi apabila frekuensi

di jaringan mencapai 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz atau ketika frekuensi mencapai 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan bertahan selama 20 (dua puluh) detik. Unit pembangkit harus berhasil menjadi operasi *house load* akibat pemutusan jaringan di atas dan relai terpasang di pusat pembangkit. Skema relai harus sesuai dengan aturan proteksi dan kontrol pada Aturan Jaringan Sumatera ini.

Pengelola pembangkit bertanggung jawab untuk memproteksi semua unit peralatan dari kerusakan apabila terjadi ekskursi frekuensi di luar rentang 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. Apabila ekskursi frekuensi tersebut terjadi, unit pembangkit dapat melepas peralatan untuk alasan keamanan personel.

CC 4.7 Peralatan *Monitoring* Pusat Pembangkit dan Unit Pembangkit

Pembangkit harus memasang peralatan SCADA atau sistem otomasi dengan protokol komunikasi data yang sesuai dengan standar nasional Indonesia atau standar internasional dan disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Peralatan SCADA atau sistem otomasi tersebut digunakan untuk melakukan kontrol dan *monitoring* unit pembangkit.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memasang peralatan *wide area monitoring system* (WAMS) di GI atau di unit pembangkit. Spesifikasi dan parameter *monitoring* peralatan tersebut untuk memudahkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memonitor perilaku dinamik secara luas dari pembangkit saat kondisi normal dan gangguan sistem. peralatan monitor yang terpasang harus dapat merekam kejadian pada saat kejadian yang lambat atau yang cepat dengan resolusi yang sesuai agar dapat dimanfaatkan untuk pelaksanaan analisis setelah gangguan.

CC 4.8 *Ramp Rate* untuk Keperluan *Dispatch*

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merinci persyaratan unit pembangkit terkait *ramp rate* pada saat *dispatch* dengan berkonsultasi dengan pengelola pembangkit yang sesuai dengan kesepakatan pada saat pengajuan sambung.

CC 4.9 Operasi *House Load*

Pada kejadian:

- a. unit pembangkit lepas dari jaringan secara tiba-tiba; dan/atau
- b. gangguan sistem atau unit pembangkit dan jaringan terlepas (termasuk lepasnya suplai *auxiliary* pembangkit dari sistem),

masing-masing unit pembangkit harus mampu beroperasi *house load* paling singkat 40 (empat puluh) menit. Pada waktu tersebut,

masing-masing unit pembangkit harus siap sinkron kembali ke jaringan dan mampu menaikkan keluaran pembangkitannya seperti biasa. Kemampuan operasi *house load* harus benar-benar tidak tergantung pada kesiapan suplai dari jaringan. Pengelola pembangkit harus melakukan pengujian *house load* paling sedikit 1 (satu) kali dalam 2 (dua) tahun atau mengikuti jadwal pemeliharaan pembangkit dan dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.10 Kemampuan untuk Asut Gelap (*Black Start*)

Unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap (*black start*) sangat diperlukan dalam jaringan tenaga listrik. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengidentifikasi dan merekomendasikan unit pembangkit yang harus memiliki kemampuan *black start*. Kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit merupakan kemampuan unit pembangkit untuk *start* tanpa bantuan daya dari luar disertai unit *redundant emergency diesel generator* (EDG) untuk keandalan.

CC 4.11 Parameter Simulasi Dinamik

Pengelola pembangkit yang berkapasitas:

- a. lebih besar atau sama dengan 20 (dua puluh) MW; dan
- b. lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW jika diperlukan untuk analisis sistem,

harus menyiapkan model parameter simulasi dinamik untuk analisis Sistem Tenaga Listrik dalam bentuk laporan dan model *software*, yang meliputi model generator atau pembangkit, parameter dan blok diagram kontrol *governor*, parameter dan blok diagram sistem eksitasi dan *power system stabilizer* (PSS), dan parameter trafo penaik tegangan (*step up*) pembangkit yang divalidasi melalui pengujian di lapangan.

Pengelola pembangkit dapat menunjuk lembaga independen dan bersertifikasi nasional yang disepakati pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pengujian dan pemodelan parameter simulasi dinamik pembangkit dan hasilnya diserahkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Model parameter simulasi dinamik pembangkit harus sesuai standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan dapat digunakan dalam 2 (dua) macam aplikasi simulasi analisis Sistem Tenaga Listrik yang digunakan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pengujian parameter simulasi dinamik pembangkit untuk pemodelan terdiri atas 2 (dua) jenis:

a. Tipe Pengujian Dasar Penuh (*Full Baseline Testing*)

Tipe ini merupakan tipe pengujian secara keseluruhan untuk mendapatkan model generator, sistem eksitasi, turbin *governor*, dan *power system stabilizer* (PSS) yang dilaksanakan setidaknya 1 (satu) kali selama umur operasi generator yang bersangkutan. Tipe ini dilakukan untuk:

1. generator eksisting yang belum pernah diuji dan divalidasi parameter dinamikanya, dilakukan paling lambat pada saat penerbitan kembali sertifikat laik operasi (SLO);
2. generator baru dalam rentang waktu 180 (seratus delapan puluh) hari terhitung sejak tanggal *commercial operation date* (COD);
3. generator dengan perubahan peralatan yang mempengaruhi respons dinamik; dan
4. generator yang diindikasikan mempunyai perbedaan respons sebenarnya dengan modelnya; dan

b. Tipe Pengujian Validasi Ulang Performa Model (*Model Performance Revalidation*)

Pembangkit yang telah melakukan pengujian dasar penuh harus melakukan pengujian validasi ulang performa model. Pengujian ini merupakan uji dinamik parsial yang harus dilakukan dengan periode 5 (lima) tahun sekali atau untuk pembangkit dengan perubahan peralatan parsial. Pengujian ini bertujuan untuk validasi parameter dengan keperluan sebagai berikut:

1. validasi respons sistem eksitasi;
2. validasi respons *governor*; dan
3. validasi kapabilitas daya reaktif.

Pembangkit yang tidak melaksanakan pengujian dan pemodelan dinamik diklasifikasikan sebagai bentuk ketidakpatuhan terhadap Aturan Jaringan Sumatera.

CC 4.12 Persyaratan Peralatan Telekomunikasi

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan peralatan telekomunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas telekomunikasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang meliputi:

a. Suara (*Voice*)

1. *Hotline* Operasi sistem

Fasilitas telekomunikasi suara khusus untuk operasional sistem (*fixed hotline*) kategori fungsi *operation technology* (OT). Fasilitas telekomunikasi dilengkapi dengan alat

perekam dan sistem kolaborasi yang terhubung dari pusat kontrol (*control center*) pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk semua pembangkit dan GI 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sesuai dengan kaidah pengaturan operasi sistem; dan

2. Administratif

Jaringan telekomunikasi suara *fixed line* dan/atau *mobile* atau fasilitas telekomunikasi umum (publik) untuk semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilengkapi dengan radio dan *mobile* sebagai *backup* untuk keperluan administrasi; dan

b. Data

Fasilitas telekomunikasi khusus untuk rangkaian peralatan kategori fungsi *operation technology* (OT) meliputi proteksi sistem, proteksi peralatan, SCADA dan otomasi, *wide area monitoring system* (WAMS), *phasor measurement unit* (PMU), DFR, dan transaksi tenaga listrik.

Fasilitas telekomunikasi data untuk kategori fungsi *information technology* (IT) meliputi *local area network* (LAN) dan aplikasi administrasi.

- CC 4.12.1 *Availability* telekomunikasi paling sedikit sebesar 99,9% (sembilan puluh sembilan koma sembilan persen). Untuk menjamin tersedianya *monitoring* dan pengaturan jaringan transmisi yang memadai, fasilitas telekomunikasi di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus disiapkan sesuai dengan persyaratan atau fasilitas telekomunikasi lain yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.12.2 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan media telekomunikasi dan perangkat sesuai spesifikasi titik sambung yang dapat berupa media FO dan/atau PLC atau media lain sesuai kondisi dan karakter teknis kebutuhan.
- CC 4.12.3 Jaringan telekomunikasi untuk kebutuhan *operation technology* (OT) seperti *hotline*, SCADA dan otomasi, proteksi peralatan, proteksi sistem, *wide area monitoring system* (WAMS), *phasor measurement unit* (PMU), DFR, dan transaksi tenaga listrik harus menggunakan sistem yang terpisah dengan telekomunikasi *information technology* (IT) dan telekomunikasi publik.
- CC 4.12.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran

telekomunikasi suara *fixed hotline* yang independen. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyediakan perangkat *fixed hotline* di ruang kendali Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik agar dapat berkomunikasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Terminologi independen mengandung pengertian bahwa apabila salah satu saluran terganggu, saluran yang lain masih dapat dipakai. Saluran telekomunikasi tersebut harus terpadu secara memadai dengan fasilitas telekomunikasi yang telah ada. Saluran suara *hotline* harus digunakan untuk komunikasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik serta hanya digunakan untuk maksud operasi sistem.

- CC 4.12.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi data SCADA dan otomasi yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi, pengukuran, telemetri, dan *remote control* berdasarkan *Appendix 3 - Aturan Penyambungan (Pengukuran, Telemetri, dan Remote Control pada Titik Sambung)* ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.12.6 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran untuk komunikasi *operation technology (OT)*, meliputi proteksi peralatan dan proteksi sistem yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi *remote protection*, pengukuran, dan telemetri sesuai dalam *Appendix 1* dan *Appendix 3 - Aturan Penyambungan* ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.12.7 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan saluran telekomunikasi data yang dilengkapi *backup* untuk komunikasi *operation technology (OT)*, antara lain meliputi *automatic meter reading (AMR)*, *DFR*, *wide area monitoring system (WAMS)*, dan *PMU*.
- CC 4.12.8 Peralatan telekomunikasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik kompatibel dengan peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan dapat dikontrol secara *remote*.
- CC 4.12.9 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memelihara fasilitas telekomunikasi serta harus melengkapi alat catu daya utama dan cadangan yang memadai paling sedikit untuk 8 (delapan) jam.

CC 4.12.10 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempunyai hak akses untuk dapat melakukan paling sedikit fungsi *configuration management* dan *fault management* peralatan telekomunikasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5 Prosedur Penyambungan

CC 5.1 Kajian untuk Penyambungan

Penyambungan semua unit pembangkit (termasuk EBT intermiten) yang diusulkan oleh pengembang pembangkit listrik harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada perencana sistem PT PLN (Persero). Penyambungan konsumen tenaga listrik termasuk operasi paralel) harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero).

Sebelum tahap pembangunan dan penyambungan unit pembangkit, pembangunan dan penyambungan instalasi jaringan baru, dan/atau penyambungan konsumen tenaga listrik baru, kajian di bawah ini harus dipenuhi terlebih dahulu, yang meliputi:

- a. kajian kelayakan proyek (*feasibility study*); dan
- b. permintaan evaluasi sambung.

Perencana sistem PT PLN (Persero) atau pengelola distribusi PT PLN (Persero) bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) melakukan evaluasi terhadap kajian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b.

Perencana sistem PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat meminta kajian lain di luar kajian kelayakan proyek untuk mendukung proses reviu dan evaluasi sambung.

CC 5.1.1 Kajian Kelayakan Proyek

Kajian kelayakan proyek merupakan kajian dampak terhadap jaringan apabila unit pembangkit, transmisi baru, atau konsumen tenaga listrik baru tersambung ke jaringan. Kajian kelayakan proyek paling sedikit memenuhi garis besar kajian kelayakan proyek di bawah ini:

- a. informasi rinci mengenai pembangkit atau *engineering project*, termasuk *single line diagram* pembangkit dan interkoneksinya serta nilai perhitungan proteksi sisi tegangan rendah dan tegangan tinggi;
- b. usulan data teknis komponen, sertifikasi internasional, dan sertifikasi nasional;
- c. sistem kontrol dan pengaturan pembangkit, serta integrasi SCADA atau sistem otomasi;

- d. produksi energi tahunan untuk pembangkit EBT intermiten termasuk perkiraan susut, ketidakpastian atau variabilitas (data realisasi kecepatan angin atau iradiasi matahari di lokasi pembangkit paling sedikit dalam 1 (satu) tahun), dan perkiraan produksi tahunan. Produksi energi tahunan harus dihitung sebagai energi arus bolak-balik yang dipasok ke titik sambung;
- e. informasi operasi dan siklus pembangkitan unit pembangkit dengan generator sinkron (termasuk variasi musim dan jadwal pemeliharaan), pembangkitan yang dipasok ke titik sambung secara individual atau agregat, rentang operasi (*technical minimum loading* dan kapasitas terpasang), *ramp rates*, waktu *black start* atau *cold start* hingga mencapai pembebanan optimal, deskripsi logika AGC, serta kemampuan integrasi dari sistem otomasi atau SCADA dan protokolnya;
- f. skenario status jaringan, bagian dari kajian ini harus menggambarkan skenario yang dipilih untuk analisis. Seluruh kombinasi dari hal berikut ini harus dimasukkan dalam daftar skenario, antara lain beban puncak dan beban rendah, maksimum dan minimum energi, musim hujan dan musim kemarau, dan hal lain yang sesuai untuk teknologi yang dipilih;
- g. selain sebagaimana dimaksud dalam huruf f, untuk pembangkit EBT intermiten ditambahkan skenario perubahan saat kecepatan angin maksimum (*cut off* dari turbin angin), terjadinya awan saat kondisi iradiasi maksimal ke kondisi iradiasi tertutup awan, gangguan transmisi dan reaksi pembangkit dengan proteksi *low voltage ride through* (LVRT), dan kemampuan *support* tegangan dari unit pembangkit dengan representasi inverter yang sesuai; dan
- h. urutan analisis yang harus dikerjakan untuk setiap skenario beserta asumsi serta mitigasi pada analisis berikut:
 1. analisis aliran daya pada kondisi tunak (*steady state power flow analysis*);
 2. analisis hubung singkat;
 3. analisis kestabilan frekuensi, *transient*, dan *small signal*;
 4. analisis kualitas daya; dan
 5. analisis pembebanan (*dispatching*).

Sebelum mendapat persetujuan evaluasi, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus menyiapkan dan mempresentasikan kajian kelayakan proyek kepada perencana sistem PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk direviu dan mendapat persetujuan. Sebelum disetujui, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus memenuhi rekomendasi perbaikan yang diberikan oleh

perencana sistem PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah proses revidi kajian kelayakan proyek.

CC 5.1.2 Permintaan Evaluasi Sambung (*Connection Evaluation Request*)

CC 5.1.2.1 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Pembangkitan

Pengembang pembangkit listrik harus mengajukan permintaan sambung kepada perencana sistem PT PLN (Persero). Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit harus berisi hal berikut:

- a. usulan titik sambung dan level tegangan;
- b. usulan teknologi pembangkit;
- c. usulan profil pembangkitan, termasuk rincian khusus energi maksimum dan minimum yang dipasok pada titik sambung serta siklus pembangkitan untuk 24 (dua puluh empat) jam, 1 (satu) bulan, dan 1 (satu) tahun. Untuk unit pembangkit yang tergantung pada variasi musim, profil pembangkitan pada setiap musim harus ditunjukkan. Profil pembangkitan tersebut harus jelas memuat periode pemeliharaan dan penurunan pembangkitan yang diakibatkannya;
- d. deskripsi dan jumlah unit pembangkit yang diusulkan, kemampuan kontrol unit tersebut, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, dan *ramp rate*;
- e. batas pembebanan minimum dan maksimum setiap unit pembangkit dan waktu yang diperlukan dari asut gelap (*black start*) atau asut dingin (*cold start*) hingga mencapai pembebanan minimum;
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;
- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date* (COD); dan
- h. pernyataan bahwa pengembang pembangkit listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada Aturan Jaringan Sumatera.

Setelah menerima usulan permintaan evaluasi sambung, perencana sistem memberikan jawaban kepada pengembang pembangkit listrik paling lambat 90 (sembilan puluh) hari. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, perencana sistem PT PLN (Persero) bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, pengembang pembangkit listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil revidi harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh pengembang pembangkit listrik agar dapat memenuhi semua

syarat Aturan Jaringan Sumatera. pengembang pembangkit listrik harus berkoordinasi dengan perencana sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memenuhi penyesuaian dimaksud hingga mendapat persetujuan.

CC 5.1.2.2 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Konsumen Tenaga Listrik

Permintaan evaluasi sambung berlaku untuk konsumen tenaga listrik yang mengusulkan penyambungan ke jaringan. Konsumen tenaga listrik mengajukan permintaan penyambungan melalui pengelola distribusi PT PLN (Persero). Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit harus berisi hal berikut:

- a. daya yang dibutuhkan;
- b. usulan titik sambung dan level tegangan;
- c. jenis pemanfaatan energi listrik;
- d. deskripsi spesifikasi teknis peralatan yang akan tersambung;
- e. konsumen tenaga listrik yang memiliki unit pembangkit (operasi paralel) harus menyampaikan deskripsi dan jumlah unit pembangkit, kemampuan kontrol unit pembangkit, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, *ramp rate*, dan spesifikasi teknis generator yang akan paralel;
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;
- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date* (COD); dan
- h. pernyataan konsumen tenaga listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada Aturan Jaringan Sumatera.

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) memberikan jawaban kepada konsumen tenaga listrik paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak menerima usulan permintaan evaluasi sambung. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, pengelola distribusi PT PLN (Persero) bekerja sama dengan perencana sistem PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, konsumen tenaga listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh konsumen tenaga listrik agar dapat memenuhi semua syarat Aturan Jaringan Sumatera. konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi dengan pengelola distribusi PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero),

dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memenuhi penyesuaian dimaksud hingga mendapat persetujuan.

CC 5.2 Permintaan Sambung Setelah Konstruksi

CC 5.2.1 Setelah unit pembangkit, transmisi, atau GI selesai dibangun, pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menyampaikan permohonan sambung untuk pemberian tegangan (*energize*) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Permohonan sambung diajukan paling lambat 10 (sepuluh) hari kerja sebelum tanggal pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, sepanjang pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sudah memenuhi persyaratan fasilitas dari titik sambung, dengan ketentuan:

- a. memenuhi persyaratan dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Aturan Kebutuhan Data dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknisnya;
- b. memenuhi persyaratan Aturan Operasi;
- c. menyampaikan permintaan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, termasuk informasi keinginan waktu tercepat untuk pemberian tegangan (*energize*);
- d. menyampaikan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi yang diperlukan untuk mempersiapkan urutan kerja lapangan:
 1. daftar peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, seperti trafo, *tap changer*, pengaturan dan pasokan reaktif, dan peralatan proteksi yang mempengaruhi jaringan; dan
 2. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan bertanggung jawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab pada titik sambung, atau lokasi kantor kerja; dan
- e. menyampaikan konfirmasi tertulis kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa semua peralatan pada titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Sumatera, kecuali yang dijamin oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 5.2.2 Sebelum pemberian tegangan (*energize*) atau sinkron titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi semua persyaratan Aturan Jaringan Sumatera. Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan bahwa media telekomunikasi yang diperlukan untuk suara, proteksi, dan peralatan kontrol yang terpasang memenuhi standar dalam Aturan Jaringan Sumatera.

Fasilitas yang dibangun oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diperiksa dan dinyatakan telah memenuhi persyaratan oleh lembaga inspeksi teknik terakreditasi. Izin untuk penyambungan ke jaringan harus diberikan secara tertulis oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Prosedur pemberian tegangan harus diikuti oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5.2.3 Tanggung Jawab Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus:

- a. memenuhi persyaratan penyambungan;
- b. menyampaikan pernyataan bahwa fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan Sumatera;
- c. menyampaikan jadwal lapangan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) meliputi informasi mengenai:
 1. daftar peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 2. daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 3. penjelasan jadwal telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, telemetri, dan peralatan kontrol; dan
 4. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab, dan satuan organisasi; dan

- d. menyiapkan prosedur keselamatan kerja setempat dan nama petugas koordinator keselamatan kerja sesuai dengan persyaratan yang diatur dalam dalam Aturan Operasi (OC 9 - Koordinasi Keselamatan).

CC 5.2.4 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung dan setelah persyaratan penyambungan dipenuhi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan apakah fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sepenuhnya memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan Sumatera. Pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyusun prosedur pemberian tegangan (*energize*) secara bersama-sama dan menyepakati prosedur pemberian tegangan (*energize*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) setelah fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mendapatkan rekomendasi dari lembaga inspeksi teknik yang terakreditasi.

CC 5.2.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan lembaga inspeksi teknik melakukan kesepakatan waktu pemeriksaan titik sambung. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemeriksaan titik sambung dan dapat dilakukan pemeriksaan peralatan terkait lainnya termasuk pengujian yang diperlukan untuk meyakinkan bahwa pemberian tegangan (*energize*) titik sambung tidak akan mengganggu keamanan dan kelangsungan operasi.

CC 5.2.6 Dalam hal lembaga inspeksi teknik menyatakan bahwa kondisi titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Sumatera dan siap untuk pemberian tegangan (*energize*), lembaga inspeksi teknik menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung.

CC 5.2.7 Dalam hal lembaga inspeksi teknik telah menyatakan bahwa titik sambung peralatan terkait lainnya tidak siap menerima tegangan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan perbaikan seperlunya sehingga dinyatakan sesuai dan layak diberi tegangan oleh lembaga inspeksi teknik yang terakreditasi.

CC 5.3 Pemberian Tegangan (*Energize*) pada Titik Sambung

CC 5.3.1 Setelah lembaga inspeksi teknik menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola

operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan prosedur pemberian tegangan (*energize*) yang telah disusun dan disepakati bersama.

- CC 5.3.2 Rekomendasi pemberian tegangan dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem dari lembaga inspeksi teknik berlaku selama 7 (tujuh) hari kerja terhitung sejak terbitnya rekomendasi. Apabila pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) melebihi durasi waktu yang ditentukan, rekomendasi tersebut perlu diperbarui kembali.
- CC 5.3.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung atas permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan jadwal dan *standard operating procedure* (SOP) yang telah dibuat sebelumnya.
- CC 5.3.4 Proses pemberian tegangan (*energize*) dilakukan selama 24 (dua puluh empat) jam atau sesuai dengan durasi yang diperlukan untuk jenis peralatan yang diuji sebagai bagian dari pengujian sistem.
- CC 5.3.5 Percobaan pembebanan yang dilakukan setelah proses pemberian tegangan (*energize*) bertujuan antara lain untuk pengujian *stability* peralatan proteksi, pengamatan *hot spot* pada terminasi titik sambung primer, dan pengukuran kebisingan.

CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan revisi atas data operasi terdaftar yang memperlihatkan perubahan yang terjadi pada titik sambung dan/atau peralatan terkait lainnya.

CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitas untuk memenuhi persyaratan dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Setelah pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus tetap menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Sumatera.

Appendix 1: Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung

CCA1 1 Umum

Semua peralatan yang tersambung dengan jaringan harus memenuhi standar nasional indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional. Hal ini meliputi, namun tidak terbatas pada, PMT, PMS, peralatan pembumian, trafo tenaga, IBT), trafo tegangan, trafo arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *busbar*, isolator, *line traps*, peralatan kopling, generator, turbin, dan koordinasi isolasi pada titik sambung.

CCA1 2 Setiap titik sambung antara fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan transmisi harus dikontrol oleh PMT yang mampu memutuskan arus hubung singkat maksimum pada titik sambung. Berdasarkan permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan nilai arus hubung singkat.

CCA1 2.1 Pengaturan Proteksi

Proteksi untuk fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik ke titik sambung ke jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan paling sedikit seperti di bawah ini. *Setting* proteksi pembangkit harus dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

Setting proteksi GI dan transmisi harus dikoordinasikan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

Koordinasi *setting* proteksi tersebut berlaku untuk instalasi baru, penggantian peralatan utama, atau penggantian relai proteksi. Semua peralatan instalasi tenaga listrik yang tersambung dengan jaringan harus diamankan dengan sistem proteksi yang sesuai.

CCA1 2.2 Waktu pemutusan gangguan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. waktu pemutusan gangguan di sisi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung dengan jaringan transmisi mulai dari saat terjadinya gangguan sampai dengan padamnya busur listrik oleh terbukanya PMT, harus kurang dari atau sama dengan:

1. 90 ms (sembilan puluh millisecond) untuk 500 (lima ratus) kV;
 2. 100 ms (seratus millisecond) untuk 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV;
 3. 120 ms (seratus dua puluh millisecond) untuk 150 (seratus lima puluh) kV; dan
 4. 150 ms (seratus lima puluh millisecond) untuk 66 (enam puluh enam) kV;
- b. waktu pemutusan gangguan untuk jaringan 20 (dua puluh) kV harus ditentukan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero), tergantung pada lokasi titik sambung.

Koordinasi waktu pemutusan gangguan dekat *bus* 20 kV (dua puluh kilovolt) sebagai berikut:

1. gangguan *phase* ke *phase*, OCR *incoming* paling lama 1 s (satu second) dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 ms (tujuh ratus millisecond);
 2. gangguan 1 (satu) *phase* ke tanah:
 - a) pembumian (*grounding*) langsung, GFR *incoming* paling lama 1 s (satu second) dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 ms (tujuh ratus millisecond); dan
 - b) pembumian (*grounding*) dengan tahanan rendah dan tinggi, GFR *incoming* paling besar 50% (lima puluh persen) dari waktu ketahanan arus kontinyu *neutral grounding resistor* (NGR) dan dikoordinasikan dengan waktu *standby earth fault* (SBEF). *Setting* selisih waktu antara GFR dan *standby earth fault* (SBEF) pada penyulang (*feeder*) diatur paling singkat 300 ms (tiga ratus millisecond);
- c. dalam hal terjadi kesalahan peralatan proteksi utama milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, proteksi cadangan (*backup*) yang disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diatur dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 400 ms (empat ratus millisecond). pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyediakan proteksi cadangan yang bekerja dengan waktu yang lebih lambat daripada proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk diskriminasi waktu;
- d. proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharapkan mampu bertahan dan tanpa trip terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan transmisi oleh proteksi kegagalan PMT (CBF *protection*) atau proteksi cadangan. Kondisi ini akan

memberikan peluang diskriminasi waktu antara proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan proteksi cadangan yang ada di jaringan transmisi;

- e. proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang pada:
 - 1. semua titik sambung 500 (lima ratus) kV;
 - 2. semua titik sambung 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV;
 - 3. semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV dengan 500 (lima ratus) kV; dan
 - 4. semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV dengan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV.

Dalam hal terjadi kegagalan pemutusan arus gangguan oleh PMT, proteksi kegagalan PMT akan men-*trip*-kan semua PMT yang tersambung langsung dengan PMT yang gagal dalam rentang waktu 200 ms (dua ratus millisecond sampai dengan 250 ms (dua ratus lima puluh millisecond); dan

- f. unjuk kerja sistem proteksi (*protection system performance index*) jaringan merupakan ukuran rata-rata dari kemampuan dan keberhasilan peralatan proteksi secara tepat men-*trip*-kan PMT pada saat terjadi gangguan primer sistem (*dependability index*) dan ukuran keamanan sistem proteksi pada saat tidak terjadi gangguan di primer sistem (*security index*). Semua *main protection unit* (MPU) untuk jenis, merk, tipe, dan *firmware* yang sama seperti *distance protection*, *line current differential protection*, *transformer differential protection*, *busbar differential protection (low impedance)* dan *diameter differential protection* atau CCP jenis *low impedance* harus lulus:
 - 1. pengujian jenis atau *type test*;
 - 2. pengujian *interoperability*; dan
 - 3. pengujian dinamik menggunakan model sistem dari pengelola transmisi PT PLN (Persero) dengan nilai *security index* dan *dependability index* paling sedikit 99,5% (sembilan puluh sembilan koma lima persen).

CCA1 2.3 Peralatan Proteksi yang Diperlukan

CCA1 2.3.1 Proteksi pada Fasilitas Interkoneksi

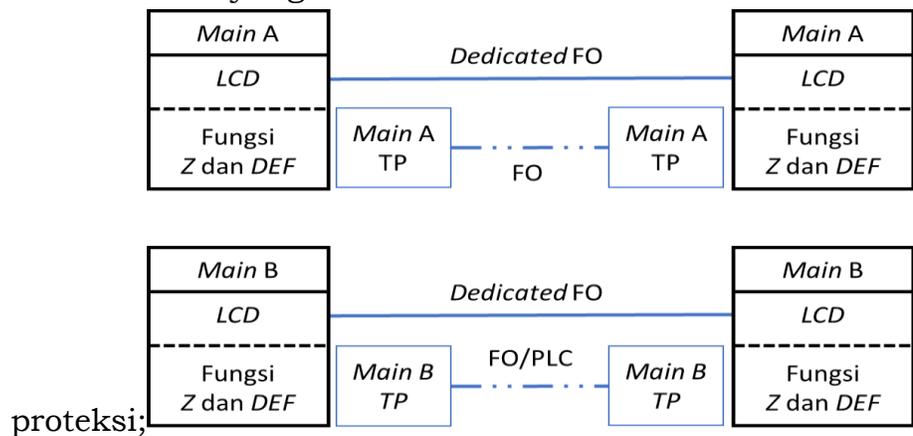
Semua peralatan proteksi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat mempengaruhi fasilitas jaringan transmisi harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan/atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) sesuai dengan kewenangannya. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mendapatkan persetujuan atas rencana peralatan proteksi sebelum dipasang.

Persyaratan proteksi fasilitas interkoneksi jaringan transmisi dikelompokkan berdasarkan perbandingan impedansi sumber terhadap impedansi saluran (SIR). Suatu saluran didefinisikan sebagai:

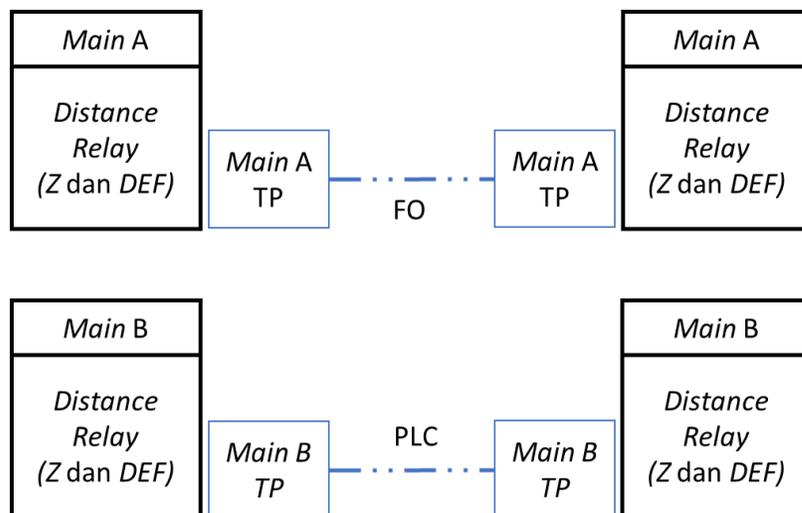
- a. saluran pendek, jika $SIR > 4,0$ (empat koma nol);
- b. saluran sedang, jika $0,5$ (nol koma lima) $< SIR < 4,0$ (empat koma nol); dan
- c. saluran panjang, $SIR < 0,5$ (nol koma lima).

Data impedansi sumber yang diperlukan untuk menghitung SIR dapat diperoleh dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Skema proteksi saluran berdasarkan level tegangan sebagai berikut:

- a. proteksi saluran 500 (lima ratus) kV dan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV:
 1. menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan ketentuan manufaktur yang berbeda untuk keandalan sistem



Gambar 3. Skema Proteksi 500 kV dan 275 kV Alternatif 1



Gambar 4. Skema Proteksi 500 kV dan 275 kV Alternatif 2

2. untuk saluran pendek skema proteksi yang digunakan yaitu skema proteksi alternatif 1 (satu) seperti pada tabel 7, sedangkan untuk saluran sedang dan panjang dapat menggunakan alternatif 1 (satu) maupun 2 (dua) sesuai dengan kemampuan media komunikasinya;

Tabel 7. Skema Proteksi Saluran 500 kV dan 275 kV

Skema Proteksi	Relay	Media Komunikasi
Alternatif 1 (saluran Pendek)		
Proteksi Main A	<i>Line Current Differential (LCD)</i>	<i>Dedicated FO</i>
	Fungsi <i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)*</i>	<i>FO</i>
Proteksi Main B	<i>Line Current Differential (LCD)</i>	<i>Dedicated FO</i>
	Fungsi <i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)*</i>	<i>FO atau PLC</i>
Alternatif 2 (Saluran Pendek / Sedang / Panjang)		
Proteksi Main A	<i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)**</i>	<i>FO</i>
Proteksi Main B	<i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)**</i>	<i>PLC</i>

*) Fungsi *Distance Relay* dan DEF dapat merupakan fitur dalam Relai *Line Current Differential*

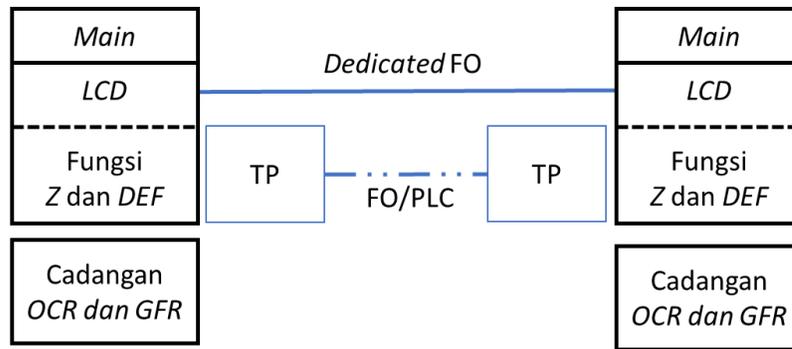
***) skema *distance relay* menggunakan skema *transfer trip* yang berbeda, seperti *permissive underreach* dan *permissive overreach*

3. sistem telekomunikasi proteksi yang digunakan untuk skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B* harus menggunakan media komunikasi yang berbeda, yaitu FO dan PLC atau 2 (dua) media FO yang terpisah secara fisik. Media FO menggunakan topologi *dedicated* dan *direct (point to point)*. Skema proteksi minimum untuk saluran 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 (lima ratus) kV seperti pada Tabel 7;
4. setiap *distance relay* harus dilengkapi dengan fitur *power swing block* yang berfungsi untuk mem-*block* bekerjanya *distance relay* pada kondisi ayunan daya (*power swing*); dan

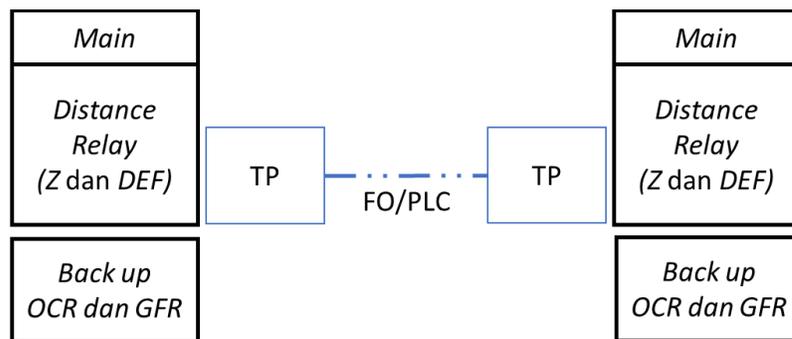
5. setiap terminal saluran transmisi harus dilengkapi dengan skema proteksi *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) *phase* dan 3 (tiga) *phase*. *Reclosure* 3 (tiga) *phase* harus dilengkapi dengan relai *synchro check*.

Autoreclose merupakan relai independen (terpisah secara *hardware*) yang memiliki kemampuan untuk *trip* dan *reclose* 2 (dua) PMT

- b. proteksi saluran 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 kV (enam puluh enam) kV:
 1. saluran pendek
 - a) untuk proteksi utama, *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media komunikasi FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)*; dan
 - b) untuk proteksi cadangan (*backup*), OCR dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama;
 2. saluran sedang dan saluran panjang:
 - a) untuk proteksi utama, *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)* atau *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* berupa *permissive underreach* atau *permissive overreach*. Skema tersebut harus mencakup proteksi *zone-2* dan *zone-3* dengan waktu tunda; dan
 - b) untuk proteksi cadangan (*backup*), OCR, dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama;
 3. setiap proteksi utama di terminal SUTT harus berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) dan 3 (tiga) *phase*. *Reclosing* 3 (tiga) *phase* harus melalui *synchro check relay*;
 4. media untuk skema *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* merupakan FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)* atau *power line carrier (PLC)*; dan
 5. untuk saluran transmisi dengan 2 (dua) *bay* atau lebih SKTT atau SUTT saluran pendek pola proteksi SKTT, *line current differential* harus dilengkapi dengan fasilitas *distance relay* dalam 1 (satu) relai.



Gambar 5 Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV Alternatif 1



Gambar 6 Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV Alternatif 2

CCA1 2.3.2 Proteksi Transformator

Untuk transformator 500/150 kV, 150/66 kV, 150/20 kV, dan 66/20 kV ditetapkan pola proteksi sebagai berikut:

- a. untuk semua transformator harus dipasang relai:
 1. relai suhu minyak;
 2. relai suhu belitan sisi primer;
 3. relai suhu belitan sisi sekunder (*);
 4. relai bucholz tangki utama;
 5. relai tekanan lebih tangki utama;
 6. relai tekanan lebih OLTC (Jansen);
 7. relai differensial (+);
 8. relai gangguan ke tanah terbatas sisi primer;
 9. relai gangguan ke tanah terbatas sisi sekunder (*);
 10. relai arus lebih sisi primer;
 11. relai arus lebih sisi sekunder;
 12. relai gangguan ke tanah sisi primer;
 13. relai gangguan ke tanah sisi sekunder;
 14. relai proteksi NGR atau SBEF (*);
 15. RGT sisi tersier (tersier ditanahkan); dan

16. relai pergeseran tegangan titik netral atau NVDR (tersier tidak ditanahkan).

(*) pengecualian lihat Tabel 8

(+) dapat memproteksi belitan primer, belitan sekunder, dan belitan tersier yang dibebani

Tabel 8 : Proteksi Trafo Tenaga

No	Jenis Proteksi	Transformator				
		150/20 & 66/20 kV		500/150 kV	275/150 kV	150/66 kV
		<30 MVA	≥ 30 MVA	≥ 60 MVA		
1	Relai Suhu Minyak	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
2	Relai Suhu Belitan Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
3	Relai Suhu Belitan Sisi Sekunder	-	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
4	Relai Buchholz Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
5	Relai Tekanan Lebih Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
6	Relai Tekanan Lebih OLTC (Jansen)	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
7	Relai <i>Differential</i>	1 buah	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
8	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Primer	-	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
9	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Sekunder (hanya untuk konfigurasi bintang)	-	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
10	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Primer	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
11	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Sekunder	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
12	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi <i>Tertier</i> Berbeban	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
13	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
14	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Sekunder (hanya untuk konfigurasi bintang)	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
15	Relai Gangguan Tanah (RGT) Sisi <i>Tertier</i> (<i>tertier</i> ditanahkan)	-	-	1 buah	1 buah	-
16	Relai Pergeseran Tegangan Titik Netral/NDVR (<i>tertier</i> tidak ditanahkan)	-	-	1 buah	1 buah	-
17	Relai Proteksi NGR (SBEF)	1 buah **	1 buah **	-	-	1 buah **

- : tidak diperlukan

** : diperlukan pada transformator belitan Y yang ditanahkan dengan resistor

*** : menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi *main* A dan skema proteksi *main* B) dengan ketentuan berbeda jenis proteksi, atau jika jenisnya sama harus menggunakan algoritma pengukuran yang berbeda, manufaktur yang berbeda, dan harus mendapat suplai terpisah.

Proteksi cadangan transformator distribusi seperti relai arus lebih *phase ke phase* atau *phase ke tanah* *overcurrent relay* (OCR) atau *groundfault relay* (GFR) harus dikoordinasikan dengan proteksi *feeder* sesuai dengan kesepakatan antara pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

CCA1 2.3.3 Proteksi Unit Pembangkit

Proteksi unit pembangkit yang menjangkau transmisi harus dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi dan harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Koordinasi dilakukan berdasarkan Aturan Jaringan Sumatera dan standar internasional yang berlaku.

Proteksi unit pembangkit yang dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi untuk proteksi cadangan, antara lain meliputi:

- a. OCR atau GFR generator (50/51G), dengan kendali tegangan (51V), transformator generator (50/51GT) dan relai gangguan tanah sisi netral tegangan tinggi *generator transformer* (51NGT) perlu dikoordinasikan dengan relai arus lebih transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- b. relai jarak generator (21) yang menjangkau jaringan transmisi Pengelola Transmisi perlu dikoordinasikan dengan relai jarak transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- c. relai urutan negatif generator (46) perlu dikoordinasikan dengan waktu tunda ketidakserempakan PMT transmisi dengan beda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- d. relai eksitasi lebih (24 atau 59/81) tidak *trip* seketika pada nilai $V/Hz \leq 1.1$ pu dan dapat *trip* seketika atau tunda *definite* pada nilai $V/Hz > 1.1$ pu;
- e. relai lepas sinkron (78) dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- f. relai arus medan hilang (40) menggunakan *offset* relai jarak yang dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- g. relai tegangan kurang atau lebih (59) dikoordinasikan sesuai standar Internasional yang berlaku; dan
- h. relai frekuensi (81) dikoordinasikan dengan rentang frekuensi sistem dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi).

CCA1 2.3.4 *Bus Protection* Tegangan Tinggi atau Ekstratinggi

Semua *busbar* tegangan tinggi atau ekstratinggi yang tersambung ke jaringan transmisi harus dilengkapi dengan proteksi *bus differential*.

Bus protection tegangan ekstratinggi menggunakan duplikasi (skema proteksi *main* A dan skema proteksi *main* B) dengan manufaktur yang berbeda.

CCA1 2.3.5 *Diameter Protection* Tegangan Tinggi atau Ekstratinggi

Semua diameter tegangan tinggi yang tersambung harus dilengkapi dengan *proteksi* CCP dan *short zone protection* (SZP).

Diameter protection tegangan ekstratinggi pada CCP menggunakan duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan menggunakan manufaktur yang berbeda.

Proteksi CCP digunakan apabila skema proteksi *bay* menggunakan CT *bay* (penghantar, trafo, dan kompensator).

CCA1 2.3.6 *Proteksi Kegagalan PMT (Circuit Breaker Failure Protection)*

Setiap PMT pada tegangan ekstratinggi harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*).

Setiap PMT pada tegangan tinggi yang harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) yaitu:

- a. GIS; dan
- b. GI dengan konfigurasi satu setengah *breaker*.

Relai proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang tersendiri (*dedicated*) untuk setiap PMT yang terpisah secara *hardware* dengan peralatan yang lain.

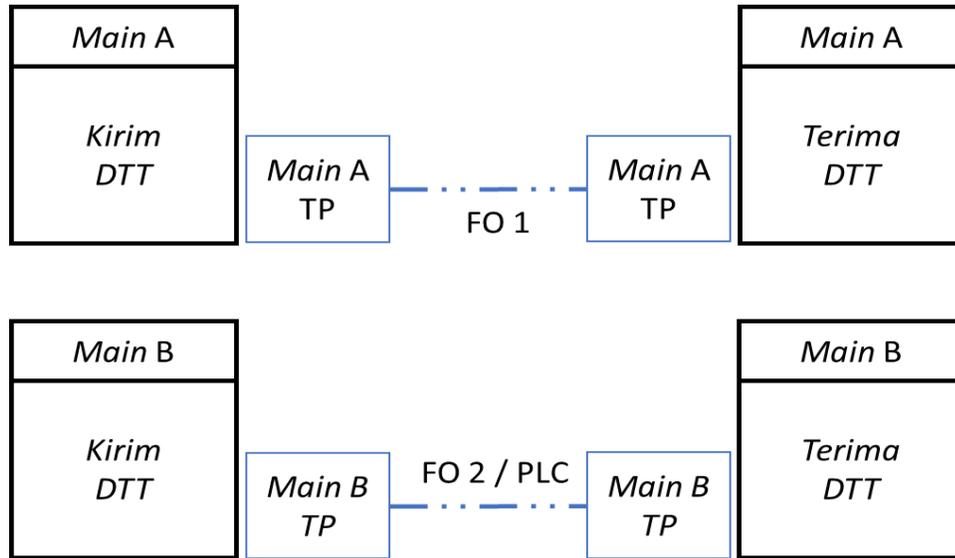
Skema proteksi kegagalan PMT terdiri atas 2 (dua) tahap, tahap pertama men-*trip*-kan PMT yang gagal *trip* dan tahap kedua men-*trip*-kan seluruh PMT yang tersambung ke PMT yang gagal, baik secara lokal maupun secara *remote* (DTT).

CCA1 2.3.7 *Direct Transfer Trip*

Setiap GIS dan GI/GITET harus dilengkapi dengan proteksi DTT dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pada GIS, DTT diinisiasi dari:
 1. CBF;
 2. CCP;
 3. SZP; dan
 4. *gas pressure low (compartement PMS line)*; dan
- b. pada GI/GITET, DTT diinisiasi dari:
 1. CBF;
 2. CCP; dan
 3. SZP.

Media komunikasi untuk DTT pada sistem tegangan ekstratinggi menggunakan 2 (dua) jalur teleproteksi yang berbeda (*redundant*). Untuk satu setengah *breaker* sinyal DTT boleh dikirim jika status PMS penghantar posisi masuk.



Gambar 7. Skema DTT 500 kV dan 275 kV



Gambar 8. Skema DTT 150 kV dan 66 kV

CCA1 2.3.8 Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat kajian operasi sistem untuk menjaga keandalan sistem terhadap kemungkinan kondisi sistem yang tidak normal.

Peralatan proteksi sistem merupakan relai independen (terpisah secara *hardware* dari proteksi utama dan proteksi cadangan). Penempatan peralatan proteksi sistem di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan).

Fungsi proteksi sistem harus dapat dinonaktifkan dan rangkaian *trip* untuk proteksi sistem dibuat terpisah dengan sistem proteksi lainnya. Untuk menjamin keberhasilan proteksi sistem bekerja dengan baik, target *shedding* harus dapat dilakukan secara dinamis (*smart*).

Peralatan proteksi sistem menggunakan media *core* FO yang *dedicated* dengan paling sedikit 2 (dua) rute yang berbeda jalur, yaitu rute langsung antar GI (*direct* atau *point to point*) dan rute alternatifnya masih dalam 1 (satu) subsistem.

CCA1 2.3.9 *Disturbance Fault Recorder (DFR)*

Dalam hal terjadi gangguan, untuk mempermudah analisis gangguan:

- a. setiap titik sambung ke jaringan 500 (lima ratus) kV atau 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV termasuk outlet pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay penghantar GITET pembangkit*) harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* untuk proteksi *main A* dan proteksi *main B*.

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan harus tersinkron dengan GPS.

Kebutuhan sinyal DFR paling sedikit terdiri atas input analog dan digital seperti pada Tabel 9, Tabel 10 dan Tabel 11 berikut:

Tabel 9 Analog Input DFR 500 kV dan 275 kV

No	Analog Input	Nama di DFR	Contoh *)
1	<i>Voltage Phase R</i>	VR [Nama Bay]	VR BTRJA1
2	<i>Voltage Phase S</i>	VS [Nama Bay]	VS BTRJA1
3	<i>Voltage Phase T</i>	VT [Nama Bay]	VT BTRJA1
4	<i>Voltage Bus</i>	VT BUS	VT BUS
5	<i>Current Phase R</i>	IR [Nama Bay]	VR BTRJAL1
6	<i>Current Phase S</i>	IS [Nama Bay]	IS BTRJA1
7	<i>Current Phase T</i>	IT [Nama Bay]	IT BTRJA1
8	<i>Current Phase N</i>	IN [Nama Bay]	IN BTRJA1

Keterangan:

- *) Maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama *bay* sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 10 Digital Input DFR 500 kV dan 275 kV bay Line

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>LP A OPRT</i>
2	<i>Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>LP B OPRT</i>
3	<i>DEF Main 1 Operated</i>	:	<i>DEF Main 1 OPRT</i>
4	<i>DEF Main 2 Operated</i>	:	<i>DEF Main 2 OPRT</i>

	<i>Digital Input</i>		<i>Nama di DFR</i>
5	<i>CB Ax/Bx phase A close</i>	:	<i>CB Ax/Bx R status CLOSE (ex.A1 R CLOSE)</i>
6	<i>CB Ax/Bx phase B close</i>	:	<i>CB Ax/Bx S status CLOSE</i>
7	<i>CB Ax/Bx phase C close</i>	:	<i>CB Ax/Bx T status CLOSE</i>
8	<i>CB ABx phase A close</i>	:	<i>CB ABx R status CLOSE</i>
9	<i>CB ABx phase B close</i>	:	<i>CB ABx S status CLOSE</i>
10	<i>CB ABx phase C close</i>	:	<i>CB ABx T status CLOSE</i>
11	<i>CB Healty A</i>	:	<i>CB Healty A</i>
12	<i>CB Healty AB</i>	:	<i>CB Healty AB</i>
13	<i>Carrier send from Distance Main 1</i>	:	<i>LP A SEND</i>
14	<i>Carrier send from Distance Main 2</i>	:	<i>LP B SEND</i>
15	<i>Carrier send from DEF Main 1</i>	:	<i>DEF Main 1 SEND</i>
16	<i>Carrier send from DEF Main 2</i>	:	<i>DEF Main 2 SEND</i>
17	<i>Carrier Receive to Distance Main 1</i>	:	<i>LP A RCV</i>
18	<i>Carrier Receive to Distance Main 2</i>	:	<i>LP B RCV</i>
19	<i>Carrier Receive to DEF 1</i>	:	<i>DEF Main 1 RCV</i>
20	<i>Carrier Receive to DEF 2</i>	:	<i>DEF Main 2 RCV</i>
21	<i>Trip phase R</i>	:	<i>TRIP R</i>
22	<i>Trip phase S</i>	:	<i>TRIP S</i>
23	<i>Trip phase T</i>	:	<i>TRIP T</i>
24	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
25	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
26	<i>CCP 1 operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
27	<i>CCP 2 operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
28	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A Ax/Bx OPRT</i>
29	<i>CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B Ax/Bx OPRT</i>
30	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A ABx OPRT</i>
31	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B ABx OPRT</i>
32	<i>A/R Close Command</i>	:	<i>A/R Close command</i>

Tabel 11. Digital Input DFR 500 kV dan 275 kV bay Transformer

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>F87T Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 MAIN PROT Main 1</i>
2	<i>F87T Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 MAIN PROT Main2</i>
3	<i>REF HV Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF HV MAIN PROT Main 1</i>
4	<i>REF HV Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF HV MAIN PROT Main 2</i>
5	<i>REF LV Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF LV MAIN PROT Main 1</i>
6	<i>REF LV Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF LV MAIN PROT Main 2</i>
7	<i>Back Up Protection HV Operated</i>	:	<i>OCR/GFR 500 / 275 kV OPRT</i>
8	<i>Back Up Protection LV Operated</i>	:	<i>OCR/GFR 150 OPRT</i>
9	<i>NVDR/GFRTV Operated</i>	:	<i>Proteksi belitan tersier OPRT</i>
10	<i>Thermal Oil relai Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
11	<i>Thermal winding HV relai Operated</i>	:	<i>THERMAL winding HV OPRT</i>
12	<i>Thermal winding LV relai Operated</i>	:	<i>THERMAL winding LV OPRT</i>
13	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
14	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
15	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
16	<i>CB Ax/Bx close</i>	:	<i>CB Ax/ Bx CLOSE</i>
17	<i>CB ABx close</i>	:	<i>CB ABx CLOSE</i>
18	<i>CB LV kV close</i>	:	<i>CB 150 kV CLOSE</i>
19	<i>CB ABx Healty</i>	:	<i>CB ABx Healty</i>
20	<i>CB Ax/ Bx Healty</i>	:	<i>CB Ax/ Bx Healty</i>
21	<i>CB 150 kV Healty</i>	:	<i>CB 150 kV Healty</i>
22	<i>CCP 1 operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
23	<i>CCP 2 operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
24	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP A Ax/ Bx OPRT</i>
25	<i>CBF/SZP 2 Ax/ Bx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP B Ax/ Bx OPRT</i>
26	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP A ABx OPRT</i>
27	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP B ABx OPRT</i>
28	<i>Over Voltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
29	<i>Spare</i>		

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

- b. pada titik sambung ke jaringan 150 (seratus lima puluh) kV atau 66 (enam puluh enam) kV yang harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* dari proteksi yaitu:
1. GI pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GI pembangkit);
 2. *outlet* IBT 150/66 kV atau 275/150kV;
 3. jumlah *bay* > 8 (delapan) *bay* penghantar;
 4. jalur *backbone* atau *tie line*;
 5. GI konsumen tenaga listrik; dan
 6. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan tersebut harus tersinkron dengan GPS.

Tabel 12. *Analog Input* DFR 150 kV dan 66 kV

No	Analog Input	Nama di DFR	Contoh *)
1	<i>Voltage Phase R</i>	VR [Nama Bay]	VR BTRJA1
2	<i>Voltage Phase S</i>	VS [Nama Bay]	VS BTRJA1
3	<i>Voltage Phase T</i>	VT [Nama Bay]	VT BTRJA1
4	<i>Voltage Bus</i>	VT BUS	VT BUS
5	<i>Current Phase R</i>	IR [Nama Bay]	VR BTRJA1
6	<i>Current Phase S</i>	IS [Nama Bay]	IS BTRJA1
7	<i>Current Phase T</i>	IT [Nama Bay]	IT BTRJA1
8	<i>Current Phase N</i>	IN [Nama Bay]	IN BTRJA1

Keterangan:

- *) Maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama *bay* sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 13. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV bay Line dengan Konfigurasi Busbar Satu Setengah Breaker

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	<i>LP A OPRT</i>
2	<i>DEF Operated</i>	:	<i>DEF OPRT</i>
3	<i>OCR/ GFR Operated</i>	:	<i>OCR/ GFR Operated</i>
4	<i>CB Ax/ Bx phase A close</i>	:	<i>CB Ax/ Bx R status CLOSE (ex. 7A1 R CLOSE)</i>
5	<i>CB Ax/ Bx phase B close</i>	:	<i>CB Ax/ Bx S statusCLOSE</i>
6	<i>CB Ax/ Bx phase C close</i>	:	<i>CB Ax/ Bx T statusCLOSE</i>
7	<i>CB ABx phase A close</i>	:	<i>CB ABx R statusCLOSE</i>
8	<i>CB ABx phase B close</i>	:	<i>CB ABx S statusCLOSE</i>
9	<i>CB ABx phase C close</i>	:	<i>CB ABx T statusCLOSE</i>
10	<i>CB Healty A</i>	:	<i>CB Healty A</i>
11	<i>CB Healty AB</i>	:	<i>CB Healty AB</i>
12	<i>Carrier send from Distance /LCD</i>	:	<i>LP A SEND</i>
13	<i>Carrier send from DEF</i>	:	<i>DEF A SEND</i>
14	<i>Carrier Receive to Distance/LCD</i>	:	<i>LP A RCV</i>
15	<i>Carrier Receive to DEF</i>	:	<i>DEF A RCV</i>
16	<i>Trip phase R</i>	:	<i>TRIP R</i>
17	<i>Trip phase S</i>	:	<i>TRIP S</i>
18	<i>Trip phase T</i>	:	<i>TRIP T</i>
19	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
20	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
21	<i>CCP 1 operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
22	<i>CCP 2 operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
23	<i>CBF/ SZP 1 Ax/ Bx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP A Ax/ Bx OPRT</i>
24	<i>CBF/ SZP 2 Ax/ Bx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP B Ax/ Bx OPRT</i>
25	<i>CBF/ SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP A ABx OPRT</i>
26	<i>CBF/ SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP B ABx OPRT</i>
27	<i>A/ R Close Command</i>	:	<i>A/ R Close command</i>
28	<i>Spare</i>		
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

Tabel 14. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV *bay* Trafo dengan Konfigurasi *Busbar* Satu Setengah *Breaker*

	Digital Input		Nama di DFR
1	Main Protection Operated (DIFF)	:	MAIN PROT OPRT
2	Main Protection Operated (REF HV)	:	REF HV OPRT
3	Main Protection Operated (REF LV)	:	REF LV OPRT
4	Back Up Protection Operated (OCR HV)	:	OC HV OPRT
5	Back Up Protection Operated (OCR LV)	:	OC LV OPRT
6	Thermal Oil relai Operated	:	THERMAL
7	Thermal winding HV relai Operated	:	THERMAL winding HV OPRT
8	Thermal winding LV relai Operated	:	THERMAL winding LV OPRT
9	Bucholz Operated	:	BUCHOLZ
10	Sudden Pressure Operated	:	SUDDEN PRESS
11	Jansen Operated	:	JANSEN
12	CB HV Ax/Bx close	:	CB Ax/Bx HV CLOSE
13	CB HV ABx close	:	CB ABx HV CLOSE
14	CB LV close	:	CB LV CLOSE
15	CB HV Ax/Bx Healty	:	CB Ax/Bx HV Healty
16	CB HV ABx Healty	:	CB ABx HV Healty
17	CB LV Healty	:	CB LV Healty
18	CCP operated	:	CCP A OPRT
19	CBF/SZP 5Ax/Bx Trip	:	CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT
20	CBF/SZP 5Ax/Bx Trip	:	CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT
21	CBF/SZP LV Trip	:	CBF/SZP LV OPRT
22	Over Voltage Operated	:	OV OPRT
23	Spare		
24	Spare		
25	Spare		
26	Spare		
27	Spare		
28	Spare		

	Digital Input		Nama di DFR
29	Spare		
30	Spare		
31	Spare		
32	Spare		

Tabel 15. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV *Bay Line* dengan Konfigurasi *double Busbar*

	Digital Input		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	<i>LP OPRT</i>
2	<i>DEF Operated</i>	:	<i>DEF OPRT</i>
3	<i>Back Up Protection Operated)</i>	:	<i>OCR/GFR OPRT</i>
4	<i>A/R close</i>	:	<i>A/R close command</i>
5	<i>Carrier send</i>	:	<i>LP SEND</i>
6	<i>Carrier Receive</i>	:	<i>LP RCV</i>
7	<i>CB phase A close</i>	:	<i>CB R status close</i>
8	<i>CB phase B close</i>	:	<i>CB S status close</i>
9	<i>CB phase C close</i>	:	<i>CB T status close</i>
10	<i>TRIP A</i>	:	<i>TRIP A</i>
11	<i>TRIP B</i>	:	<i>TRIP B</i>
12	<i>TRIP C</i>	:	<i>TRIP C</i>
13	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	<i>CBF/SZP OPRT</i>
14	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
15	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
16	<i>CB Healty</i>	:	<i>CB Healty</i>

Tabel 16. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV *bay* Trafo dengan Konfigurasi *double Busbar*

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated (DIFF)</i>	:	<i>MAIN PROT OPRT</i>
2	<i>Main Protection Operated (REF HV)</i>	:	<i>REF HV OPRT</i>
3	<i>Main Protection Operated (REF LV)</i>	:	<i>REF LV OPRT</i>
4	<i>Back Up Protection Operated (OCR HV)</i>	:	<i>OC HV OPRT</i>
5	<i>Back Up Protection Operated (OCR LV)</i>	:	<i>OC LV OPRT</i>
6	<i>Over Voltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
7	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
8	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
9	<i>Thermal relai Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
10	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
11	<i>CB HV open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
12	<i>CB HV open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
13	<i>CB LV open</i>	:	<i>CB LV OPEN</i>
14	<i>CCP operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
15	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	<i>CBF/SZP OPRT</i>
16	<i>Spare</i>		

- c. DFR dengan fasilitas digital input untuk 1 *bay* IBT/Trafo 150 (seratus lima puluh) kV (*double bus*) paling sedikit terdiri atas:
1. proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *sequential event recorder* (SER) dari proteksi;
 2. seluruh rekaman dari peralatan DFR harus dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara *remote*; dan
 3. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan dan menyampaikan seluruh rekaman DFR dan setiap *event* atau kejadian kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CCA1 2.3.10 *Phasor Measurement Unit* (PMU)

Dalam rangka *monitoring* kondisi stabilitas sistem dan mempermudah analisis, PMU harus dipasang pada:

- a. *bay* pembangkit;
- b. *bay* penghantar yang panjang (SIR<0,5 (nol koma lima)); dan
- c. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan PMU direkomendasikan terintegrasi dalam 1 (satu) *hardware* dengan proteksi utama peralatan, terintegrasi dengan peralatan lainnya, atau merupakan peralatan yang independen. PMU harus mendukung tahapan pelaksanaan *wide area monitoring, protection, and control* (WAMPAC) yang dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara *remote* serta diintegrasikan dengan perangkat *wide area monitoring system* (WAMS) terpasang milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Penempatan peralatan PMU di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan) yang dapat dimanfaatkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Appendix 2: Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (Equipment Numbering and Code Identification)

CCA2 1 Konvensi Warna

Konvensi pewarnaan pada layar ditunjukkan pada Tabel 17

Tabel 17. Konvensi Warna pada Layar

Hal	Warna	Kode RGB
<i>Single line diagrams</i> 500 kV	biru	0, 100, 255
<i>Single line diagrams</i> 275 kV	biru	0, 200, 255
<i>Single line diagrams</i> 150 kV	merah	255, 0, 0
<i>Single line diagrams</i> 66 kV	kuning	255, 255, 0
<i>Single line diagrams</i> 30 kV	hijau	0, 255, 0
<i>Single line diagrams</i> 20 kV	coklat	200, 150, 0
<i>Single line diagrams</i> 12 kV	abu-abu	180, 180, 180
<i>Single line diagrams</i> 6 kV	merah	255, 150, 180
<i>Single line diagrams</i> 0,4 kV	ungu	191, 0, 255

CCA2 2 Konvensi simbol

KONVENSI SIMBOL

	GENERATOR		RECTIFIER
	PEMUTUS TENAGA (PMT)		INVERTER
	PEMISAH (PMS)		BATERAI
	PEMUTUS RACKOUT		NETRAL GROUND RESISTOR
	PEMUTUS BALIK OTOMATIS (PBO)	I	ARUS
	PEMISAH TANAH (ES)	V	TEGANGAN
	LOAD BREAK SWITCH (LBS)	F	FREKUENSI
	LIGHTNING ARRESTER	P	DAYA AKTIF
	TRAFO ARUS (CT)	Q	DAYA REAKTIF
	TRAFO TEGANGAN (VT)	TPI	TAP POSITION INDICATION
	REAKTOR	RCD	REMOTE CONTROL DIGITAL
	KAPASITOR	RCA	REMOTE CONTROL ANALOG
	CAPASITOR VOLTAGE TRANSFORMER (CVT)	TSS	TELESINYAL SINGLE
	TRAFO TENAGA 2 BELITAN	TSD	TELESINYAL DOUBLE
	TRAFO TENAGA 3 BELITAN	L/R	LOCAL / REMOTE
	CUT OUT FUSE	LFC	LOAD FREQUENCY CONTROL
	GARDU PORTAL TIANG	AGC	AUTOMATIC GENERATION CONTROL
	GARDU TEMBOK / BESI		

INFORMASI	SIMBOL	KETERANGAN
PMT OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT UNKNOWN		KOTAK SEPARUH, WARNA ORANGE
PBO OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA PENYULANG
PBO CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA PENYULANG
PBO INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK IN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK IN		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK IN		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK OUT		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK OUT		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
LBS OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA PENYULANG
LBS CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA PENYULANG
LBS INVALID		TANPA GARIS, WARNA UNGU
PMS OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMS CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMS INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMS TANAH OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA BUSBAR
PMS TANAH CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA BIRU TUA
PMS TANAH INVALID		GARIS TERBUKA, WARNA UNGU

CCA2 1 *Meter Revenue*

Semua titik sambung harus dilengkapi dengan trafo arus dan trafo tegangan untuk pengukuran *revenue* sesuai dengan spesifikasi yang diatur dalam Aturan Pengukuran.

Appendix 3: Pengukuran, Telemetry, dan Remote Control pada Titik Sambung

Sinyal yang harus dikirim atau diterima ke/dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) seperti pada Tabel 18 berikut.

Tabel 18. Daftar Sinyal

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bu s- ba r	Bu s- Co pel	Ph t	IB T	Trf	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Ka pa sito r	Rea ct
Me sur merit Dig ital	1. TPI	Indikasi posisi tap					X	x				X		
Inp ut Analog (TM)	1. HZ	Frekuensi	x	x		x								
	2. kV	Tegangan		x		x	x	x		x				
	3. P	Daya Aktif				x	x	x		x	x	x		
	4. Q	Daya Reaktif				x	x	x		x	x	x	x	x
	5. I	Arus			x	x	x	x				x		
	6. PF	Power Factor				x	x	x		x		x		
	7. PoAQ	Setting Daya Aktif								x	x			
	8. PrAQ	Setting variasi Daya Aktif maksimum								x	x			
	9. AMF	Arus Gangguan			x	x	x	x		x		x	x	x
	10. RAMP	Ramp Rate Generator								x	x			
	11. HOLL	High Operational Limit								x	x			
	12. LOLL	Low Operational Limit								x	x			
	13. WIND S	Kecepatan Angin								x				
	14. WIAG L	Sudut Angin								x				
	15. LUXL	Intensitas Cahaya Matahari								x				
	16. PREL	Tekanan Udara Lingkungan								x				
	17. HUML	Kelembaban Udara Lingkungan								x				
	18. HUML	Suhu Lingkungan								x				
	19. FRED F	Delta Fekuensi Sinkron				x	x	x		x				
	20. VODF	Delta Tegangan Sinkron				x	x	x		x				
	21. ANG D F	Delta Sudut Phase Sinkron				x	x	x		x				
In put digital tun gal (TS)	1. SLF	Station Level Faulty	x											
	2. IEDF	IED Bay Level Faulty	x											
	3. COM	Communication Faulty					x							
	4. BUAL	Building Alarm	x											
	5. VACF	Voltage AC Failure	x											
	6. VDCF	Voltage DC Failure	x											
	7. P1Z1	Distance Protection Zone 1					x							
	8. P1Z2	Distance Protection Zone 2					x							
	9. P1Z3	Distance Protection Zone 3					x							
	10. SOTF	Switch on to Fault					x							
	11. P1DE F	Directional Earth Fault					x							

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bu s- ba r	Bu s- Co pel	Ph t	IB T	Trf	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Ka pa sito r	Rea ct
	12. P1CD	<i>Line Current Differential</i>				x								
	13. OCPT	<i>Oil Cable Preasure Trip</i>				x								
	14. P1REF	<i>Restricted Earth Fault</i>					x	x				x		
	15. P1DIF	<i>Differerential Relay</i>					x	x				x		
	16. AR	<i>Circuit Auto Reclose Success</i>				x								
	17. ARO	<i>Auto Reclose Lock Out</i>				x								
	18. CSP	<i>Check Synchronizing in Progress</i>			x	x		x						
	19. TEA	<i>Temperatur Alarm</i>					x	x				x		
	20. TET	<i>Temperatur Trip</i>					x	x				x		
	21. TRA	<i>Transformer Alarm</i>					x	x				x		
	22. TCH	<i>Tap Changer High Limit</i>					x	x						
	23. TCL	<i>Tap Changer Low Limit</i>					x	x						
	24. TCIP	<i>Tap Changer In Progress</i>						x						
	25. OCGF	<i>Over Current Ground Fault</i>			x	x			x				x	x
	26. RA	<i>Reactor Alarm</i>												x
	27. RT	<i>Reactor Trip</i>												x
	28. P1BP	<i>Busbar Protection</i>		x										
	29. VS	<i>Voltage Status</i>		x										
	30. UFR	<i>Under Frequency relai Trip</i>			x	x		x						
	31. OVR	<i>Over Voltage relai Trip</i>		x		x								
	32. P3DTT	<i>Direct Transfer Trip</i>				x	x	x	x					
	33. TTR	<i>Teleprotection Trip Receive</i>				x								
	34. TTT	<i>Teleprotection Trip Transmit</i>				x								
	35. GOV	<i>Governer Free</i>								x	x			
	36. AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>								x	x			
	37. AQR	<i>Automatic Power Factor Active</i>								x	x			
	38. LFF	<i>Load Frequency Control Unit Failure</i>								x	x			
	39. UT	<i>Unit Trip</i>								x	x			
	40. GTT	<i>Generation Transformer Trip</i>										x		
	41. BRF	<i>Breaker Fault</i>			x	x	x	x	x			x		x
	42. BF	<i>Bay Fault</i>			x	x	x	x	x			x		x
	43. P2GF R	<i>Ground Fault Relay</i>				x	x	x				x	x	x
	44. P2OC R	<i>Overcurrent Relay</i>				x	x	x				x	x	x
Inp t digi : al gan l a (TS))	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/ Opened</i>			x	X	x	X	x				x	x
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/ Opened</i>			x	X	x	X				x		
	3. DI	<i>Diameter Isolator Switch Closed/ Opened</i>							x					
	4. LI	<i>Line Isolator Switch Closed/ Opened</i>				x							x	x
	5. ES	<i>Earth Switch Closed/ Open</i>		x		x								
	6. AVRAM	<i>AVR Auto/ Manual</i>						x	x					

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bu s- ba r	Bu s- Co pel	Ph t	IB T	Trf	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Ka pa sito r	Rea ct
	7. CSO	<i>Check Synchrobizing Override</i>	x											
	8. LFR	<i>Load Freq Request On/Off</i>								x	x			
	9. LFC	<i>Load Freq Control On/Off Switch</i>								x	x			
	10. LFA	<i>Load Freq Available/Not Available</i>								x	x			
	11. PSO	<i>Power Station Operated</i>								x	x			
	12. GUC	<i>Generator Unit Run/Stop</i>								x	x			
	13. LRH MI	<i>Local/Remote For HMI</i>	x											
	14. LRBC U	<i>Local/Remote For BCU</i>			x	x	x	X	x			x	x	x
	15. SIB	<i>Software Interlocking By Passed</i>	x											
	16. GRM	<i>Genset Ready Maintenance</i>	x											
Out ut digi tal (RCD)	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/Opened</i>							x					X
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/Opened</i>												
	3. DI	<i>Diameter Isolator Switch Closed/Opened</i>							x					
	4. AVRAM	<i>AVR Auto/Manual</i>					x	X						
	5. CSO	<i>Synchro check di-override</i>	x											
	6. TC	<i>Tap changer naik/turun</i>						X						
	7. DCBC	<i>Dummy breaker on/off</i>	x											
	8. AGCR	<i>AGC Request</i>								x	x			
Out ut analog (RCA)	1. Po	<i>Setting Daya Aktif LFC</i>								x	x			
	2. Pr	<i>Setting variasi Daya Aktif maksimum LFC</i>								x	x			
	3. N	<i>Level "N" LFC</i>								x	x			
	4. PG	<i>Setting Daya Aktif AGC</i>								x	x			

Catatan :

GI : Gardu induk TS : Tele Signaling TM : Tele Metering
 TRF : Trafo TSS : Tele Signaling tunggal TSD : Tele Signaling Ganda
 TRFGEN : Trafo generator RCD : Tele Kontrol Digital RCA : Tele Kontrol Analog
 GEN : Generator REACT : Reaktor

("x" mengindikasikan sinyal yang harus disediakan untuk setiap jenis sambungan)

ATURAN OPERASI
(OPERATING CODE - OC)

Aturan Operasi menjelaskan tentang aturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin agar keandalan, mutu dan efisiensi operasi sistem Sumatera dapat dipertahankan sesuai Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan).

OC 1 Pokok

Bagian ini merangkum prinsip operasi sistem yang aman dan andal yang harus diikuti. Bagian ini juga menetapkan tanggung jawab yang mendasar dari semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam rangka berkontribusi terhadap operasi yang aman dan andal.

OC 1.1 Keadaan Operasi yang Baik atau Normal

Sistem dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik apabila:

- a. frekuensi dalam operasi normal pada kisaran 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz \pm 0,20 (nol koma dua nol) Hz, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengupayakan frekuensi dalam keadaan normal sedangkan selama kondisi gangguan, seluruh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tetap dapat beroperasi pada batas frekuensi 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, kecuali diatur khusus oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. tegangan di GI berada dalam batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.2 - Variasi pada Tegangan Sistem). Batas ini harus menjamin bahwa tegangan pada semua pelanggan berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik. Operasi pada batas tegangan tersebut diharapkan dapat membantu mencegah terjadinya *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik sistem;
- c. tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial (*credible outages*);
- d. tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan GI (transformator dan *switchgear*) berada dalam batas rating normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan; dan

- e. konfigurasi sistem sedemikian rupa sehingga semua PMT di jaringan transmisi akan mampu memutus arus gangguan yang mungkin terjadi dan mengisolir peralatan yang terganggu.

OC 1.2 Klasifikasi *Contingencies*

- a. *contingency* merupakan suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi;
- b. *credible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap berpotensi untuk terjadi, dan secara ekonomis sistem dapat diproteksi terhadap keadaan tidak terlayannya beban (*loss of load*) sebagai akibat kejadian tersebut. Misalnya kejadian *trip*-nya satu unit generator atau satu segmen transmisi;
- c. *noncredible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap kecil kemungkinannya untuk terjadi atau kejadian tersebut secara ekonomis tidak layak diproteksi. Misalnya, secara simultan *trip*-nya beberapa unit pembangkit, *trip*-nya 2 (dua) atau lebih transmisi oleh robohnya menara atau adanya beberapa kejadian gangguan simultan oleh badai; dan
- d. dalam keadaan tidak normal seperti badai atau kebakaran, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memilih untuk menetapkan sementara, suatu *noncredible contingency* (misalnya *trip*-nya lebih dari 1 (satu) transmisi atau terganggunya beberapa GI) sebagai suatu *credible contingency*, yang harus diproteksi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik apabila reklasifikasi seperti itu terjadi berikut saat berakhirnya.

OC 1.3 Keadaan Operasi yang Aman

Sistem dianggap berada dalam keadaan yang aman apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal; atau
- b. sistem dapat dikembalikan ke keadaan operasi yang normal setelah terjadinya suatu *credible contingency*, tanpa adanya pemutusan beban.

OC 1.4 Mempertahankan Keamanan

Untuk mempertahankan keamanan sistem, syarat berikut harus diikuti:

- a. sampai batas yang aman, sistem harus dioperasikan sedemikian rupa sehingga berada dan akan tetap dalam keadaan operasi yang aman;
- b. setelah kejadian *credible contingency* atau perubahan kondisi dalam sistem, mungkin sistem menjadi tidak aman terhadap suatu *contingency* lainnya. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil langkah penyesuaian kondisi operasi untuk mengembalikan sistem ke keadaan aman;
- c. beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) harus dilepas untuk mencegah keadaan operasi pada frekuensi yang rendah atau keadaan cadangan yang tidak mencukupi. Beban yang dapat dilepas merupakan beban yang ditentukan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau beban yang menurut kontrak boleh dilepas secara manual maupun otomatis dalam rangka mempertahankan keamanan sistem. Beban tersebut umumnya akan dilepas sebelum bekerjanya Pelepasan beban secara otomatis oleh relai frekuensi rendah tahap pertama;
- d. cara paling efektif untuk mencegah padamnya seluruh sistem (*total grid blackout*) yaitu dengan menjamin bahwa keseimbangan pembangkitan dengan beban selalu dipertahankan dalam semua kondisi yang diperkirakan akan terjadi. Harus tersedia fasilitas pelepasan beban yang memadai secara otomatis dengan relai frekuensi rendah untuk mengembalikan kondisi sistem ke operasi yang normal setelah kejadian *contingency* yang signifikan;
- e. skema pemisahan jaringan transmisi harus dipertahankan untuk menjamin bahwa apabila terjadi gangguan besar dalam sistem yang mengakibatkan sulit untuk mempertahankan integrasinya, sistem akan dipecah menjadi beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang masing-masing dapat mencapai keseimbangan kapasitas pembangkitan dengan beban, untuk sebagian besar gangguan *multiple contingency*; dan
- f. kemampuan fasilitas asut gelap (*black start*) yang memadai harus tersedia dalam sistem untuk memungkinkan pemulihan sistem ke kondisi operasi yang aman setelah suatu kejadian padam total.

OC 1.5 Keadaan Operasi yang Andal

Sistem berada dalam keadaan operasi yang andal apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal;
- b. menurut pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), tingkat cadangan kapasitas jangka pendek dan menengah paling sedikit sama dengan tingkat minimum sesuai yang diatur dalam OC 2.2; dan
- c. tidak ada kondisi abnormal seperti badai atau kebakaran yang sedang atau diperkirakan akan terjadi, yang mungkin akan mengakibatkan kejadian *noncredible contingency*.

OC 1.6 Tanggung Jawab Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memegang peran utama dalam mengoordinasikan operasi sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan sistem untuk kepentingan semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharuskan mematuhi perintah atau instruksi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pada batas pengoperasian peralatan yang aman dan disepakati dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan sistem.

Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan uji berkala terhadap fasilitas dan peralatan operasi sistem untuk menjamin bahwa semuanya berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal. Selain itu, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menguji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman apabila terjadi gangguan dan pemadaman di sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menetapkan program dan jadwal pengujian yang dianggap perlu untuk menjamin keamanan dan keandalan sistem. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharuskan menjalankan program dan jadwal pengujian serta selalu berkoordinasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam pelaksanaan pengujian tersebut.

OC 1.6.1 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) sebagai Pusat Pengatur Beban untuk Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. secara terus-menerus memantau status operasi jaringan dan mengambil langkah yang perlu untuk mempertahankan dalam keadaan andal, berkualitas dan ekonomis;

- b. melaksanakan operasi buka tutup PMT (*switching*) di jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 kV (enam puluh enam) kV;
- c. mengoordinasikan kegiatan operasi sistem antara pengelola pembangkit, pengelola transmisi PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) yang diperlukan untuk mencapai sasaran sebagaimana dimaksud dalam huruf a;
- d. selalu menginformasikan kepada semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tentang status keamanan sistem yang sedang berlangsung maupun yang diharapkan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari para pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- e. merencanakan dan mereviu skema pelepasan beban otomatis pada peralatan transmisi dengan berkoordinasi kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), atau konsumen tenaga listrik dan memastikan kesiapan proteksi sistem sesuai dengan kebutuhan sistem;
- f. mengoordinasikan *setting* proteksi unit pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem; dan
- g. memastikan kesiapan semua peralatan dan fasilitas operasi baik peralatan SCADA, telekomunikasi dan proteksi sistem.

OC 1.6.2 Tanggung Jawab Pengelola Transmisi PT PLN (Persero) untuk Keamanan Sistem

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk:

- a. memastikan kesiapan peralatan kompensator daya reaktif sesuai dengan kebutuhan sistem;
- b. melaksanakan pekerjaan pemeliharaan dan perbaikan yang perlu terhadap fasilitas transmisi di kawasan instalasinya;
- c. membuat dan melaksanakan *setting* relai proteksi peralatan;
- d. melaksanakan pengujian relai proteksi secara periodik;
- e. memantau kondisi peralatan transmisi dan GI termasuk relai, serta membuat deklarasi atas status atau kondisi peralatan instalasinya;
- f. merencanakan dan mengoordinasikan sistem proteksi semua komponen dalam sistem, termasuk proteksi utama dan cadangan (*back up*);
- g. berkoordinasi dengan semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas semua sistem proteksi pada semua titik sambung di sistem; dan

- h. menetapkan spesifikasi peralatan proteksi untuk semua pengembangan jaringan, seperti pengembangan saluran transmisi, GI, dan peralatan GI.

OC 1.6.3 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem

Pembangkit termal menyediakan porsi yang besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam Sistem Tenaga Listrik. Operasi pembangkit yang andal sangat penting bagi keandalan operasi sistem. Pengelola pembangkit termal dan tenaga air bertanggung jawab untuk:

- a. mampu memberikan pelayanan yang andal sebagaimana dinyatakan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik (PJBL) terkait dan/atau ketentuan operasi yang berlaku;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit;
- c. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait;
- d. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke/dari sistem, serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan sistem dalam batas teknis peralatan yang disepakati;
- e. menyiapkan unit pembangkit yang sewaktu-waktu dapat dikeluarkan secara otomatis dari sistem yang sudah ditentukan (*predefined*) untuk pengaman sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- f. setiap unit pembangkit memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan (dalam batas kemampuan unit pembangkit yang dideklarasikan);
- g. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC unit pembangkit yang dilengkapi dengan AGC;
- h. menyediakan sarana asut gelap (*black start*) sesuai yang direkomendasikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mempercepat proses pemulihan sistem;
- i. memelihara kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit yang memiliki fasilitas asut gelap (*black start*). Operator unit pembangkit harus dipersiapkan untuk melakukan uji asut gelap (*black start*) secara rutin paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun;

- j. selama gangguan atau keadaan darurat, unit pembangkit yang memikul beban terpisah (*isolated*) harus mengikuti perintah dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk berpartisipasi dalam proses interkoneksi dan pemulihan sistem;
- k. selama gangguan atau keadaan darurat, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem, kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem; dan
- l. menyediakan data pembebanan generator harian periode 30 menit untuk verifikasi data oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) termasuk kondisi harian duga muka air, air masuk, dan air keluar waduk pada pembangkit tenaga air.

OC 1.6.4 Tanggung Jawab Pengelola Distribusi PT PLN (Persero) dalam Keamanan Sistem

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mereka mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif. Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab dalam:

- a. melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) di semua GI;
- c. mengoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara pembangkitan, transmisi dan distribusi;
- d. menjaga dan memelihara keberadaan peralatan pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi rendah dan relai tegangan rendah pada penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka meminimalkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total; dan
- e. mengoordinasikan pemulihan beban bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya. Cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadinya gangguan dan pemadaman yang lebih buruk.

OC 1.6.5 Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem

Konsumen tenaga listrik secara keseluruhan merupakan bagian yang sangat penting dari beban sistem dan kemungkinan merupakan beban yang dominan di wilayahnya. Konsumen tenaga listrik ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan sistem bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan lainnya. Tanggung jawab konsumen tenaga listrik yaitu:

- a. memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau dalam perjanjian interkoneksi;
- b. menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan melanggar standar sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan);
- c. melepas beban yang disiapkan untuk dilepas (*interruptible load*) apabila diperintahkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis karena frekuensi rendah dan/atau tegangan rendah, untuk memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka memproteksi keamanan sistem.

OC 1.6.6 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit EBT Intermiten untuk Keamanan Sistem

Pembangkit EBT intermiten secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban sistem. Pada kawasan tertentu pembangkit EBT intermiten dapat juga berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan. pengelola pembangkit EBT intermiten bertanggung jawab dalam:

- a. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit dari kondisi yang sedang dinyatakan berlaku;
- b. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan sistem (*dispatchable*);
- d. untuk pembangkit dengan kapasitas total paling kecil 20 (dua puluh) MW pada 1 (satu) titik penyambungan harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC;

- e. selama gangguan atau keadaan darurat dalam sistem, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem;
- f. menyampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) laporan rekaman pembebanan harian dengan resolusi 5 (lima) menit;
- g. pada kondisi *emergency*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang menurunkan pembebanan Pembangkit EBT intermiten sebagai prioritas terakhir sesuai dengan kebutuhan sistem;
- h. pembangkit EBT intermiten harus membantu pengaturan frekuensi dan tegangan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.4.2 - Persyaratan Kinerja Pembangkit);
- i. pola operasi *start stop* dan pembebanan pembangkit EBT intermiten harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang menentukan *ramping rate* pembangkit EBT intermiten; dan
- k. pembangkit EBT intermiten harus menyampaikan prakiraan beban harian dengan resolusi 15 (lima belas) menit dan di *update* setiap 6 (enam) jam.

OC 1.6.7 Operasi Paralel Pembangkit Milik Konsumen Tenaga Listrik dan *Excess Power*

Pembangkit milik konsumen tenaga listrik atau *excess power* diizinkan beroperasi paralel di jaringan hanya jika sudah memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.12 - Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan) serta mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Ketentuan mengenai pola pengoperasian pembangkit paralel diatur dalam OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem).

OC 1.6.8 Operasi *Power Wheeling*

Pembangkit yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* hanya diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika sudah memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana yang dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur

Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana yang dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.12 - Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana yang dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan). Konsumen tenaga listrik yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika sudah memenuhi syarat penyambungan konsumen tenaga listrik sebagaimana yang dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan) dan pola pengoperasiannya dimaksud dalam OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem) dan OC 1.6.5 (Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem).

OC 1.6.9 Operasi Interkoneksi dengan Sistem Lain

Apabila terdapat interkoneksi dengan sistem lain, pengaturan frekuensi dilakukan sistem yang lebih besar dan masing-masing pengatur beban memonitor batas transfer yang telah disepakati. Perlu disepakati pertahanan sistem apabila terjadi gangguan di titik interkoneksi atau jaringan di suatu sistem yang mempengaruhi sistem lainnya berikut dengan *standard operating procedure* (SOP) pemulihannya. Syarat interkoneksi mengikuti Aturan Penyambungan interkoneksi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.2 - Persyaratan Teknis untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), (CC 4.3 - Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), dan (CC 5 - Prosedur Penyambungan).

OC 2 Margin Cadangan Operasi

OC 2.1 Cadangan operasi yaitu:

- a. cadangan berputar, didefinisikan sebagai jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia, tidak dibebani, dan beroperasi dalam sistem. Unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban *interruptible* yang dapat dilepas dalam waktu 10 (sepuluh) menit, tergantung dari opsi yang dipilih oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dapat dianggap sebagai cadangan berputar;
- b. cadangan dingin, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 4 (empat) jam; dan

- c. cadangan jangka panjang, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam tetapi kurang dari 2 (dua) hari.

OC 2.2 Margin cadangan (kebutuhan minimum) harus tersedia setiap saat:

- a. cadangan berputar lebih besar atau sama dengan kapasitas unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem;
- b. cadangan berputar ditambah cadangan dingin lebih besar atau sama dengan 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem; dan
- c. cadangan berputar ditambah cadangan dingin ditambah cadangan jangka panjang lebih besar atau sama dengan dua pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem ditambah margin keandalan. Tambahan margin keandalan ini dapat dinyatakan dalam persentase terhadap beban puncak harian atau dalam MW, yang perhitungannya berdasarkan studi energi tidak terlayani dan/atau *loss of load probability*.

Kriteria ini harus ditinjau ulang dan diperbarui secara periodik untuk menjamin efektifitas biaya dan keandalan sistem.

OC 3 Pengendalian Frekuensi

OC 3.1 Frekuensi di sistem akan konstan apabila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Frekuensi di sistem akan naik apabila total pembangkitan melebihi total beban ditambah rugi-rugi. Frekuensi sistem akan turun apabila total beban ditambah rugi-rugi melebihi total pembangkitan. Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pelanggan akhir.

Frekuensi sistem dipertahankan dalam kisaran $\pm 0,20$ (nol koma dua nol) Hz di sekitar 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz, kecuali dalam periode *transient* yang singkat, di mana penyimpangan sebesar $\pm 0,50$ (nol koma lima nol) Hz atau lebih diizinkan, serta selama keadaan darurat. Pengendalian frekuensi dicapai melalui:

- a. aksi *governor* unit pembangkit (pengendalian primer);
- b. unit pembangkit yang memiliki AGC (pengendalian sekunder);
- c. perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) ke unit pembangkit untuk menaikkan atau menurunkan tingkat pembebanan unit pembangkit dalam rangka mengantisipasi perubahan beban;
- d. penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban sistem;

- e. pengurangan beban secara manual;
- f. peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah;
- g. pelepasan generator oleh relai frekuensi lebih; dan
- h. semua jenis pembangkit termasuk EBT intermiten harus berkontribusi dalam menjaga kualitas frekuensi.

OC 3.2 Kesalahan Waktu (*Time Error*)

Dalam rangka menyediakan indikasi waktu yang andal bagi peralatan pelanggan yang menghitung jam berdasarkan frekuensi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk menghindari kesalahan waktu (*time error*) lebih dari 30 (tiga puluh) detik setiap saat.

OC 3.3 *Governor* Reaksi Cepat Unit Pembangkit

Unit pembangkit harus beroperasi dengan *governor* reaksi cepat, dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. untuk pembangkit *thermal*, *deadband* maksimum $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz, *speed droop* maksimum 5% (lima persen); dan
- b. untuk pembangkit hidro, *deadband* maksimum $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz, *speed droop* maksimum 2% (dua persen).

Unit pembangkit harus mengikuti *setting* di atas kecuali diizinkan atau diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengatur *setting* pada tingkat yang lain.

OC 3.4 Pembangkit yang Memiliki *Automatic Generation Control* (AGC)

Operator unit pembangkit yang berkemampuan AGC harus segera mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengaktifkan atau mematikan AGC. Jumlah rentang pengaturan dari unit pembangkit ber-AGC harus dijaga paling sedikit sebesar 2,5% (dua koma lima) dari beban sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.

OC 3.5 Pengurangan Tegangan untuk Mengurangi Beban Sistem

Dalam hal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,70 (empat puluh sembilan koma tujuh nol) Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan bahwa terjadi keadaan darurat di sistem. Dalam hal ini pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan unit di bawah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan operator unit

pembangkit untuk mengurangi tegangan sebagaimana dijelaskan di Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan). Dalam hal sistem telah dipulihkan ke kondisi normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengembalikan tegangan ke kisaran normal.

OC 3.6 Pengurangan Beban secara Manual

Dalam hal selama keadaan darurat pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,50 (empat puluh sembilan koma lima nol) Hz dan cadangan pembangkitan yang ada tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan ke unit di bawah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik untuk secara manual melepas beban yang termasuk kategori dapat diputus (*interruptible*).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat pula memerintahkan pelepasan beban secara manual di kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*).

OC 3.7 Peralatan Pelepasan Beban secara Otomatis oleh Frekuensi Rendah

Dalam rangka menjamin keseimbangan antara beban dan pembangkitan dalam keadaan darurat, paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari beban sistem harus dapat dikontrol oleh peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah yang dievaluasi setiap tahun atau sewaktu-waktu diperlukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Beban sensitif yang ditetapkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dilarang masuk dalam program pelepasan beban (*load shedding*) oleh relai frekuensi rendah. Pelepasan beban paling banyak 10 (sepuluh) tahapan yang tersebar secara geografis dan harus disediakan dan selalu dipertahankan.. Pelepasan beban tahap pertama harus diatur pada frekuensi yang cukup rendah sehingga terlepasnya pembangkit terbesar di sistem tidak akan menyebabkan bekerjanya tahap pertama tersebut. Tahap terakhir pelepasan beban harus diatur pada frekuensi di atas nilai *setting under frequency* yang tertinggi dari generator yang dilengkapi relai frekuensi rendah, sehingga tidak ada unit pembangkit yang terlepas sebelum pelepasan beban tahap terakhir bekerja.

OC 3.8 Peralatan Pelepasan Pembangkit secara Otomatis

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang melepas unit pembangkit secara otomatis pada kondisi tertentu untuk mengamankan sistem. Kondisi tertentu tersebut meliputi namun tidak terbatas pada skema sistem isolasi terpisah (*islanding system*),

keterbatasan jalur evakuasi daya pembangkit, dan kestabilan sistem.

OC 4 Pengendalian Tegangan

Menjaga tegangan sistem pada sekitar tingkat nominal diperlukan untuk mengurangi rugi-rugi jaringan dan ancaman *voltage collapse* serta masalah stabilitas *transient*, *dynamic* dan *steady state*. Pengendalian tegangan juga diperlukan untuk menghindari kerusakan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi, baik oleh tegangan yang terlalu rendah maupun tegangan yang terlalu tinggi, serta untuk menjamin bahwa tegangan di sisi pelanggan berada dalam tingkat yang dapat diterima. Selain itu, ketidakseimbangan tegangan dan harmonik harus dikendalikan pula untuk memberi pelayanan yang memuaskan ke pelanggan.

OC 4.1 Pengendalian tegangan dicapai dengan langkah berikut:

- a. generator sinkron yang dilengkapi pengaturan tegangan. Penambahan *stabilization control loops* atau *Power System Stabilizer* (PSS) pada pengaturan tegangan memperbaiki stabilitas dinamik dari sistem;
- b. *synchronous condenser*;
- c. *compensator VAR* statik;
- d. kapasitor paralel (*shunt*);
- e. reaktor *shunts*;
- f. perubahan tap transformator; dan
- g. pengoperasian atau pelepasan SUTT/SUTET.

OC 4.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua GI dan untuk menyampaikan informasi tersebut ke unit pembangkit. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk mengarahkan operasi sistem sehingga tegangan sistem berada dalam tingkat yang aman. Operator peralatan pengendali tegangan sebagaimana dimaksud dalam OC 4.1 harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengoperasikan peralatan. Apabila terdapat masalah dalam memenuhi kebutuhan ini harus dilaporkan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 4.3 Ketidakseimbangan Tegangan

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyeimbangkan impedansi *phase* jaringan guna membatasi ketidakseimbangan tegangan. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyeimbangkan arus *phase* pada titik sambung guna membatasi tegangan urutan negatif

kurang dari 1% (satu persen) sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3 - Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan).

OC 4.4 Harmonik Tegangan dan Arus

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa kontribusi mereka terhadap distorsi harmonik pada titik sambung dengan level tegangan yang berbeda tidak melebihi yang sudah dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3.1. - Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)). pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mereduksi distorsi harmonik guna membatasi harmonik tersebut.

OC 4.5 Kedip dan *Flicker* Tegangan

Kedip tegangan disebabkan oleh asut motor sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.4 - Fluktuasi Tegangan). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa operasi mereka tidak menyebabkan *flicker* tegangan atau kelip berulang-ulang yang melebihi batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.4 - Fluktuasi Tegangan). Jika batas tersebut dilampaui, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus mencari penyebab masalah dan mengambil langkah yang diperlukan untuk memperbaiki pelanggaran kriteria ini.

Untuk menjaga kelip tegangan yang disebabkan oleh gangguan sistem selama kurang dari 30 (tiga puluh) *cycle*, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mempunyai *filter* tersendiri.

OC 5 Proteksi Jaringan

Peralatan proteksi jaringan dan koordinasi proteksi yang memadai diperlukan untuk memproteksi komponen jaringan dan untuk membatasi dampak gangguan apabila terjadi gangguan atau kegagalan peralatan. Persyaratan rinci tercantum dalam *Appendix 1* Aturan Penyambungan (CCA1 2.3 - Peralatan Proteksi yang Diperlukan).

OC 5.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyerahkan rencana perubahan skema proteksi ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk dipelajari dan disahkan.

OC 5.2 Skema proteksi jaringan harus memberikan kemungkinan untuk pemanfaatan rating termal jangka pendek peralatan penghantar dan GI dengan nilai rating yang dideklarasikan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero).

OC 5.3 Jika seluruh atau sebagian dari suatu skema proteksi gagal atau tidak bekerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus memutuskan untuk:

- a. memadamkan peralatan yang diproteksi oleh skema proteksi tersebut;
- b. membiarkan peralatan tetap bertegangan, tanpa proteksi primer selama periode tertentu sepanjang proteksi cadangan tersedia dan memadai; atau
- c. memasang skema proteksi sementara.

OC 6 Stabilitas Sistem

Sistem menghadapi beberapa jenis gangguan besar yang berkaitan dengan masalah stabilitas, antara lain:

- a. ketidakstabilan *transient*, terjadi jika ada bagian dari sistem berosilasi tidak teredam dan berakhir dengan terpisahnya sistem (biasanya dalam beberapa detik). gangguan semacam ini biasanya terjadi setelah suatu gangguan hubung singkat besar atau terlepasnya beberapa unit pembangkit;
- b. ketidakstabilan dinamik, di mana osilasi kecil tidak teredam terjadi yang diawali oleh sebab yang tidak jelas, yaitu karena sistem dioperasikan terlalu dekat dengan kondisi tidak stabil; dan
- c. ketidakstabilan tegangan, yaitu merosotnya tegangan sistem lebih rendah dari suatu tingkat atau batas kemampuan peralatan pengendali tegangan dalam mengembalikan tegangan ke tingkat yang dapat diterima. Dalam kasus tersebut kenaikan rugi-rugi daya reaktif memperburuk permasalahan sehingga memperluas dan mempercepat penurunan tegangan seluruh sistem dan mengarah ke *voltage collapse*.

OC 6.1 Koordinasi Analisis Stabilitas

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk melakukan atau mengatur terselenggaranya studi yang diperlukan untuk menentukan batas operasi yang aman yang dapat melindungi sistem dari ancaman masalah ketidakstabilan, termasuk yang disebabkan oleh *credible outages*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan data dan informasi yang diperlukan untuk mendukung studi tersebut sesuai yang tercantum dalam Aturan Kebutuhan Data.

OC 6.2 Tanggung Jawab Operasional dalam Hal Stabilitas

Tanggung jawab para pihak yang terlibat dalam pengoperasian sistem untuk mempertahankan stabilitas operasi, antara lain:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengoperasikan sistem dalam batas operasi yang aman yang ditetapkan melalui studi berkala tentang stabilitas. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyebutkan keterbatasan kapasitas *static compensator*, reaktor, dan kapasitor yang menyebabkan jaringan beroperasi di luar batas normal;
- b. pengelola pembangkit harus mempertahankan peralatan pengendali tegangan dan alat kendali lain untuk menjamin bahwa dukungan daya reaktif sepenuhnya (rincian persyaratan mengacu ke Aturan Penyambungan tersedia bagi sistem. Pengelola pembangkit harus mempertahankan kemampuan daya reaktif unit pembangkit sesuai dengan desain peralatan. Unit pembangkit dilarang dilepas dari sistem selama terjadinya gangguan, kecuali:
 1. kondisi frekuensi atau tegangan pada saat itu melebihi atau sangat kurang sehingga dapat merusak peralatan; atau
 2. apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah menyetujui dilakukannya pelepasan tersebut.
- c. pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memelihara peralatan pengendali tegangan di instalasi yang menjadi wewenang pengelola distribusi PT PLN (Persero) sehingga peralatan akan bekerja seperti yang diinginkan untuk mendukung tegangan jaringan transmisi dan tegangan jaringan distribusi; dan
- d. konsumen tenaga listrik harus memelihara semua peralatan pengendali tegangan yang dibutuhkan sesuai dengan Perjanjian Jual Beli Listrik (PJBL) sehingga peralatan akan bekerja sesuai dengan yang diinginkan untuk mendukung tegangan sistem selama kondisi normal dan kondisi gangguan.

OC 7 Prosedur Darurat

keadaan darurat pada sistem dianggap terjadi apabila:

- a. kapasitas margin cadangan atau tegangan sistem kurang dari tingkat yang dapat diterima;
- b. gangguan telah menyebabkan sistem terpisah dan/atau pemadaman sebagian atau total; dan
- c. badai, gempa bumi, huru-hara dan sebagainya yang mengancam keamanan sistem.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti prosedur yang tercantum dalam OC 7.2 (Pengumuman Kekurangan Daya), OC 7.3 (Pemberitahuan Kekurangan Daya), OC 7.4 (Pengumuman Keadaan Darurat Sistem), OC 7.5 (Pemberitahuan Keadaan Darurat), dan OC 7.6 (Ruang Operasi Darurat) untuk mengembalikan kondisi sistem secepatnya ke keadaan aman.

OC 7.1 Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem

pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memelihara dan mendistribusikan petunjuk prosedur keadaan darurat sistem beserta daftar rinci semua pihak yang harus diberitahu bahwa sistem dalam keadaan darurat, termasuk nomor telepon dinas dan telepon rumah serta alternatif penyampaian lain apabila mereka tidak berada di rumah. Petunjuk tersebut harus menetapkan tempat ke mana petugas utama harus melapor untuk pelaksanaan pemulihan.

OC 7.2 Pengumuman Kekurangan Daya

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan suatu kondisi kekurangan daya apabila:

- a. cadangan operasi merosot di bawah kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya; atau
- b. cadangan operasi dalam rencana bulanan diperkirakan akan kurang dari kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan keadaan kekurangan daya paling sedikit 7 (tujuh) hari sebelumnya.

OC 7.3 Pemberitahuan Kekurangan Daya

Setelah kekurangan daya diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) bahwa telah terjadi kekurangan daya dan agar mempersiapkan pelepasan beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) untuk mempertahankan tingkat cadangan operasi minimum. Besarnya beban *interruptible* yang harus dilepas oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus berdasarkan target yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Target tersebut harus diusahakan proporsional dengan beban tersambung masing-masing pengelola distribusi PT PLN (Persero);

- b. memberitahu pengelola pembangkit bahwa telah terjadi atau mungkin akan terjadi kekurangan daya dan agar berusaha untuk menambah daya tersedia di setiap unit pembangkit; dan
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero).

OC 7.4 Pengumuman Keadaan Darurat Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengumumkan adanya keadaan darurat dalam hal:

- a. cadangan berputar di sistem turun ke tingkat di bawah kebutuhan minimum;
- b. pembebanan yang tinggi pada ruas transmisi sehingga dapat menyebabkan ketidakstabilan sistem;
- c. tegangan sistem yang rendah dan dapat membawa ke kondisi *voltage collapse* dan semua upaya yang ada telah dilakukan untuk mengatasi masalah;
- d. gangguan jaringan telah menyebabkan terpisahnya sistem dan/atau pemadaman sebagian atau total; atau
- e. terdapat ancaman badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara dan sebagainya yang berdasarkan pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengancam keamanan sistem.

OC 7.5 Pemberitahuan Keadaan Darurat

Setelah keadaan darurat di sistem diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera melakukan pemberitahuan berikut:

- a. memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melalui fasilitas pesan operasi (*grid operations message system*) bahwa keadaan darurat di sistem telah diumumkan;
- b. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero), mengenai besar pengurangan beban yang diperlukan (apabila diperlukan);
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero); dan
- d. memberitahu pimpinan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perlunya mengaktifkan ruang operasi darurat.

Pemberitahuan harus secara ringkas dan jelas menyebutkan masalah yang terjadi dan tindakan yang diharapkan dari penerima pemberitahuan.

OC 7.6 Ruang Operasi Darurat

Ruang operasi darurat (ROD) diperuntukkan bagi manajemen untuk memantau, menganalisis, dan membuat strategi terkait yang sedang dilakukan oleh *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengatasi keadaan darurat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghubungi pihak yang bertanggung jawab yang terdaftar dalam petunjuk prosedur keadaan darurat di sistem dan meminta pengaktifan ruang operasi darurat (ROD).

OC 7.7 Pelatihan Keadaan Darurat

Pelatihan keadaan darurat harus dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur dan respons baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 7.8 *Back Up Control Center*

Untuk mengendalikan operasi sistem apabila ruang kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengalami gangguan teknis atau nonteknis, pengendalian operasi sistem dialihkan ke *back up control center* yang telah disiapkan.

OC 7.9 Pelatihan Cadangan Ruang Kontrol Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Pelatihan kondisi pengalihan kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur dan respons baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 8 Prosedur Pemulihan Sistem

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti pengarahan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memastikan bahwa pemulihan sistem berlangsung cepat, aman, dan menghindari masalah yang tidak perlu terjadi.

OC 8.1 Prosedur Pemulihan dari Terpisahnya Sistem menjadi Sistem Isolasi Terpisah (*Islanding System*)

Dalam hal telah terjadi 1 (satu) atau lebih sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil, urutan berikut harus diikuti:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus secepatnya menilai keadaan sistem dan menentukan tingkat dan sifat kerusakan fasilitas peralatan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik transmisi harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam membuat penilaian;
- b. menstabilkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) pada frekuensi 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz dan menyinkronkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) secepat mungkin;
- c. memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus atau padam untuk memulai proses pengasutan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. mengasut unit pembangkit yang tidak beroperasi yang menurut pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- e. mengasut unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap di kawasan yang padam dan menyinkronkan unit pembangkit ketika pasokan ke titik sambung pusat listrik telah dipulihkan dan telah diizinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk disinkronkan;
- f. menaikkan daya keluar unit pembangkit sesuai dengan perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Perlu diperhatikan agar tidak melakukan pembebanan berlebih pada penghantar dan/atau pembebanan yang mengakibatkan kondisi tegangan rendah;
- g. memulihkan pasokan ke GI yang padam secepat mungkin guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka tutup (*switching*) PMT. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengantisipasi kemungkinan terjadinya tegangan lebih yang disebabkan oleh arus *charging* ketika menutup ruas transmisi yang panjang;
- h. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk memulai pemulihan penyulang distribusi dengan menghindari pembebanan lebih ruas transmisi dan keadaan tegangan rendah serta menghindari turunnya cadangan putar ke tingkat

yang tidak aman. Setelah padam cukup lama, mungkin diperlukan pembebanan penyulang secara bertahap untuk menghindari terjadinya beban lebih pada penyulang;

- i. menghindari menghubungkan unit pembangkit yang terisolasi ke beban lokal yang terisolasi kecuali apabila tidak mungkin menyinkronkan unit pembangkit terlebih dahulu untuk kestabilan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) dan unit pembangkit telah dinyatakan mampu memikul beban terpisah; dan
- j. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tidak mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selama proses pemulihan harus dihadapkan pada proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Sumatera sebagaimana dimaksud dalam Aturan Manajemen Jaringan (GMC 5 - Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Sumatera).

OC 8.2 Prosedur Pemulihan Padam Total

Pemulihan sistem setelah kejadian pemadaman total merupakan proses yang jauh lebih sulit dan memakan waktu panjang dibandingkan pemadaman sebagian. Dalam hal terjadi pemadaman total, langkah berikut harus ditambahkan pada kasus pemadaman sebagian:

- a. unit pembangkit yang mempunyai fasilitas asut gelap mampu memikul beban terpisah (*independent load pickup*) harus diasut dan diikuti dengan proses pemberian tegangan (*energize*) ruas penghantar, pemberian tegangan (*energize*) GI, dan pembebanan lokal. Sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang terbentuk harus diperluas dengan menambahkan pembangkitan lokal, ruas penghantar, GI, dan beban. Ketika memperluas sistem isolasi terpisah (*islanding system*) perlu perhatian khusus untuk menghindari ketidakstabilan tegangan;
- b. setelah beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil terbentuk, sistem isolasi terpisah (*islanding system*) tersebut harus diperluas sehingga sistem yang semula terpisah dapat disinkronkan dengan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) lainnya;
- c. karena durasi dan lingkup pemadaman total jauh lebih besar dibandingkan pemadaman sebagian, pembebanan unit pembangkit harus secara bertahap untuk menghindari beban lebih pada penyulang dan untuk memungkinkan penstabilan beban. Selain itu, banyak fasilitas penyimpan energi (*energy storage*) di GI dan pusat listrik harus diisi ulang sebelum pengoperasian kembali fasilitas tersebut; dan

- d. usaha pemulihan sistem sesuai dengan *standard operating procedure* (SOP) pemulihan sistem yang disusun oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan direviu secara berkala.

OC 9 Koordinasi Keselamatan

Bagian ini menjelaskan prosedur proses buka tutup (*switching*) PMT dan pembebasan bagian instalasi untuk menjamin bahwa pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat dilaksanakan dengan aman. Hal ini diterapkan apabila pekerjaan dan/atau pengujian yang akan dilakukan memerlukan koordinasi keselamatan kerja dan keselamatan peralatan antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Selain itu, bagian ini memberi garis besar prosedur yang harus diikuti pada saat kegiatan pemeliharaan dan pengujian akan dilaksanakan di jaringan transmisi oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan proses perizinan kerja yang tercantum dalam OC 9.2 (Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi).

OC 9.1 Koordinator Keselamatan Kerja

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) suatu titik sambung baru, masing-masing pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik harus menunjuk seorang koordinator keselamatan kerja.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus saling memberitahu secara tertulis mengenai identitas koordinator keselamatan kerja yang ditunjuk. Dalam hal akan mengganti koordinator keselamatan kerja yang telah ditunjuk, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis identitas koordinator keselamatan kerja yang baru.

koordinator keselamatan kerja harus bertanggung jawab tentang semua hal yang menyangkut keselamatan personel selama kegiatan pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 9.2 Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi

Suatu proses perizinan kerja telah ditetapkan untuk menjamin keselamatan pelaksanaan prosedur pemeliharaan peralatan tegangan tinggi. Proses ini meliputi koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), personel keselamatan kerja dan personel pemeliharaan yang melaksanakan pekerjaan, serta

pengalihan kewenangan dari suatu grup ke grup yang lain selama kegiatan pemeliharaan dan pengujian melalui penggunaan formulir khusus perizinan kerja. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan izin kerja untuk pekerjaan di jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV.

Prosedur keselamatan kerja yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV dituangkan dalam dokumen prosedur pelaksanaan pekerjaan pada instalasi listrik tegangan tinggi atau ekstratinggi sistem Sumatera yang disusun oleh pemilik pekerjaan yaitu pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Setiap pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terkait, paling lambat 7 (tujuh) hari sebelum pelaksanaan pekerjaan.

OC 9.2.1 Proses perizinan pekerjaan untuk pemeliharaan peralatan tegangan tinggi harus meliputi langkah berikut:

- a. proses dimulai dengan pengajuan formulir permohonan izin kerja ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempelajari rencana yang diajukan dalam kaitannya dengan tindakan buka tutup PMT (*switching*) dan rekonfigurasi jaringan transmisi untuk menjamin tingkat keandalan dan keamanan dapat dijaga. Jika rencana yang diajukan dianggap memenuhi syarat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan izin kerja yang diminta;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan manuver buka tutup PMT (*switching*) yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;
- d. personel pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik menyampaikan formulir rencana kerja kepada koordinator keselamatan kerja untuk disahkan dan ke operator GI yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan membumikan (*grounding*) peralatan;

- e. operator GI mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja sebagaimana dimaksud dalam huruf d dan menyampaikannya kepada staf pemeliharaan yang akan bertanggung jawab melaksanakan pekerjaan;
- f. operator GI selanjutnya melakukan pemisahan dan pembumian (*grounding*) lokal serta memasang tanda yang diperlukan pada peralatan *switching*;
- g. staf pemeliharaan melaksanakan pekerjaan pemeliharaan;
- h. staf pemeliharaan mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja dan mengembalikannya ke operator GI. Operator GI selanjutnya bertanggung jawab untuk melepas tanda dari peralatan *switching*, membuka pembumian dan menutup PMS;
- i. koordinator keselamatan kerja mengesahkan selesainya kegiatan operator GI dalam formulir rencana kerja dan mengembalikannya kepada pemilik pekerjaan. Pemilik pekerjaan menyatakan bahwa pekerjaan telah selesai dan pemberian tegangan (*energize*) peralatan dapat dilaksanakan. Personel pengelola transmisi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik selanjutnya memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa peralatan dapat dioperasikan; dan
- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memimpin *manuver* buka tutup PMS dan PMT (*switching*) untuk melakukan pemberian tegangan kembali (*reenergize*) fasilitas tersebut dan merekonfigurasi jaringan transmisi kembali ke keadaan semula.

OC 10 Penghubung Operasi

Bagian ini memberi garis besar prosedur umum bagi koordinasi dan pertukaran informasi operasi di antara pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi ke sistem.

OC 10.1 Kebutuhan untuk Memberitahu Operasi

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas sistem dan untuk mengomunikasikan informasi tersebut ke internal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan informasi mengenai kegiatan atau kondisi operasi yang dapat mempengaruhi keamanan dan keandalan sistem kepada pihak terkait.

Pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggung jawab untuk memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian terencana yang dapat mempengaruhi operasi normal dari setiap bagian sistem.

Apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat mempengaruhi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang lain, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera memberitahu kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat terpengaruh.

Pada saat menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian, penerima berita dapat menghubungi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersebut harus:

- a. memberi jawaban yang diminta; dan
- b. mengedarkan salinan pertanyaan dan jawaban ke semua penerima pemberitahuan.

OC 10.1.1 Masalah operasi yang harus dilaporkan, meliputi tetapi tidak terbatas pada:

- a. pengeluaran pusat pembangkit listrik dan/atau peralatan penyaluran dari operasi sistem untuk keperluan pemeliharaan atau pengujian yang mungkin mengurangi keandalan sistem;
- b. pelaksanaan pengujian peralatan unit pembangkit meskipun kegiatan tersebut tidak memerlukan penghentian pelayanan dari peralatan unit pembangkit;
- c. pengoperasian PMT, PMS, atau alat pembumian (*grounding*) yang belum mendapat izin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus tertentu, pemilik instalasi dapat mengoperasikan peralatan yang belum mendapat izin untuk melindungi personel atau peralatan. Dalam kasus tersebut, operasi yang dilakukan dan penyebabnya harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. segala bentuk operasi yang bersifat mendadak dan tidak standar, kecuali telah diizinkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- e. suatu masalah operasi tidak dapat dipecahkan dengan segera, antara lain mengenai perkiraan lamanya masalah operasi dan kemungkinan pengaruhnya harus dilaporkan kepada pihak yang terkena dampak.

OC 10.1.2 Pemberitahuan yang diperlukan dalam rangka memenuhi ketentuan sebagaimana dimaksud dalam OC 10 (Penghubung Operasi) harus berisi penjelasan operasional yang cukup rinci agar penerima dapat menilai operasi tersebut dan dampaknya. Pemberitahuan harus berisi nama dan nomor telepon dari personel yang melaporkan operasi tersebut dan penerima berita dapat mengajukan pertanyaan untuk meminta penjelasan. Pemberitahuan harus disampaikan sedini mungkin.

OC 10.2 Kepentingan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) untuk Memberitahu Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik tentang Kejadian di Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyampaikan informasi kejadian di sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah terpengaruh oleh kejadian tersebut. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem harus menyediakan informasi tentang kejadian yang telah atau mungkin akan berdampak pada keandalan sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian tidak terencana yang telah atau mungkin akan memberi pengaruh terhadap operasi normal dari bagian sistem. Jika diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem harus meneliti kejadian tidak terencana beserta alasannya.

OC 10.2.1 Laporan kejadian dan jawaban tentang semua pertanyaan mengenai laporan, dapat diberikan secara lisan kemudian ditindaklanjuti secara tertulis. Laporan tertulis harus:

- a. berisi nama, posisi dan organisasi dari personel yang menerbitkan laporan, tanggal, serta waktu penerbitan;
- b. melingkupi implikasi dan risiko operasional yang timbul dari kejadian tersebut secara rinci sehingga memungkinkan penerima untuk mengkajinya; dan
- c. merinci kronologis kejadian apabila telah berdampak pada keselamatan manusia.

OC 10.2.2 Kejadian yang harus dilaporkan, meliputi tetapi tidak terbatas pada:

- a. kegagalan atau kesalahan operasi alat kendali, komunikasi, peralatan ukur dan perubahan kapabilitas fasilitas pusat listrik dan penghantar;
- b. waktu pada saat suatu unit pembangkit atau peralatan dioperasikan melebihi kapasitasnya;

- c. aktifnya suatu alarm yang menunjukkan kondisi operasi tidak normal; dan
- d. kondisi cuaca yang mempengaruhi atau mungkin mempengaruhi operasi.

OC 10.2.3 Dalam hal laporan tentang kejadian diberikan secara lisan:

- a. laporan tersebut harus didiktekan oleh pengirim ke penerima; dan
- b. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan setelah seluruh laporan lengkap, penerima harus membaca ulang seluruh laporan ke pengirim untuk mengonfirmasi ketepatannya.

OC 10.3 Kejadian Penting

Kejadian penting merupakan kejadian yang atas penilaian pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah berpengaruh penting pada sistem.

Selain itu, kejadian penting meliputi kejadian yang diyakini oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya. Pelaporan kejadian penting harus secara tertulis sesuai yang diatur dalam OC 11 (Pelaporan Kejadian Penting).

OC 10.3.1 Kejadian yang perlu dilaporkan secara tertulis ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan hal yang menyebabkan, tapi tidak terbatas pada:

- a. ketidakstabilan sistem;
- b. penyimpangan frekuensi di luar batas yang telah ditetapkan;
- c. tingkat tegangan di luar batas yang telah ditetapkan; atau
- d. pemadaman beban konsumen tenaga listrik akibat pengoperasian.

OC 10.4 Fasilitas Komunikasi Operasional

Semua pihak yang terinterkoneksi ke sistem harus menyediakan dan memelihara fasilitas komunikasi utama dan cadangan yang dibutuhkan, antara lain suara, data operasional, dan komunikasi SCADA.

OC 10.4.1 Kantor Perwakilan Komunikasi Operasional

Pembentukan kantor perwakilan komunikasi operasional dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menetapkan sebuah kantor perwakilan yang bertugas untuk memberi atau menerima komunikasi operasional terkait dengan fasilitas yang dimilikinya. Kantor ini bertanggung jawab dalam pengoperasian dan pemeliharaan peralatan komunikasinya; dan
- b. kantor perwakilan harus memberikan informasi berikut:
 1. sebutan bagi personel penghubung;
 2. nomor telepon personel;
 3. alamat *e-mail* personel;
 4. nomor faksimile; dan
 5. lokasi.

OC 10.4.2 Perekaman Komunikasi Operasional

Berikut ini merupakan ketentuan minimum yang berkaitan dengan perekaman komunikasi operasional:

- a. setelah membuat atau menerima suatu komunikasi operasional, pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus segera mencatat setiap komunikasi operasional telepon secara tertulis dalam buku *log* atau dengan metode lain yang permanen dan dapat diperiksa;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara *dispatcher* dan personel operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. rekaman komunikasi operasional harus mencakup waktu dan isi setiap komunikasi dan harus memberi identitas pihak yang berkomunikasi;
- d. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan membaca ulang kepada pengirim seluruh laporan yang diterimanya untuk mengonfirmasikan ketepatannya, kecuali jika sifat komunikasi memerlukan tindakan segera; dan
- e. *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus menyimpan semua catatan komunikasi operasional termasuk rekaman suara paling sedikit 5 (lima) tahun untuk rekaman tertulis dan 1 (satu) tahun untuk rekaman suara. Catatan atau rekaman disimpan untuk bahan penyelesaian perselisihan dan

evaluasi prosedur operasional selama operasi normal, operasi darurat, atau proses pemulihan sistem.

OC 10.5 Pertemuan koordinasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik

- a. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilaksanakan secara rutin setiap bulan. Pertemuan ini tidak diharuskan bagi konsumen tenaga listrik; dan
- b. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola distribusi PT PLN (Persero) dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun dan harus diikuti oleh konsumen tenaga listrik.

OC 11 Pelaporan Kejadian Penting

Kejadian penting yang mencakup kecelakaan atau kejadian tidak biasa yang telah mengganggu operasi sistem atau telah menyebabkan atau dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau pemadaman harus dikaji bersama oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh. Kajian tersebut harus mendalam untuk menambah pengetahuan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai sifat operasional sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan. Hasil kajian gangguan harus tersedia bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

OC 11.1 Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting

Berdasarkan tingkat keseriusan dan lamanya suatu peristiwa atau kejadian penting, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dalam kejadian harus segera menyampaikan laporan tertulis termasuk rincian kondisi kejadian yang berlangsung untuk melengkapi laporan lisan yang mungkin sudah disampaikan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dengan suatu kejadian penting harus segera menyampaikan laporan tertulis setelah kejadian tersebut. Laporan pendahuluan kejadian penting dalam bentuk konsep (*draft*) harus segera disampaikan paling lambat 4 (empat) jam terhitung sejak kejadian penting. Laporan tersebut paling sedikit berisi informasi sesuai yang diatur dalam OC 11.2 (Laporan Pendahuluan Kejadian Penting). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen

tenaga listrik yang terlibat harus menyerahkan laporan pendahuluan kejadian penting paling lambat 24 (dua puluh empat) jam terhitung sejak kejadian penting.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan laporan final kejadian penting paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak kejadian penting, yang memuat antara lain penyebab gangguan atau kejadian, jumlah dan lamanya gangguan atau kejadian, dan rekomendasi apabila terdapat perubahan prosedur operasi, kebutuhan pelatihan, atau usulan perubahan ketentuan Aturan Jaringan Sumatera.

OC 11.2 Laporan Pendahuluan Kejadian Penting

Laporan pendahuluan kejadian penting harus paling sedikit memuat:

- a. waktu dan tanggal kejadian;
- b. uraian kejadian;
- c. lama kejadian;
- d. peralatan spesifik yang langsung terlibat dalam kejadian, termasuk pengendali sistem dan peralatan proteksi;
- e. jumlah beban dan/atau pembangkitan yang terputus (dalam MW); dan
- f. perkiraan waktu dan tanggal pulihnya pelayanan serta prakiraan rencana tindak lanjut yang harus dilakukan agar kejadian serupa tidak terulang.

OC 11.3 Tinjauan Kejadian Penting

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan suatu tinjauan terhadap suatu kejadian penting di sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan Aturan Jaringan Sumatera untuk mempertahankan tingkat keandalan sistem yang dapat diterima;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam melakukan tinjauan atau analisis suatu kejadian penting di sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait; dan
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberikan informasi yang berkaitan dengan unjuk kerja peralatan selama dan setelah suatu kejadian penting kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 11.4 Pemeriksaan dan Akses

Pemeriksaan terhadap peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilakukan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memeriksa peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan dalam rangka:
 1. mengkaji pemenuhan tanggung jawab operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terinterkoneksi ke jaringan transmisi sesuai dengan Aturan Jaringan Sumatera;
 2. menyelidiki ancaman yang telah terjadi atau mungkin dapat terjadi terhadap keamanan sistem; atau
 3. mengkaji terlaksananya pelatihan berkala yang berkaitan dengan kebutuhan operasional dari peralatan;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu maksud pelaksanaan pemeriksaan paling lambat 2 (dua) hari kerja sebelum pemeriksaan. Pemberitahuan harus mencakup rincian:
 1. nama wakil yang akan melaksanakan pemeriksaan atas nama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 2. waktu mulai pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhir pemeriksaan; dan
 3. alasan rinci dilakukan pemeriksaan;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap tanggung jawab operasional sebagaimana diatur dalam Aturan Jaringan Sumatera sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali terdapat bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya;
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan dan dilakukan dalam jangka waktu paling lama 2 (dua) hari kerja;
- e. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakil yang melaksanakan pemeriksaan berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan;

- f. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengizinkan wakil dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya untuk melakukan pemeriksaan;
- g. selama pemeriksaan suatu fasilitas, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakilnya:
 - 1. tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan;
 - 2. meyakinkan bahwa penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan atau material hanya bersifat sementara;
 - 3. hanya memeriksa operasi peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan);
 - 4. mengamati kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam hubungannya dengan aktivitas fisik, kesehatan dan keselamatan kerja serta hal yang terkait hubungan tenaga kerja; dan
 - 5. mengikuti semua aturan protokoler memasuki fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, jika aturan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses; dan
- h. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada saat memasuki kawasan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 12 Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan

Bagian ini menetapkan prosedur untuk kegiatan pengujian, pemantauan, dan pemeriksaan yang berkaitan dengan parameter berikut:

- a. unjuk kerja unit pembangkit tertentu;
- b. pemeriksaan untuk menguji kesesuaian terhadap Aturan Jaringan Sumatera dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*);

- c. pengujian untuk verifikasi unjuk kerja sistem kendali dan proteksi, baik di peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik maupun peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang terkait dengan suatu titik sambung;
- d. pemasangan peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam kondisi operasi normal;
- e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara peralatan atau operasi peralatan tersebut dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan
- f. pengujian yang diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 12.1 Pengujian

Bagian ini memberi hak yang sama pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambung antara peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, dengan ketentuan:

- a. dalam hal pihak yang merasa peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain tidak memenuhi Aturan Jaringan Sumatera boleh mengusulkan pengujian atas peralatan tersebut dengan pemberitahuan tertulis;
- b. jika pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf a telah diberikan, pihak pengusul harus melakukan pengujian pada waktu yang disetujui pihak pemilik;
- c. kedua belah pihak harus bekerja sama dalam melakukan pengujian yang diminta sebagaimana dimaksud dalam huruf a;
- d. biaya pelaksanaan pengujian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dibebankan kepada pihak pengusul, kecuali jika hasil pengujian peralatan yang dipermasalahkan membuktikan bahwa peralatan tersebut tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Sumatera. Dalam hal peralatan tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Sumatera, semua biaya pengujian dibebankan kepada pihak pemilik peralatan;
- e. biaya pengujian tidak mencakup biaya kerugian akibat energi tidak terjual tetapi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus meminimalkan kerugian tersebut selama proses pengujian. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang

melakukan pengurangan atas kesiapan pembangkit yang dideklarasikan sebagai akibat dari pengujian;

- f. pengujian yang diuraikan pada bagian ini harus dilaksanakan menggunakan prosedur uji yang disetujui kedua belah pihak, baik dilakukan sendiri oleh pihak pengusul maupun oleh pihak ketiga. Para pihak dilarang tanpa alasan memperlambat atau menunda persetujuan atas prosedur pengujian. Namun jika para pihak tidak dapat bersepakat tentang prosedur uji, berdasarkan kebiasaan yang baik (*good utility practice*), pihak pengusul yang harus menetapkan prosedur uji;
- g. dalam hal pengujian dilakukan oleh pihak ketiga, pihak pengusul harus meyakinkan pihak pemilik bahwa hanya lembaga atau orang yang memiliki keterampilan dan pengalaman yang akan melakukan pengujian;
- h. pihak yang melakukan pengujian harus terlebih dahulu memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- i. pihak yang tidak melakukan pengujian dapat menunjuk wakil untuk menyaksikan pengujian dan pihak yang menguji harus mengizinkan wakil tersebut untuk hadir pada saat pengujian dilaksanakan;
- j. pihak yang melakukan pengujian harus menyampaikan hasil pengujian dan laporan lain yang terkait kepada pihak lain paling lambat 7 (tujuh) hari setelah pengujian berakhir;
- k. pihak yang melakukan pengujian dapat memasang peralatan uji dan/atau peralatan pemantau ke peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain atau meminta pihak lain untuk memasang suatu peralatan uji dan/atau peralatan pemantau; dan
- l. pihak yang melakukan pemantauan sebagai bagian dari suatu pengujian harus memastikan bahwa unjuk kerja peralatan yang dipantau sesuai dengan Aturan Jaringan Sumatera dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*).

OC 12.2 Pengujian Unit Pembangkit

Pengujian unjuk kerja unit pembangkit dapat dilakukan:

- a. sewaktu-waktu atas usulan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), untuk mengonfirmasikan karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;

- b. secara periodik, dilakukan pemantauan unjuk kerja unit pembangkit oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai yang dideklarasikan, seperti kemampuan *free governor*, AGC/LFC, *house load* dan *black start* (jika tersedia), penambahan beban (*load pick up*), serta fungsi pendukung pengaturan frekuensi dan tegangan; atau
- c. sewaktu-waktu jika pengelola pembangkit meminta untuk dilakukan suatu pengujian terhadap unit pembangkit miliknya, setelah suatu tindakan perbaikan atas permasalahan yang menyebabkan perubahan karakteristik operasi dideklarasikan. Dalam hal ini pengujian harus disaksikan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) agar pengujian dapat dianggap sah untuk merevisi karakteristik operasi yang dideklarasikan.

OC 12.3 Prosedur Pengujian dan Pemantauan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit dapat mengajukan permintaan pengujian suatu unit pembangkit secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang berisi informasi berikut:

- a. tanggal pengajuan permintaan;
- b. tanggal dapat dimulainya pengujian (tanggal pengujian paling cepat 5 (lima) hari kerja setelah tanggal pengajuan permintaan);
- c. nama unit pembangkit;
- d. karakteristik operasi yang akan diuji;
- e. nilai karakteristik operasi yang akan diverifikasi melalui pengujian; dan
- f. kondisi pembebanan spesifik untuk pengujian.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan untuk melakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menolak waktu yang diminta dan menjadwalkan ulang pengujian, setelah berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat setiap saat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit. Namun demikian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang menguji suatu unit pembangkit lebih dari 2 (dua) kali dalam setahun, kecuali jika terjadi keadaan berikut ini:

- a. hasil pengujian menunjukkan bahwa nilai dari 1 (satu) atau beberapa karakteristik operasi tidak sama dengan deklarasi pengelola pembangkit, terlepas dari pengujian yang sebelumnya dirancang untuk menguji karakteristik operasi tersebut atau tidak; atau

- b. kondisi sistem memaksa pengujian sebelumnya harus dihentikan dan dapat dimaklumi bahwa terjadinya kondisi tersebut memang tidak dapat diramalkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus ini, hasil pengujian dianggap tidak ada.

Selama pemantauan terhadap pengujian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memiliki catatan unjuk kerja unit pembangkit sehingga memungkinkan verifikasi independen terhadap hasilnya. Selain itu, jika respons dari unit pembangkit membutuhkan pengujian terhadap frekuensi atau tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyimpan rekaman besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setiap saat dapat memantau unjuk kerja dari unit pembangkit menggunakan data SCADA dengan membandingkan *output* atau respons aktualnya dengan *output* atau respons yang seharusnya dicapai sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan.

Jika melalui pengujian atau pemantauan unjuk kerja unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pengelola pembangkit terkait kegagalan tersebut, termasuk rincian hasil pengujian dan pemantauan.

Setelah menerima pemberitahuan, pengelola pembangkit harus segera memberikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai:

- a. penjelasan tentang kegagalan;
- b. usulan revisi dari karakteristik operasi yang tidak sesuai seperti disyaratkan dalam prosedur yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi; dan/atau
- c. usulan rencana untuk mengatasi masalah.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus berusaha mencapai kesepakatan mengenai revisi nilai karakteristik pengoperasian yang dideklarasikan yang diusulkan oleh pengelola pembangkit. Jika persetujuan tercapai, pengelola pembangkit harus mendeklarasikan nilai yang direvisi. Jika persetujuan tidak tercapai dalam jangka waktu 3 (tiga) hari kerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan uji ulang dan kedua belah pihak harus mengakui hasil uji ulang tersebut.

OC 12.4 Pengujian Peralatan Proteksi

- a. untuk setiap titik sambung, baik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) maupun pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, harus memeriksa dan/atau menguji peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambung, sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan setiap selang waktu 2 (dua) tahun sesudahnya;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung pada suatu titik sambung harus bekerja sama dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam pemeriksaan atau pengujian peralatan proteksi;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menanggung biaya pengujian yang diuraikan dalam bagian ini, kecuali dinyatakan lain dalam perjanjian jual beli atau perjanjian interkoneksi; dan
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan laporan realisasi tahun sebelumnya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambung ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding (*benchmark*) yang disetujui, paling lambat tanggal 1 Maret setiap tahun.

OC 12.5 Pengujian Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pengujian terhadap peralatan miliknya yang:

- a. dapat mempengaruhi keandalan operasi sistem;
- b. mengancam keamanan sistem;
- c. memerlukan pengoperasian sistem secara khusus; atau
- d. dapat mempengaruhi pengukuran listrik yang normal pada titik sambung.

OC 12.6 Pemberitahuan Pengujian

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang berkaitan dengan suatu titik sambung harus memberitahu secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pengujian. Pemberitahuan tersebut harus mencakup:

- a. rincian rencana pengujian yang diusulkan;
- b. perkiraan waktu mulai dan akhir pengujian yang diusulkan;
- c. identifikasi peralatan yang akan diuji;
- d. kondisi sistem yang dibutuhkan untuk melakukan pengujian yang diusulkan;
- e. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap peralatan yang diuji;
- f. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap sistem; dan
- g. nama orang yang bertanggung jawab mengoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan dilaksanakan pengujian pada jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk menjadwalkan ulang pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang terpengaruh dalam memberi persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan melakukan pengujian harus memastikan bahwa orang yang bertanggung jawab dalam mengoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), sesaat sebelum memulai pengujian.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik segera memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) apabila pengujian telah berakhir.

OC 12.7 Pemeriksaan dan Akses

Bagian ini menjelaskan keadaan di mana:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian;

- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian; dan
- c. prosedur dan keharusan memasuki area instalasi atau fasilitas dan memeriksa instalasi mengikuti aturan pemilik instalasi.

OC 12.8 Hak untuk memeriksa peralatan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik mempunyai hak yang sama untuk saling memeriksa peralatan milik pihak lain pada titik sambung. Hak memeriksa tersebut hanya diberlakukan dalam usaha untuk meyakinkan kesesuaian peralatan dengan Aturan Jaringan Sumatera;
- b. jika pihak yang memeriksa menganggap bahwa pihak lain tidak mematuhi ketentuan Aturan Jaringan Sumatera dan bahwa pihak yang memeriksa menjadi atau mungkin akan menjadi korban karenanya, pihak yang memeriksa dapat masuk ke kawasan instalasi milik pihak lain untuk melakukan pemeriksaan;
- c. pihak yang akan memeriksa peralatan milik pihak lain harus memberitahu mengenai maksud pemeriksaan kepada pihak yang diperiksa paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pemeriksaan;
- d. untuk validitas, pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf c harus mencakup informasi berikut:
 - 1. nama wakil yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
 - 2. waktu mulai pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhirnya pemeriksaan; dan
 - 3. sifat ketidaksesuaian peralatan terhadap Aturan Jaringan Sumatera yang menjadi objek pemeriksaan;
- e. pihak yang memeriksa dilarang melakukan pemeriksaan sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali untuk memverifikasi unjuk kerja peralatan hasil tindakan koreksi yang telah dilakukan untuk memperbaiki ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan Sumatera yang ditemukan pada pemeriksaan sebelumnya;
- f. pihak yang diperiksa harus menunjuk seorang yang berkompeten untuk mendampingi wakil dari pihak pemeriksa yang memasuki kawasan miliknya;

- g. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa pemeriksaan sedapat mungkin harus selesai dalam 2 (dua) hari. Jika diperlukan waktu yang lebih lama, kedua belah pihak harus bersepakat penambahan waktu rencana pemeriksaan;
- h. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa wakil yang ditunjuk mampu untuk melakukan pemeriksaan; dan
- i. biaya pemeriksaan harus ditanggung oleh pihak yang memeriksa, kecuali jika ditemukan defisiensi. Dalam hal ini, biaya harus ditanggung oleh pihak yang memiliki defisiensi.

OC 13 Penomoran dan Penamaan Peralatan

Dalam rangka keseragaman, identifikasi peralatan yang berkaitan dengan fasilitas dan peralatan di sistem diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan* untuk memperkecil peluang kesalahan operasi akibat salah pengertian terhadap perintah dalam mengoperasikan peralatan tertentu dalam sistem.

OC 13.1 Penerapan

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan sebagaimana dimaksud dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan [Equipment Numbering and Code Identification])* berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Unsur dari kode identifikasi peralatan mencakup antara lain:

- a. lokasi geografis peralatan sesuai dengan lokasi area pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. kode nama pusat pembangkit dan nama GI;
- c. kode tingkat tegangan;
- d. kode jenis komponen yang spesifik; dan
- e. kode kegunaan lain yang spesifik.

OC 14 Rating Peralatan

Peralatan penghantar dan GI di sistem harus mempunyai batas pembebanan normal dan darurat yang ditetapkan dan dicatat. Selain itu, konstanta waktu termal jangka pendek dan metode analisis *loss of life* dapat dipakai untuk menetapkan rating peralatan jika analisis itu dilakukan sesuai dengan standar ketenagalistrikan dan persetujuan pembuat peralatan.

Rating penghantar jenis saluran udara harus memperhitungkan batas andongan minimum konduktor dan temperatur lingkungan maksimum yang realistis dan input radiasi matahari.

ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI
(*SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC*)

Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi menjelaskan aturan dan prosedur untuk perencanaan transaksi, perencanaan *outages* transmisi, dan alokasi pembangkit (termasuk EBT intermiten), antara lain meliputi:

- a. rencana operasi tahunan yang dimuktahirkan setiap 6 (enam) bulan dengan horizon perencanaan 2 (dua) tahun;
- b. rencana operasi bulanan;
- c. rencana operasi mingguan;
- d. rencana operasi harian; dan
- e. *real time* untuk keperluan *dispatch* ulang.

SDC 1 Prinsip Dasar

Persiapan perencanaan operasi memerlukan informasi mengenai perkiraan kesiapan dan mampu pasok pembangkit (cadangan putar, cadangan panas, dan cadangan dingin), kesiapan transmisi, prakiraan beban, dan perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) pembangkit EBT intermiten.

Prosedur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini untuk pembuatan perencanaan operasi (*scheduling*), yang:

- a. mengonsolidasikan informasi mengenai prakiraan beban, kesiapan pembangkit, dan kesiapan transmisi termasuk margin operasi yang memadai, serta memperhitungkan pembangkit EBT intermiten dan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- b. memberikan kesempatan untuk pengaturan pengeluaran (*outages*) pembangkit dan transmisi dengan mempertimbangkan kondisi keandalan, ekonomis, kualitas operasi sistem, dan kepentingan menjaga stabilitas sistem;
- c. memungkinkan optimasi pengoperasian pembangkit hidro dan termal dengan mempertimbangkan kemampuan pembangkit dan transmisi, bahan bakar, biaya *start up*, batasan lingkungan hidup, serta pemenuhan kebutuhan air untuk irigasi dan keperluan lainnya;
- d. membantu dalam identifikasi dan penyelesaian permasalahan operasional; dan
- e. meliputi pengelola pembangkit, yang terdiri atas: pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan, pembangkit listrik swasta atau *independent power producer* (IPP), pembangkit sewa, pembangkit konsumen tenaga listrik, pembangkit *power wheeling* dan pembangkit *excess power*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan prakiraan beban diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan rencana pemeliharaan diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai pernyataan atau deklarasi karakteristik unit pembangkit diatur dalam *Appendix 3 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai perintah pembebanan (*dispatch order*) diatur dalam *Appendix 4 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

SDC 2 Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan *draft* rencana operasi tahunan paling lambat tanggal 1 Oktober. Dalam *draft* tersebut terdapat informasi yang mencakup kebutuhan pembangkit bulanan dengan rincian mingguan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan informasi ini kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Rencana operasi tahunan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 15 Desember untuk perencanaan tahun berikutnya dan proyeksi umum untuk 2 (dua) tahun berikutnya. Rencana operasi tahunan harus mencakup informasi sebagai berikut:

- a. estimasi alokasi bulanan produksi neto pembangkit dan prakiraan beban sistem;
- b. rencana pengeluaran (*outages*) unit pembangkit;
- c. rencana pengeluaran (*outages*) transmisi;
- d. operasi bulanan waduk (PLTA) dengan memperhatikan elevasi air, kondisi lingkungan, serta kebutuhan irigasi dan kebutuhan lainnya;
- e. operasi bulanan pembangkit EBT intermiten dengan memperhatikan prakiraan cuaca (*weather forecast*) dari pengelola pembangkit EBT intermiten, Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG), atau instansi terkait lain;
- f. proyeksi harga energi;
- g. estimasi energi tidak terlayani;
- h. alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take or pay* (TOP);
- i. aliran daya dan kendala transmisi;

- j. prediksi *fuel mix*, *capacity factor* (CF) pembangkit dan susut transmisi;
- k. alokasi tingkat cadangan putar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan sesuai definisi margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi (OC 2.2);
- l. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel menyampaikan rencana kesiapan pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan pembangkit, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan dan harian; dan
- m. rencana pembangkitan dan beban pengelola pembangkit *power wheeling*, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan dan harian.

Estimasi unjuk kerja sistem yang meliputi kualitas tegangan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 Desember untuk rencana operasi tahun berikutnya.

SDC 2.1 Prosedur Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah (*least cost*) dalam memenuhi prakiraan beban dengan tetap memperhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan.

Kendala jaringan dan konfigurasi jaringan yang sesuai ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan hasil studi aliran daya, hubung singkat, dan stabilitas jaringan.

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus menyampaikan prakiraan beban setiap GI untuk 2 (dua) tahun yang akan datang, paling lambat tanggal 1 September untuk rencana operasi tahunan.

SDC 2.2 Revisi Rencana Operasi Tahunan

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan. *Draft* revisi tengah tahunan atas rencana operasi tahunan diterbitkan paling lambat tanggal 1 April tahun berjalan.

Revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan harus diterbitkan paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan. Revisi harus mencakup sisa tahun berjalan dan tahun berikutnya.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi estimasi unjuk kerja sistem yang harus diterbitkan paling lambat tanggal 1 Juni tahun berjalan.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi prakiraan beban setiap GI yang harus disampaikan paling lambat tanggal 1 Maret tahun berjalan.

SDC 2.3 Perencanaan atau Penjadwalan Pemeliharaan

Berdasarkan *draft* rencana operasi tahunan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan *draft* rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk periode 2 (dua) tahun ke depan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) beserta usulan tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 September. Dalam hal diperlukan, terdapat revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk periode 2 (dua) tahun ke depan disampaikan paling lambat tanggal 1 November.

Berdasarkan usulan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan semua unit pembangkit atau jaringan serta harus menyampaikannya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 1 Desember.

Dalam membuat rencana atau jadwal pemeliharaan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengubah tanggal pelaksanaan pemeliharaan (*outages*) unit pembangkit dalam batas waktu yang wajar, namun lama waktu pelaksanaan pemeliharaan tidak dapat dipersingkat tanpa persetujuan dari pengelola pembangkit.

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan setiap perubahan (revisi) rencana atau jadwal pemeliharaan paling lambat tanggal 1 Mei tahun berjalan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 Juni tahun berjalan.

SDC 2.4 Instalasi Baru

Rencana pekerjaan pemasangan instalasi baru yang akan tersambung dengan sistem dan mempengaruhi pola operasi atau konfigurasi sistem periode 2 (dua) tahun berikutnya harus disampaikan oleh pengelola pembangunan PT PLN (Persero) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 November.

Pengelola pembangunan PT PLN (Persero) harus menyampaikan setiap perubahan pekerjaan (revisi) dalam rencana tengah tahun paling lambat tanggal 1 Mei.

SDC 2.5 Studi Sistem Tenaga Listrik

Tujuan studi jaringan sistem tenaga untuk melakukan evaluasi kendala dalam jaringan dan margin pembangkitan yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan operasi bulanan, mingguan, dan harian.

Perencanaan operasi tahunan harus melibatkan studi Sistem Tenaga Listrik sebagai berikut:

- a. studi aliran daya dan stabilitas untuk menentukan batasan aliran daya di transmisi dan strategi pertahanan sistem (*defense scheme*);
- b. analisis hubung singkat untuk menentukan konfigurasi jaringan yang sesuai;
- c. penentuan peningkatan margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi (OC 2.2) sehingga margin dapat ditentukan dengan memperhatikan perkiraan energi tidak terlayani (*energy not served*) dan probabilitas kehilangan beban atau *loss of load probability* (LOLP) yang masih dalam batas standar perencanaan operasional yang diizinkan yaitu 1 (satu) hari per tahun; dan
- d. pada saat menyusun perencanaan operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyampaikan kecukupan sarana yang diperlukan untuk mengatur frekuensi dan tegangan. Apabila terjadi ketidakcukupan daya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pemilik instalasi yang terkait dalam hal untuk mengatasi ketidakcukupan tersebut pemilik instalasi harus melakukan proses investasi.

SDC 2.6 Penerbitan Rencana Operasi Tahunan

Setelah menerima *draft* rencana operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana final operasi tahunan. Rencana final operasi tahunan harus sudah diterima oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 15 Desember dan revisi final tengah tahun rencana operasi tahunan harus sudah diterima paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan.

SDC 3 Rencana Operasi Bulanan

Rencana operasi bulanan merupakan rencana operasi seluruh unit pembangkit dan transmisi termasuk rencana keluaran pembangkit. Rencana pembangkitan harus dapat memenuhi prakiraan beban sistem dengan biaya variabel minimal dengan tetap memperhatikan kriteria keandalan, ekonomis, dan kualitas Sistem Tenaga Listrik.

SDC 3.1 Proses Perencanaan Operasi Bulanan

Proses perencanaan operasi bulanan digunakan untuk memenuhi kebutuhan operasi sistem. Kebutuhan informasi untuk rencana operasi bulanan paling lambat:

- a. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- b. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya;
- c. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- d. hari ke-5 bulan berjalan, konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanannya untuk bulan berikutnya;
- e. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberikan perkiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya;
- f. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk digunakan dalam alokasi energi yang ekonomis bulan berikutnya;
- g. hari ke-20 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya; dan
- h. hari ke-26 bulan berjalan, dokumen rencana operasi bulanan (ROB) untuk bulan berikutnya harus sudah didistribusikan ke semua pemangku kepentingan (*stakeholders*).

SDC 3.2 Kriteria Ekonomis Rencana Operasi Bulanan

Kriteria ekonomis untuk pengalokasian pembebanan unit pembangkit dalam rencana operasi bulanan didasarkan pada:

- a. produksi energi unit pembangkit yang harus dioperasikan karena kendala sistem sesuai kebutuhan;
- b. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) pengelola pembangkit dengan ketentuan pengambilan minimum (*minimum take*) terhadap unit pembangkit yang mempunyai kontrak *take or pay*;

- c. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) pengelola pembangkit EBT;
- d. produksi energi yang diperkirakan (*forecast*) pengelola pembangkit EBT intermiten;
- e. biaya variabel unit pembangkit dalam PJBL; dan
- f. biaya variabel unit pembangkit yang dinyatakan dalam rencana operasi bulanan untuk porsi pusat pembangkit yang tidak dijanjikan (*not committed*) dalam PJBL.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam sistem untuk memenuhi prakiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel ditambah biaya *outages*) dengan memperhatikan margin cadangan yang didefinisikan dalam rencana operasi tahunan. Dalam hal kesiapan unit pembangkit tidak cukup untuk memasok beban dengan tingkat cadangan yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyusun rencana operasi bulanan yang meminimalkan risiko pemadaman.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mendapatkan informasi mutakhir dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai kesiapan unit pembangkit, duga muka air waduk, perkiraan debit air masuk pada waduk dan perkiraan produksi PLTA *run of river*, dan perkiraan pembangkit EBT intermiten. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan informasi tersebut dengan menggunakan formulir sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data. Tambahan informasi yang berkaitan dengan *testing* dan *komisioning* harus disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan menggunakan formulir sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data.

Metodologi dan program komputer yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan harus mampu mengoptimasi pembangkit hidro dan pembangkit termal dan mampu menghasilkan informasi sebagai berikut:

- a. perkiraan produksi energi setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan kebutuhan nonlistrik dan kendala lingkungan hidup lainnya;
- b. perkiraan produksi energi PLTA *run of river*;
- c. perkiraan produksi energi oleh pengelola pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
- d. daftar pembangkit termal yang diperkirakan akan melakukan *start up* atau *shutdown* dalam periode mingguan mengikuti *merit order* dalam bulan berjalan dan perkiraan energi produksinya;

- e. daftar pusat pembangkit yang sudah dipastikan sebagai cadangan dingin dalam bulan berjalan; dan
- f. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan setiap saat, namun harus disetujui oleh setiap pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Rencana operasi bulanan harus dapat memenuhi tujuan berikut:

- a. optimasi *start up* dan *shutdown* pembangkit termal beban dasar dalam periode mingguan serta perkiraan operasi apakah pembangkit tersebut beroperasi terus-menerus, hanya selama hari kerja, atau padam selama minggu tersebut;
- b. alokasi pembangkitan PLTA waduk dalam periode mingguan dengan mempertimbangkan kebutuhan air untuk nonlistrik dan kendala lainnya;
- c. pengaturan kendala ketersediaan bahan bakar;
- d. memasukkan rencana pelaksanaan pengujian operasi unit pembangkit dan transmisi baru;
- e. penentuan kebutuhan mengoperasikan unit pembangkit yang harus operasi (*must run*) yang tidak ekonomis untuk memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga tegangan atau memproteksi suatu area;
- f. alokasi cadangan putar menjamin bahwa cadangan tersebut siap apabila diperlukan;
- g. alokasi pembangkitan minimum pada setiap area untuk menjamin kontinuitas pelayanan dalam hal terjadi gangguan pada transmisi penting dan pemisahan sistem;
- h. penetapan rencana pemeliharaan transmisi;
- i. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- j. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 3.3 Prosedur Rencana Operasi Bulanan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala transmisi akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas peralatan transmisi, trafo, atau kompensator;
- b. revisi perkiraan debit air masuk yang diinformasikan oleh Pengelola pembangkit PLTA atau institusi yang berkompeten;
- c. revisi perkiraan produksi energi pengelola pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;

- d. revisi prakiraan beban; dan
- e. revisi kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan dari konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*.

SDC 3.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi bulanan:

- a. model beban kronologis setiap 30 (tiga puluh) menit untuk langgam beban hari kerja dan hari libur (tipikal);
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi penting;
- c. studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run (forced dispatch)* unit pembangkit; dan
- d. model yang disederhanakan untuk studi rugi-rugi penyaluran.

SDC 3.5 Tanggapan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik atas Konsep Rencana Operasi Bulanan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diberikan kesempatan untuk menyampaikan tanggapan atas konsep rencana operasi bulanan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 23 sebelum bulan pelaksanaan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mempertimbangkan menerima atau tidak menerima tanggapan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

SDC 4 Rencana Operasi Mingguan

Tujuan perencanaan operasi mingguan untuk merencanakan operasi dari seluruh unit pembangkit dan transmisi untuk mengakomodir pengeluaran jangka pendek tidak terencana pada rencana operasi bulanan unit pembangkit dan transmisi. Periode rencana operasi mingguan dimulai sejak hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya.

SDC 4.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi optimal hidrotermal mingguan dan memperkirakan produksi dari setiap unit pembangkit untuk meminimalkan total biaya variabel dan biaya *outages* jaringan. Hasil rencana mingguan yang harus digunakan dalam pelaksanaan atau *dispatch* harian meliputi:

- a. produksi energi total setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan faktor penggunaan air untuk nonlistrik dan lingkungan hidup;

- b. perkiraan energi yang akan diproduksi oleh setiap PLTA yang *must run*;
- c. produksi energi yang dibangkitkan oleh pengelola pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. daftar unit pembangkit termal yang diperkirakan untuk *start up* atau *shutdown* dalam minggu berjalan sesuai *merit order* yang dihasilkan dalam proses optimisasi;
- e. daftar pusat pembangkit yang ditetapkan sebagai cadangan dingin dalam minggu berjalan; dan
- f. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

SDC 4.2 Rencana operasi mingguan harus dapat memenuhi sasaran berikut:

- a. penetapan waktu untuk *start up* dan *shutdown* unit pembangkit termal beban dasar;
- b. alokasi pembangkitan atau produksi PLTA waduk dalam periode harian yang merefleksikan penggunaan air untuk kebutuhan nonlistrik dan lingkungan hidup;
- c. alokasi pembangkitan atau produksi unit pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. mempertimbangkan kendala ketersediaan bahan bakar yang dilaporkan pihak pengelola pembangkit;
- e. unit pembangkit yang siap beroperasi dengan AGC;
- f. identifikasi kebutuhan *must run unit (forced dispatch)* untuk memproduksi daya reaktif untuk mendukung tegangan dan menghindari transmisi berbeban lebih (*over load*);
- g. alokasi energi minimum untuk diproduksi oleh unit pembangkit baru yang sedang melakukan pengujian (*testing*);
- h. alokasi cadangan putar untuk menjamin kesiapan unit pembangkit;
- i. alokasi pembangkitan minimum pada suatu area yang kekurangan kapasitas unit pembangkit untuk menjamin terus berlangsungnya pasokan setelah terjadi gangguan pada transmisi penting atau pemisahan sistem;
- j. penentuan rencana pemeliharaan mingguan transmisi;
- k. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- l. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 4.3 Prosedur perencanaan operasi mingguan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala jaringan akibat ketidaksiapan transmisi, trafo, atau alat kompensator;
- b. koreksi perkiraan debit air masuk berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit hidro atau institusi yang berkompeten;
- c. rencana pembangkitan untuk unit pembangkit EBT berdasarkan perkiraan kesiapannya termasuk EBT intermiten;
- d. pembangkitan dan transmisi di luar rencana karena pengujian unit pembangkit dan transmisi baru;
- e. pernyataan kesiapan kapasitas dalam MW dari setiap unit pembangkit dan waktu spesifik atas mulai dan berakhirnya periode kesiapan unit pembangkit;
- f. pemutakhiran karakteristik operasi unit pembangkit yang dinyatakan siap. Proses pemutakhiran harus meliputi informasi berikut:
 1. identifikasi karakteristik pengoperasian sesuai yang diatur dalam *Appendix 3 – Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*;
 2. nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan
 3. waktu implementasi nilai parameter baru;
- g. rencana pembangkitan dan pembebanan pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*; dan
- h. pembatasan operasi yang mungkin timbul dari pertimbangan lingkungan hidup.

SDC 4.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan

- a. karakteristik beban untuk hari kerja dan hari libur secara kronologis setiap 30 (tiga puluh) menit atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi yang penting;
- c. studi aliran daya untuk menentukan kemungkinan keterbatasan transfer daya yang memerlukan *must run unit*; dan
- d. model yang disederhanakan untuk rugi-rugi transmisi.

SDC 4.5 Penjadwalan untuk Proses Rencana Operasi Mingguan

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan paling lambat setiap hari Selasa pukul 10:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Dalam hal terdapat perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit dan jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan usulan perubahan yang disampaikan pengelola pembangkit atau Pengelola Transmisi PT PLN (Persero) paling lambat setiap hari Rabu pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan rencana operasi mingguan paling lambat setiap hari Kamis pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola pembangkit harus mengikuti rencana operasi mingguan pembangkitan kecuali ada instruksi lain dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5 Rencana Operasi Harian (*Dispatch*)

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan rencana operasi harian alokasi pembangkitan untuk hari berikutnya. Rencana ini harus memperlihatkan pembebanan setiap unit pembangkit dalam basis waktu setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Pembebanan pembangkitan harus memenuhi kebutuhan beban sistem dan biaya variabel minimum serta mempertimbangkan kendala jaringan dan kondisi lain yang berpengaruh seperti peristiwa khusus kenegaraan dan hari libur.

SDC 5.1 Informasi dari Pengelola Pembangkit

Pengelola pembangkit (termasuk pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*) harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perubahan atas informasi yang telah disampaikan pada proses pembuatan rencana operasi mingguan dan perubahan atas karakteristik unit pembangkitnya. Informasi yang mutakhir harus disampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi harian.

Pengelola pembangkit hidro harus menginformasikan setiap jam kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai realisasi debit air masuk waduk dan perkiraan pembebanan PLTA *run of river* untuk hari berikutnya.

Pengelola pembangkit EBT intermiten yang terkoneksi ke jaringan transmisi harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) setiap unit pembangkit berdasarkan prakiraan cuaca yang di sediakan oleh pengelola pembangkit EBT intermiten untuk 1 (satu) hari ke depan dengan resolusi setiap 30 (tiga puluh) menit atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5.2 Prakiraan Beban Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat prakiraan beban setiap area dan subsistem setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk 1 (satu) hari berikutnya.

SDC 5.3 Identifikasi Kendala Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan analisis aliran beban, hubung singkat, dan stabilitas untuk memverifikasi bahwa pengalokasian secara ekonomis (*economic dispatch*) tidak akan mengakibatkan kerawanan kondisi sistem. Apabila teridentifikasi adanya kendala jaringan, rencana pembebanan harus disesuaikan untuk menjamin operasi sistem yang aman.

SDC 5.4 Prosedur Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasi harian sehingga meminimalkan total biaya bahan bakar pembangkit dengan menggunakan simulasi produksi.

Pertimbangan rugi-rugi jaringan dan kendala sistem pada tegangan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV harus terakomodir pada prosedur rencana operasi harian.

Total pembangkitan hidro dalam rencana operasi harian harus dialokasikan dalam basis pembebanan setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila terjadi perubahan debit air masuk waduk atau perubahan debit air pada *run of river*, tingkat pembebanan PLTA yang bersangkutan harus direvisi.

SDC 5.5 Jadwal Rencana Operasi Harian

Jadwal rencana operasi harian harus mencakup:

- a. pembangkitan daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu *start up* dan *shutdown*;
- b. pembangkitan total daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk unit pembangkit hidro;
- c. pembangkitan total daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk unit pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;

- d. sumber dan kapasitas cadangan putar serta unit pembangkit yang beroperasi dengan pengaturan daya otomatis (AGC);
- e. waktu pemasukan dan pengeluaran untuk peralatan kompensasi reaktif yang statik;
- f. waktu pemberian tegangan (*energize*) atau pemadaman transmisi;
- g. identifikasi unit pembangkit yang ditentukan sebagai cadangan dingin;
- h. rencana pemeliharaan unit pembangkit dan rencana pemeliharaan penyaluran;
- i. rencana pembangkitan dan pembebanan konsumen tenaga listrik yang memiliki unit pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- j. identifikasi unit pembangkit yang akan memasok daya reaktif minimum untuk menjaga kualitas tegangan;
- k. pengurangan beban dalam hal diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan antara beban dan pembangkitan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menginformasikan kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) apabila perlu pengurangan beban; dan
- l. resolusi waktu rencana operasi harian dapat ditetapkan berbeda oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan kebutuhan sistem.

SDC 5.6 Jadwal Penyampaian Data Unit Pembangkit dan Penerbitan Rencana Operasi Harian

Pengelola pembangkit harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi mutakhir kesiapan unit pembangkit sebelum pukul 10:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian. Pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan pada Aturan Kebutuhan Data.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat pukul 15:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian.

Pengelola pembangkit diharuskan untuk mengikuti jadwal pembebanan setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang tercantum dalam rencana operasi harian, kecuali terdapat perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila karena alasan teknis suatu unit pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 6 Operasi *Real Time* dan *Dispatch* Ulang

SDC 6.1 Operasi *Real Time*

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berpedoman kepada rencana operasi harian dan menggunakan unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) untuk mengikuti variasi beban dari waktu ke waktu. Frekuensi sistem dan tegangan harus dikendalikan untuk memenuhi persyaratan sebagaimana diatur dalam Aturan Operasi. Apabila unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) akan mencapai batas kontrol, *dispatcher* harus memerintahkan unit pembangkit tertentu untuk menaikkan ataupun menurunkan pembebanan dari yang dijadwalkan untuk memenuhi beban sistem.

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat merevisi rencana operasi harian untuk menjaga operasi sistem yang aman jika terjadi perbedaan yang cukup besar antara kondisi prakiraan rencana harian dan kondisi aktual.

Jika diperlukan mempertahankan pengoperasian sistem yang ekonomis dan andal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang unit pembangkit.

Dispatch ulang dapat meliputi:

- a. *start up* unit pembangkit cadangan dingin untuk memasok beban yang lebih besar dari perkiraan atau karena adanya unit pembangkit atau transmisi keluar tidak terencana;
- b. menambah unit pembangkit yang mempunyai fasilitas AGC untuk menjaga rentang kendali beban;
- c. penurunan tingkat pembebanan unit pembangkit atau mengeluarkan unit pembangkit akibat perubahan kesiapan unit pembangkit;
- d. menurunkan pembebanan (*curtail*) atau mengeluarkan unit pembangkit EBT intermiten untuk kebutuhan keamanan sistem;
- e. perubahan pembangkitan hidro akibat perubahan aliran air masuk yang tidak diperkirakan; dan
- f. pemasukan atau pengeluaran transmisi, trafo atau peralatan kompensator reaktif untuk mengatasi masalah kapasitas jaringan (*grid*).

Revisi rencana operasi harian harus dilaporkan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan akan menggantikan rencana operasi harian yang dibuat sebelumnya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik

akan mampu memenuhi revisi rencana operasi harian sebelum diterbitkan.

SDC 6.2 Kriteria untuk Prosedur *Dispatch* Ulang

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang apabila salah satu dari hal di bawah ini terjadi:

- a. perbedaan prakiraan beban dengan realisasi beban melebihi 5% (lima persen);
- b. 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang memasok lebih besar dari 5% (lima persen) beban mengalami gangguan (keluar tidak terencana);
- c. lonjakan perubahan beban yang drastis pada unit pembangkit EBT intermiten akibat perubahan cuaca (angin dan cahaya matahari);
- d. transmisi mengalami atau diperkirakan akan mengalami pembebanan lebih;
- e. terjadi gangguan transmisi yang menyebabkan perubahan konfigurasi; dan
- f. peningkatan debit air masuk pada PLTA yang mengharuskan peningkatan beban PLTA lebih dari 5% (lima persen) dari beban sistem untuk menghindari pelimpasan air.

SDC 7 Pembebanan Pembangkit

Bagian ini mengatur prosedur bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam:

- a. memerintahkan tingkat pembebanan daya aktif dan daya reaktif unit pembangkit;
- b. memberikan persetujuan kepada pengelola pembangkit untuk mengeluarkan unit pembangkitnya dalam rangka pemeliharaan terencana; dan
- c. pelaksanaan optimasi ulang rencana operasi harian.

SDC 7.1 Tujuan Pembebanan Pembangkit

Tujuan pembebanan (*dispatch*) pembangkit agar pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengatur operasi secara langsung sehingga pasokan daya dapat memenuhi beban secara andal, ekonomis dan berkualitas dengan cadangan memadai serta mempertimbangkan:

- a. hal yang tercantum dalam rencana operasi harian, termasuk kebutuhan keluarnya unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan (keluar terencana);

- b. *merit order* berdasarkan cara sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- c. keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*); dan
- d. standar pengoperasian seperti frekuensi sistem dan pengaturan tegangan.

SDC 7.2 Informasi yang digunakan dalam *dispatch* atau pembebanan pembangkit

Dalam pembuatan keputusan pengoperasian unit pembangkit dan rencana pengeluaran unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan hal berikut:

- a. rencana operasi harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- b. kesiapan dan karakteristik unit pembangkit yang mutakhir;
- c. frekuensi dan tegangan sistem yang diterima pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melalui SCADA; dan
- d. informasi lain yang dianggap relevan dalam melaksanakan operasi sistem.

SDC 7.3 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Unit Pembangkit

Setiap pengelola pembangkit harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluarnya atau turunnya kemampuan pembebanan (*derating*) unit pembangkit besar dan medium dari rencana operasi harian.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi dari persetujuan pengeluaran tidak terencana unit pembangkit dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola pembangkit untuk merubah jadwal pembangkitannya untuk pelaksanaan perbaikan permasalahan unit pembangkit yang dilaporkan.

Dalam hal unit pembangkit kecil mempunyai permasalahan yang menyebabkan unit pembangkit tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola pembangkit harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi pengeluaran unit pembangkit tersebut terhadap jadwal pembangkitan (kondisi sistem). Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran

atau *derating* tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan unit pembangkit tersebut.

SDC 7.4 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Peralatan Transmisi

pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan pada peralatan transmisi *backbone* 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV atau 500 (lima ratus) kV yang dapat menyebabkan keluarnya peralatan transmisi atau perubahan konfigurasi.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi dari persetujuan pengeluaran tidak terencana peralatan transmisi tersebut dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa permasalahan yang timbul di sistem transmisi tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan peralatan transmisi untuk pelaksanaan perbaikan.

Dalam hal peralatan transmisi 66 (enam puluh enam) kV atau 150 (seratus lima puluh) kV mempunyai permasalahan yang menyebabkan peralatan tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan hal tersebut kepada unit pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi dari pengeluaran peralatan transmisi tersebut terhadap kondisi sistem. Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran peralatan transmisi tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan tersebut.

SDC 7.5 Perintah Pembebanan (*Dispatch*)

Semua pengelola pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa penundaan waktu.

SDC 7.5.1 Penyampaian Perintah Pembebanan

Perintah pembebanan dapat disampaikan setiap saat pada hari bersangkutan atau sebelum hari bersangkutan dalam hal kondisi operasi memerlukan. Semua perintah dilaksanakan dalam bahasa Indonesia.

Perintah pembebanan harus disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) langsung kepada unit pembangkit dan harus mencakup informasi mengenai nama operator. Perintah harus disampaikan melalui telepon atau media lain yang telah disetujui antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Perintah pembebanan dalam bentuk formulir diatur dalam *Appendix 4 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Penerimaan perintah pembebanan harus segera diberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara resmi oleh pengelola pembangkit, sekaligus menyatakan setuju atau tidak setuju atas perintah yang diterima. Pengelola pembangkit tidak dapat menolak perintah yang diberikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kecuali:

- a. terdapat permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan; dan
- b. perintah akan mengakibatkan unit pembangkit dioperasikan di luar kemampuan peralatan yang telah dinyatakannya.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersebut harus segera melapor kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 7.5.2 Bentuk Perintah

Perintah pembebanan atau *dispatch* dapat meliputi:

- a. perintah untuk menyediakan cadangan untuk menjaga frekuensi sistem;
- b. perintah untuk mengaktifkan atau mematikan fasilitas AGC;
- c. perintah untuk menyerap atau memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga kualitas tegangan;
- d. pemberitahuan dan perubahan pemberitahuan mengenai waktu sinkron;
- e. perintah sinkron atau pengeluaran;
- f. perintah yang berkaitan dengan pemberian tegangan (*energize*) atau perubahan *tap* dari trafo pembangkit;
- g. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan *switching* yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem;

- h. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan kontrol yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara unit pembangkit dan sistem di mana tanggung jawab ini telah diserahkan kepada pengelola pembangkit dalam kontrak atau kesepakatan;
- i. perintah untuk penggantian bahan bakar, yang harus diatur dalam perjanjian antara PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit;
- j. perintah untuk pengoperasian *governor* pembangkit ;dan
- k. perintah untuk mengurangi pembebanan (*curtailment*) unit pembangkit EBT intermiten.

SDC 7.5.3 Hal yang Harus Dilakukan oleh Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi seluruh perintah operasi dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa menunda waktu, kecuali jika terjadi hal sebagaimana dimaksud dalam SDC 7.5.1 (Penyampaian Perintah Pembebanan).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan pernyataan dari pengelola pembangkit yang menyangkut waktu *start up* dan *shutdown*, tingkat kecepatan pembebanan dan penurunan beban pada saat memerintahkan melakukan sinkronisasi, mengubah beban, dan/atau menghentikan unit pembangkit.

Dalam mengoperasikan unit pembangkit, pengelola Pembangkit harus dapat memenuhi tingkat kinerja pembebanan berikut ini:

- a. sinkronisasi atau mengeluarkan unit pembangkit dalam kurun waktu kurang lebih 5 (lima) menit dari target waktu yang disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit;
- b. apabila tidak ada target waktu spesifik yang diberikan tingkat pembebanan yang diperintahkan harus dicapai dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari perkiraan waktu berdasarkan deklarasi *ramp rate*-nya;
- c. apabila target waktu spesifik ditentukan, tingkat pembebanan sesuai perintah harus sudah dipenuhi dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari target waktu yang ditentukan; dan
- d. apabila diperintahkan untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, tingkat pembebanan harus sudah dicapai dalam rentang kurang lebih 2% (dua persen) dari daya mampu unit pembangkit yang dideklarasikan.

SDC 8 Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi

SDC 8.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyiapkan evaluasi realisasi operasi hari sebelumnya, yang meliputi:

- a. diskusi atau analisis mengenai setiap kegagalan dalam memenuhi kriteria keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*) sistem;
- b. perbandingan antara realisasi total biaya tenaga listrik yang dibeli dan perkiraan biaya yang disimulasikan atas dasar prakiraan beban sistem dan kesiapan pembangkitan;
- c. diskusi atau analisis mengenai perbedaan antara rencana operasi harian dan realisasi operasi yang dilaksanakan;
- d. ringkasan dan catatan mengenai pengoperasian sistem termasuk data pembangkitan dan *switching*; dan
- e. hal yang dapat disimpulkan atau hal baru yang merupakan pelajaran (apabila ada).

SDC 8.2 Laporan Evaluasi Operasi

Laporan evaluasi operasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi bulanan dan laporan evaluasi operasi bulanan harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi tahunan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan laporan evaluasi operasi bulanan dan tahunan, serta menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada waktu yang disepakati.

Appendix 1: Prakiraan Beban

SDCA1 1 Pendahuluan

Appendix ini menjelaskan persiapan prakiraan beban untuk tujuan berikut:

- a. persiapan rencana operasi tahunan;
- b. persiapan rencana operasi bulanan;
- c. persiapan rencana operasi mingguan; dan
- d. persiapan rencana operasi harian.

Prakiraan beban pada setiap titik sambung harus dihitung dari faktor titik sambung yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dikalikan dengan prakiraan beban sistem.

SDCA1 2 Tujuan

Tujuan *Appendix* ini untuk:

- a. menentukan sumber utama informasi yang akan digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban;
- b. menguraikan faktor yang akan dipertimbangkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban; dan
- c. menetapkan prosedur untuk menjamin bahwa prakiraan beban untuk periode waktu yang berbeda harus dibuat dengan dasar yang konsisten.

SDCA1 3 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana operasi tahunan, yang berisi prakiraan berikut:

- a. beban puncak (MW) distribusi dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi (MWh) dan prakiraan beban puncak tahunan setiap GI dari pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- b. beban puncak pada setiap titik sambung dan rugi-rugi transmisi; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 1 September sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi tahunan.

SDCA1 3.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Tahunan

Dalam pembuatan prakiraan beban tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. prakiraan beban tahunan dan faktor beban tahunan yang diperoleh dari prakiraan beban untuk sistem;
- c. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- d. statistik beban puncak harian;
- e. catatan langgam kurva beban harian sistem;
- f. kebijakan cadangan operasi yang ditentukan dalam Aturan Operasi; dan

g informasi lain yang relevan.

SDCA1 4 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi bulanan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) ke setiap area;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 10 setiap bulan sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi bulanan.

SDCA1 4.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi bulanan:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT (PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
- d. kebijakan cadangan operasi yang sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- e. informasi lain yang relevan.

SDCA1 5 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi mingguan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat hari Rabu sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

SDCA1 5.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi mingguan:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi bulanan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
- c. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- d. informasi lain yang relevan.

SDCA1 6 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban berikut untuk pelaksanaan atau *dispatch* setengah jam dari suatu rencana atau *pra-dispatch* harian:

- a. beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi dalam rencana operasi mingguan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban aktif (MW) dan beban reaktif (MVAR) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

SDCA1 6.1 Jadwal Penyelesaian Prakiraan Beban Harian

Prakiraan beban yang dibuat untuk kebutuhan *dispatch* harian harus siap paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan *dispatch* harian.

SDCA1 6.2 Dalam pembuatan prakiraan beban harian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik beban puncak siang dan malam khususnya data hari terakhir yang tersedia;
- d. statistik beban hari libur dan hari khusus lainnya;
- e. prakiraan cuaca;

- f. kebutuhan cadangan operasi yang sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

Appendix 2: Rencana Pemeliharaan

SDCA2 1 Pendahuluan

SDCA2 1.1 *Appendix* ini menguraikan pengkoordinasian pemeliharaan unit pembangkit dan transmisi, serta pengeluaran unit pembangkit dan fasilitas jaringan untuk kepentingan pekerjaan konstruksi, perbaikan, pengujian dan pemeliharaan.

SDCA2 1.2 Rencana pemeliharaan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan rencana atau jadwal lain yang relevan untuk menjamin pemenuhan kapasitas pembangkitan memenuhi prakiraan beban termasuk kebutuhan cadangan.

SDCA2 1.3 Dalam hal informasi yang dibutuhkan pada *Appendix* ini untuk hari selain hari kerja, informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

SDCA2 1.4 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk mengakomodir permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan unit pembangkit atau transmisi pada hari tertentu. Permintaan tersebut mungkin harus ditolak oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem. Dalam hal permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) tidak dipenuhi serta konsultasi dan prosedur penyelesaian perselisihan sudah dilaksanakan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menerima keputusan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai penentuan waktu pengeluaran unit pembangkit atau peralatan transmisi yang bersifat final dan mengikat.

SDCA2 2 Tujuan

SDCA2 2.1 Tujuan *Appendix* ini untuk menetapkan peraturan bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengoordinasikan pengeluaran unit pembangkit, peralatan transmisi, atau fasilitas jaringan terencana (*planned outages*), dengan:

- a. mempertahankan kapasitas pembangkitan dan jaringan yang memadai untuk memenuhi prakiraan beban termasuk cadangan operasi; dan

- b. melindungi keandalan, keekonomian dan kualitas operasi sistem dalam mengeluarkan unit pembangkit atau suatu fasilitas jaringan untuk pemeliharaan atau perbaikan.

SDCA2 3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan 2 (Dua) Tahun

SDCA2 3.1 Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan usulan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (*planned outages*) atau peralatan transmisi 2 (dua) tahun berikutnya, paling lambat tanggal 1 September. Usulan tersebut harus mencakup:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. identifikasi peralatan transmisi;
- c. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- d. kapasitas (kA dan MVA) peralatan transmisi;
- e. alasan pengeluaran unit pembangkit (*outages*) dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- f. perkiraan lamanya waktu keluar dari sistem (*outages*) dalam harian dan mingguan; dan
- g. tanggal mulai keluar dari sistem yang diinginkan.

SDCA2 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan dengan mempertimbangkan:
 - 1. prakiraan beban sistem;
 - 2. jadwal pemeliharaan yang terdahulu;
 - 3. usulan pengelola pembangkit;
 - 4. usulan pengelola transmisi PT PLN (Persero);
 - 5. kebutuhan untuk pengeluaran komponen dari sistem;
 - 6. kebutuhan meminimalkan total biaya operasi sistem sehubungan dengan pengeluaran komponen dari sistem; dan
 - 7. faktor lain yang relevan; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) mengenai pengalokasian waktu tanggal mulai dan penyelesaian masing-masing pengeluaran (*outages*) unit pembangkit atau peralatan transmisi yang sudah final paling lambat tanggal 1 Desember.

SDCA2 3.3 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana atau jadwal pemeliharaan (*planned outages*) yang dialokasikan untuk unit pembangkitnya, pengelola pembangkit tersebut dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Desember dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terkait. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, jadwal yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 3.4 Pengelola pembangkit harus menyampaikan koreksi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (*provisional*) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang merefleksikan setiap revisi termasuk perubahan yang telah disepakati dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 3.3 paling lambat tanggal 1 Mei.

SDCA2 3.5 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. merevisi dan menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan:
 1. rencana atau jadwal pemeliharaan yang dibuat berdasarkan SDCA2 3.2;
 2. setiap perubahan atas rencana atau jadwal pemeliharaan yang sebelumnya telah disepakati berdasarkan SDCA2 3.3;
 3. revisi rencana pengeluaran unit pembangkit yang disampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan SDCA2 3.4;
 4. alasan pengeluaran unit pembangkit atau jaringan dari sistem;
 5. kebutuhan untuk meminimalkan total biaya operasi sistem atas pengeluaran (*outages*) dari sistem; dan
 6. faktor lainnya yang relevan.

- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan penyelesaian setiap permohonan pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 Juni.

SDCA2 3.6 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atas unit pembangkitnya, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Juni dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terlibat. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Tahun Berjalan

SDCA2 4.1 Rencana atau jadwal pemeliharaan tahun berjalan harus didasarkan pada rencana atau jadwal pemeliharaan final yang diterbitkan pada tahun sebelumnya. Dalam hal dilakukan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun berjalan.

SDCA2 4.2 Dalam hal pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang tidak ditentukan dalam rencana atau jadwal pemeliharaan final atau pengeluaran (*outages*) mengakibatkan perubahan situasi, pengelola pembangkit harus segera memberitahukan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi terkait:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- c. alasan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- d. perkiraan lama waktu padam (*outages*) yang diusulkan dan waktu padam (*outages*) yang disepakati (apabila perlu dalam satuan waktu hari dan minggu);

- e. tanggal mulai padam padam (*outages*) yang diusulkan dan tanggal padam (*outages*) yang disepakati.

SDCA2 4.3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Bulanan

SDCA2 4.3.1 Pada minggu ke-4 setiap bulan pada tahun berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan melakukan revisi dengan mempertimbangkan:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan final untuk bulan terkait tahun berjalan;
- b. revisi prakiraan beban;
- c. permohonan pengeluaran (*outages*) baru atau revisi rencana yang telah ada sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2; dan
- d. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.3.2 Pada akhir minggu ke-4 setiap bulan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. membuat rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan final untuk bulan berikutnya; dan
- b. menyampaikan kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan berakhirnya pelaksanaan pekerjaan setiap pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk bulan berikutnya.

SDCA2 4.4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Mingguan

SDCA2 4.4.1 Dalam hal pengelola pembangkit memerlukan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) (termasuk pengeluaran (*outages*) tidak terencana) 2 (dua) minggu mendatang, pengelola pembangkit harus menyampaikan usulan perubahan paling lambat pada hari Rabu pukul 16:00 minggu berjalan. Usulan tersebut harus mencakup data sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2.

SDCA2 4.4.2 Setelah menerima usulan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) dari pengelola pembangkit (yang disampaikan berdasarkan SDCA2 4.4.1), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan revisi dalam jangka waktu paling lama 12 (dua belas) jam, dengan mempertimbangkan:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan untuk minggu terkait;
- b. revisi prakiraan beban untuk minggu terkait;

- c. perkiraan kesiapan kapasitas yang tersedia dari unit pembangkit dan asesmen risiko dari kemungkinan bahwa sebagian kapasitas yang diperkirakan siap menjadi tidak siap dengan alasan di luar rencana;
- d. usulan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit oleh pengelola pembangkit sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.4.1;
- e. keluarnya atau terganggunya fasilitas (*grid*) di luar rencana; dan
- f. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.4.3 Setiap hari Kamis pukul 15:00, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan mingguan untuk minggu berikutnya; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai tanggal mulai dan selesai padam (*outages*) yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk minggu berikutnya.

Appendix 3: Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit

SDCA3 1 Pendahuluan

SDCA3 1.1 *Appendix* ini menjelaskan parameter karakteristik pengoperasian unit pembangkit yang harus dideklarasikan atau dinyatakan oleh pengelola pembangkit. Pernyataan tersebut harus merefleksikan karakteristik pengoperasian sesungguhnya atas unit pembangkit yang ditentukan berdasarkan kebiasaan yang sudah diterima (*good utility practice*).

SDCA3 1.2 Untuk unit pembangkit termal, pengelola pembangkit harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai karakteristik kesiapan sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit).

SDCA3 1.3 Untuk unit pembangkit hidro (PLTA), kategori kesiapan unit pembangkit sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit) tidak berlaku dan dapat diabaikan.

SDCA3 2 Pernyataan Pengelola Pembangkit

SDCA3 2.1 Kesiapan Unit Termal untuk Sinkronisasi

SDCA3 2.1.1 Definisi Kesiapan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit harus memberikan informasi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam 4 (empat) kondisi yaitu dingin, hangat, panas, dan sangat panas. Definisinya sebagai berikut:

- dingin - suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam.
- hangat - suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 1 (satu) jam sampai dengan 4 (empat) jam.
- panas - suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu sampai dengan 1 (satu) jam.
- sangat panas - suhu dan tekanan turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan pemutaran (*rolling*) turbin untuk unit pembangkit segera disinkronisasi setelah menerima instruksi melakukan sinkronisasi.

SDCA3 2.2 Karakteristik Pengoperasian

SDCA3 2.2.1 Set pertama karakteristik pengoperasian mengenai kemampuan daya *output* serta kemampuan perubahan daya aktif dan daya reaktif, termasuk:

- a. kapasitas daya aktif maksimum dan minimum untuk kemungkinan konfigurasi operasi, seperti jumlah *boiler feed pump* (BFP), jumlah *mill* untuk unit pembangkit berbahan bakar batubara, dan jumlah turbin gas dan HRSG untuk pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU);
- b. kemampuan daya reaktif, memproduksi daya reaktif (faktor daya atau *power factor lagging/pf lagging*), dan menyerap daya reaktif (faktor daya atau *power factor leading/pf leading*) pada tingkat pembebanan tertentu;
- c. batasan tingkat pembebanan *governor* dan setelan (*setting droop*);
- d. lama waktu *start up*, biaya *start up*, waktu keluar minimum, dan biaya mempertahankan kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam kondisi dingin, hangat, panas, dan sangat panas;
- e. tingkat beban sesaat setelah sinkron;
- f. kecepatan penambahan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- g. kecepatan penurunan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- h. waktu operasi minimum; dan

- i. perubahan bahan bakar maksimum yang dapat dilakukan dalam periode 24 (dua puluh empat) jam (apabila diperlukan).

SDCA3 2.2.2 Set kedua karakteristik pengoperasian mengenai keekonomian operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit harus menyampaikan informasi keekonomian operasi unit pembangkitnya, sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.2.3 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal) atau SDCA3 2.2.4 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)). Karakteristik operasi ini biasa disebut sebagai karakteristik operasi ekonomis.

SDCA3 2.2.3 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal

Terdapat 2 (dua) pilihan penyampaian karakteristik operasi ekonomis unit pembangkit termal, yaitu:

- a. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:
 1. bahan bakar, yaitu pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit pembangkit;
 2. kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori per satuan volume atau berat;
 3. energi untuk *start up*, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/*start up* atau kilokalori/*start up* untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan sinkronisasi unit pembangkit;
 4. energi ke putaran penuh, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/jam atau kilokalori/jam untuk mempertahankan unit pembangkit siap sinkron;
 5. data *heat rate*, yaitu kecepatan perubahan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;
 6. data perubahan *heat rate*, yaitu kecepatan pertambahan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;
 7. energi *start up standby*, yaitu energi dalam *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke kondisi yang sangat panas;

8. energi *standby* panas, yaitu energi dalam *british thermal unit (BTU)/jam* atau kilokalori/jam yang dibutuhkan untuk mempertahankan *boiler* dan turbin dalam kondisi panas;
 9. biaya O&M *start up*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* sehubungan dengan proses *start up*;
 10. biaya O&M daya (*output*), yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/MWh untuk proses memproduksi daya *output*;
 11. biaya O&M *start up standby*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin ke kondisi panas; dan
 12. biaya O&M *standby* panas, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/jam untuk mempertahankan kesiapan *boiler* dan turbin pada kondisi panas.
- b. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:
1. harga *start up* unit pembangkit dalam rupiah/jam, untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi;
 2. harga beban minimum, yaitu harga dalam rupiah/jam untuk mempertahankan unit pembangkit tetap beroperasi (sinkron) pada beban minimum;
 3. harga inkremental, yaitu harga *output* dalam rupiah/MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;
 4. harga *start up standby*, yaitu harga dalam rupiah/*start up*, untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke tingkat kondisi yang sangat siap; dan
 5. harga kesiapan panas, yaitu harga dalam rupiah/jam, untuk mempertahankan *boiler* pada kondisi unit pembangkit siap sinkron.

SDCA3 2.2.4 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)

Untuk PLTA *run of river* tidak diperlukan karakteristik operasi ekonomis.

Data pengoperasian untuk unit pembangkit PLTA waduk harus meliputi:

- a. tinggi muka air (TMA) dan/atau *volume* waduk saat laporan; dan
- b. debit air masuk waduk dan debit air keluar untuk keperluan nonlistrik.

Appendix 4: Perintah Dispatch (Pelaksanaan)

SDCA4 1 Pendahuluan

SDCA4 1.1 Perintah *dispatch* harus mencakup paling sedikit informasi berikut:

- a. nama para operator;
- b. identifikasi unit pembangkit yang dituju atau dimaksudkan oleh perintah *dispatch*;
- c. tugas yang harus dilaksanakan pada unit pembangkit atau tingkat pembebanan unit pembangkit yang diperintahkan;
- d. waktu saat unit pembangkit di-*start* sesuai dengan perintah (apabila waktunya berbeda dengan waktu penyampaian perintah); dan
- e. dalam hal dianggap perlu, memberikan target waktu pada saat tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.

Pihak yang menerima perintah lisan harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin bahwa perintah tersebut dimengerti. *Dispatcher* harus mencatat perintah dan waktu pemberian perintah tersebut dalam buku catatan (*log*).

SDCA4 1.2 Contoh jenis perintah utama dari *dispatcher* tercantum dalam SDCA4 2 sampai dengan SDCA4 7. Pada setiap contoh, dianggap bahwa kebutuhan saling memberitahu nama operator telah dilaksanakan. Sebuah perintah dapat mencakup waktu *start* dan waktu target.

SDCA4 2 Perintah Mengubah Tingkat Pembebanan

Pada setiap contoh, perintah untuk Unit 3 mengubah beban menjadi 200 MW, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 13.00:

- a. dalam hal perintah harus segera dilaksanakan:
“Unit 3 menjadi 200 MW, sekarang”
- b. dalam hal perintah mulai dilaksanakan 1 (satu) jam kemudian:
“Unit 3 menjadi 200 MW, dimulai pada pukul 14:00”
- c. dalam hal perintah tingkat beban yang diperintahkan harus dicapai pada pukul 13:30:
“Unit 3 menjadi 200 MW pada pukul 13:30”

SDCA4 3 Perintah untuk Sinkronisasi

SDCA4 3.1 Perintah sinkronisasi biasanya langsung disertai dengan perintah pembebanan. Dalam hal tingkat pembebanan tidak termasuk dalam perintah yang diberikan, unit pembangkit harus disinkronkan dan segera dibebani ke tingkat beban minimum (sesuai dengan kecepatan pembebanan yang saat itu berlaku), kemudian segera melapor ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa unit pembangkit telah dibebani dengan beban minimum. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan waktu untuk proses sinkronisasi yang diberikan pengelola pembangkit dan memberikan target waktu sinkronisasi.

SDCA4 3.2 Pada contoh berikut, Unit 3 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum dengan waktu pemberian perintah pada pukul 08:00. Waktu sejak pemberitahuan kepada pengelola pembangkit untuk sinkronisasi selama 4 (empat) jam.

Dalam contoh ini, waktu yang dibutuhkan untuk sinkronisasi sesuai dengan waktu pemberitahuan:

“Unit 3 sinkron pada pukul 12:00, beban 200 MW”

SDCA4 4 Perintah *Shutdown* atau Mengeluarkan Unit Pembangkit dari Operasi Sistem

SDCA4 4.1 Perintah untuk mengeluarkan dari operasi sistem, harus diartikan sebagai perintah untuk melepas PMT unit pembangkit dan mengeluarkan Unit 1 dari sistem (*grid*).

Contoh perintah sebagai berikut:

a. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem sesegera mungkin, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 sekarang"

dan operator unit harus segera melepas PMT unit tersebut

b. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem dalam beberapa waktu kemudian, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 pada pukul 11:30"

SDCA4 4.2 Perintah untuk *shutdown* (mematikan) unit pembangkit harus diartikan sebagai kebutuhan mengurangi daya *output* unit pembangkit ke tingkat beban minimum sebelum melepaskannya dari sistem. Perintah mengeluarkan unit pembangkit harus mempertimbangkan kecepatan penurunan beban unit pembangkit dan/atau sesuai perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem. Pada contoh berikut, Unit 1 sedang beroperasi dengan beban 80 MW (delapan puluh megawatt), mempunyai karakteristik kecepatan penurunan beban 3 MW (tiga

megawatt)/menit, dan tingkat beban minimumnya 20 MW (dua puluh megawatt), perintahnya:

“Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 10:00 dan lepaskan pada pukul 10:20”

atau

“Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 12:00, penurunan beban 2 MW/menit dan lepaskan pada pukul 12:30”

SDCA4 5 Pengaturan Frekuensi

SDCA4 5.1 Perintah Mengaktifkan atau Mematikan Pengatur Beban Otomatis (AGC)

Contoh perintah untuk mengaktifkan atau mematikan AGC

“Unit 1 beroperasi AGC pada pukul 12:00”

“Unit 1 beroperasi tanpa AGC pada pukul 12:00”

SDCA4 6 Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

Perintah menyediakan cadangan operasi biasanya diberikan sebagai bagian dari perintah pembebanan. Contohnya:

“Beban Unit 4 menjadi 200 MW dan pertahankan 400 MW cadangan”

SDCA4 7 Perintah Menyediakan Dukungan Tegangan

Untuk menjaga tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (persero) dapat memerintahkan beberapa unit dengan berbagai cara.

Contoh perintah sebagai berikut:

“Unit 2 membangkitkan daya reaktif maksimum”

“Pertahankan tegangan 502 kV pada *busbar* 500 kV pembangkit”

“Pertahankan tegangan maksimum Unit 2”

ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK
(SETTLEMENT CODE - SC)

Aturan Transaksi Tenaga Listrik menjelaskan peraturan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pelayanan energi.

SC 1 Pendahuluan

Pembayaran dan biaya yang dikenakan atas transaksi pada sistem dihitung berdasarkan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan pembangkit, serta berdasarkan ketentuan kontrak antara para pihak. Semua transaksi tenaga listrik harus berdasarkan mekanisme kontraktual. Aturan ini harus diperbarui seiring dengan perubahan dan perkembangan jenis kontrak dan pasar tenaga listrik.

SC 2 Penagihan dan Pembayaran

SC 2.1 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Pembangkit

Periode penagihan untuk pengelola pembangkit dimulai sejak pukul 10:00 WIB hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 WIB hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 WIB hari pertama setiap bulan dan dituangkan dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero) paling lambat 7 (tujuh) hari setelah menerima berita acara pembacaan meter dan data pendukung transaksi lainnya, atau lebih awal jika ditentukan oleh PJBL. Proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi milik PT PLN (Persero) yang disepakati para pihak dan berlaku secara legal.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang diproduksi oleh pengelola pembangkit berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.2 Pembayaran kepada Pengelola Pembangkit

Pembayaran untuk pembelian tenaga listrik jangka panjang dilakukan secara bulanan dan tahunan dari pengelola pembangkit berdasarkan PJBL atau perjanjian kontraktual lainnya dengan PT PLN (Persero). Pembayaran tersebut meliputi namun tidak terbatas pada pembayaran atas kapasitas, energi, dan *ancillary services*. Pembayaran *ancillary services* paling sedikit meliputi:

- a. daya reaktif dan pengendalian tegangan;
- b. pengaturan frekuensi (*load following* dan *ramp rate*);
- c. *black start*;
- d. pembebanan di bawah *technical minimum load* (TML);
- e. *house load*; dan
- f. *start up*

Pembayaran energi diperhitungkan dari total perintah *dispatch* dikurangi saat kondisi pembangkit *derating* dengan sumber data meter transaksi. Energi yang dibangkitkan di atas perintah *dispatch* tidak diperhitungkan dengan toleransi yang diizinkan lebih atau kurang 2% (dua persen) terhadap rencana operasi harian atau perintah *dispatch* pada setiap *slot* waktu pemantauan, kecuali untuk unit pembangkit dengan status AGC aktif atau LFC aktif. Untuk verifikasi AGC atau LFC untuk status aktif, besaran dan waktunya ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit berdasarkan data *event logger* pada *master station* yang akan menjadi salah satu acuan dalam perhitungan pembayaran energi yang dibangkitkan.

Unit pembangkit dapat dikenai penalti jika tidak dapat memenuhi kemampuan teknis pembangkit yang telah disepakati antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.3 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang dikonsumsi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) terkait. Konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan diperlakukan sebagai pelanggan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

SC 2.4 Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pemanfaatan Bersama Jaringan Transmisi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak penyewa transmisi dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui jaringan transmisi yang disewa oleh penyewa jaringan berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan penyewa jaringan.

SC 3 Penyelesaian Perselisihan Transaksi

Salinan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan unit pembangkit, serta data dan informasi lainnya yang digunakan untuk pembuatan tagihan dan pembayaran disediakan berdasarkan permintaan. Dalam hal terdapat pertanyaan atau sanggahan terhadap suatu data pendukung, pertanyaan atau sanggahan tersebut disampaikan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Dalam hal terdapat prosedur penyelesaian perselisihan dalam:

- a. PJBL antara pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero), penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam PJBL yang berlaku; atau
- b. perjanjian antara pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam perjanjian yang berlaku.

Dalam hal proses penyelesaian perselisihan tidak diatur dalam perjanjian, proses penyelesaian perselisihan dilakukan secara musyawarah mufakat. Dalam hal tidak tercapai penyelesaian secara musyawarah mufakat, perselisihan diselesaikan melalui badan arbitrase.

SC 4 Pemrosesan Data Meter

SC 4.1 Pemrosesan Data Meter Pembangkit Termasuk EBT Intermiten

Pemrosesan data meter pembangkit mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu 2 (dua) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua unit pembangkit yang dituangkan dalam berita acara pembacaan meter;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero);
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan pada aplikasi dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WIB. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transaksi tenaga listrik yang telah disahkan kepada pengelola pembangkit dalam waktu 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter yang dilengkapi data pendukung transaksi lainnya. Semua berita acara dan dokumen pendukung transaksi menjadi dasar pengajuan tagihan kepada PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data;
- g. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyerahkan data rekaman energi impor (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk diperhitungkan dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan
- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC 4.2 Pemrosesan Data Meter Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pemrosesan data meter pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu paling lama 4 (empat) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memperoleh dan melakukan validasi data meter semua trafo di GI;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi secara online milik PT PLN (Persero);
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan pada aplikasi dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WIB. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transfer tenaga listrik kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 7 bulan berjalan. Semua berita acara tersebut menjadi dasar perhitungan transfer tenaga listrik dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) segera setelah suatu kesalahan teridentifikasi;
- g. pengelola distribusi PT PLN (Persero) memproses data rekaman energi impor unit pembangkit (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan
- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC 4.3 Pemrosesan Data Meter Konsumen Tenaga Listrik oleh Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab atas pemrosesan data meter semua konsumen tenaga listrik. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tidak ikut dalam

pemrosesan data terkait penagihan. Proses verifikasi dan validasi pencatatan meter konsumen tenaga listrik untuk keperluan internal PT PLN (Persero) dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero).

SC 5 Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengembangkan dan mengaplikasikan perangkat lunak proses transaksi tenaga listrik berdasarkan ketentuan PJBL dan perangkat lunak tersebut harus divalidasi dan diakui oleh pihak yang bertransaksi sebelum diterapkan.

SC 6 Ketersediaan Data Meter untuk Pihak lain

Data meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dikategorikan sebagai tidak rahasia (*nonconfidential*) dan tersedia bagi pihak lain atas permintaan. Data yang dapat diminta termasuk:

- a. jumlah energi listrik yang dijual atau dibeli setiap 30 (tiga puluh) menit;
- b. harga rata-rata energi listrik yang dijual atau dibeli; dan
- c. data terukur pada setiap titik interkoneksi.

Permintaan data harus mengikuti prosedur tetap yang berlaku pada PT PLN (Persero).

SC 7 Ketentuan Lainnya

Ketentuan dan prosedur transaksi tenaga listrik yang belum ditetapkan dalam aturan ini akan diatur lebih lanjut dalam prosedur tetap transaksi tenaga listrik yang disepakati para pihak yang bertransaksi.

ATURAN PENGUKURAN
(METERING CODE - MC)

Aturan Pengukuran menjelaskan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter Transaksi yaitu meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung.

MC 1 Kriteria Pengukuran

MC 1.1 Besaran yang Diukur

Meter harus terpasang melalui trafo arus dan trafo tegangan pada setiap titik sambung untuk mengukur besaran berikut ini:

- a. kWh ekspor;
- b. kWh impor;
- c. kVARh ekspor;
- d. kVARh impor;
- e. kVAh ekspor;
- f. kVAh impor;
- g. tegangan *phase* RST Netral;
- h. arus *phase* RST Netral;
- i. frekuensi;
- j. faktor daya;
- k. daya aktif, reaktif dan semu; dan
- l. *demand* kVA maksimum (tidak perlu untuk sambungan ke generator).

Arah ekspor menunjukkan aliran energi dari sumber pembangkit ke *grid* atau dari *grid* ke beban.

MC 1.2 Urutan Kanal Rekaman *Load Profile*

Meter terpasang harus dapat mencatat dan merekam besaran energi dan *instantaneous* per interval 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit dengan urutan sebagai berikut:

- a. kWh ekspor;
- b. kVARh ekspor;
- c. kWh impor;
- d. kVARh impor;
- e. tegangan *phase* R;
- f. tegangan *phase* S;

- g. tegangan *phase* T;
- h. arus *phase* R
- i. arus *phase* S;
- j. arus *phase* T;
- k. $\cos\phi$ total;
- l. frekuensi;
- m. daya aktif; dan
- n. daya reaktif

Satuan energi dinyatakan dalam orde kilo, satuan tegangan dalam orde kilo, satuan arus *unity*, satuan $\cos\phi < 1$, satuan frekuensi dalam *unity*, dan satuan daya dalam orde mega.

MC 1.3 Ketelitian

MC 1.3.1 Ketelitian Meter untuk Semua Titik Sambung

Setiap komponen meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:

a. Trafo Instrumen

Trafo tegangan harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 standar IEC 60044-2 dan IEC 60044-5 atau perubahannya. Trafo arus harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 S standar IEC 60044-1 atau perubahannya. Untuk trafo instrumen jenis *combined* menggunakan standar IEC 60044-3 atau perubahannya.

b. Meter kilowatt-hour (kWh *Active Meter*)

Setiap meter kWh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0.2 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sesuai MC 2.3.2.2.

c. Meter kiloVAr-hour (kVArh *Reactive Meter*)

Setiap meter kVArh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 2.0, dan memenuhi standar IEC 62053-23 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai MC 2.3.2.2.

d. Meter Daya kVA Maksimum

Setiap meter daya kVA maksimum harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *multiple tariff*, *solid state* yang memiliki registrasi, ketelitian kelas 0.5 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa untuk transmisi ke suatu alat perekam atau mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai MC 2.3.2.2.

MC 1.3.2 Titik Sambung

Meter untuk generator harus mengukur energi neto (setelah *main transformer* atau *step up transformer*).

MC 1.3.3 Standar Waktu

Semua instalasi meter harus mencatat waktu berdasarkan Waktu Indonesia Barat (WIB). Setiap meter terpasang harus memiliki fasilitas sinkronisasi waktu terhadap GPS atau server (*network time protocol*).

MC 1.3.4 Ketelitian Perekam Waktu

Batas kesalahan total untuk pencatat waktu meter *demand*:

- a. awal dari setiap periode harus pada waktu standar yang ditetapkan dengan toleransi ± 2 (dua) menit; dan
- b. *programming* ulang atas meter harus dilakukan:
 1. segera, jika terjadi kesalahan waktu mencapai 5 (lima) menit atau lebih; atau
 2. dalam waktu 6 (enam) bulan, jika terjadi kesalahan waktu melebihi 2 (dua) menit dan kurang dari 5 (lima) menit.

MC 2 Persyaratan Peralatan Meter

MC 2.1 Meter

Meter pengukur energi aktif dan reaktif untuk ekspor dan impor, baik utama maupun pembanding, harus terpasang pada setiap titik sambung. Hal ini harus dipenuhi dengan penggunaan meter *bidirectional* sebagai berikut:

- a. meter energi aktif utama;
- b. meter energi aktif pembanding;
- c. meter energi reaktif utama;
- d. meter energi reaktif pembanding; dan
- e. meter *demand* daya kVA maksimum (tidak perlu untuk generator dan sambungan trafo distribusi).

Meter transaksi yang terpasang di konsumen tenaga listrik dan pembangkit EBT intermiten harus memiliki fitur perekaman *power quality*.

Meter transaksi yang digunakan harus sesuai dengan spesifikasi teknik dan konfigurasi yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.2 Trafo Instrumen

MC 2.2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang paling sedikit 1 (satu) set Trafo tegangan dan/atau trafo arus dengan belitan atau inti yang terpisah untuk proteksi dan pengukuran (transaksi). Trafo tersebut sekaligus digunakan untuk meter utama dan meter pembanding. Trafo arus dan trafo tegangan untuk meter utama dan meter pembanding menggunakan belitan atau inti yang terpisah.

MC 2.2.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus menginformasikan setiap penggantian trafo instrumen yang terkait dengan pengukuran (transaksi) ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Penggunaan rasio dan kelas trafo instrumen pengganti harus sesuai rekomendasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.3 Koleksi Data

MC 2.3.1 Perekam Data

MC 2.3.1.1 Periode perekaman bervariasi antara 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit.

MC 2.3.1.2 Meter harus mampu mempertahankan semua data yang direkam dalam hal terjadi kegagalan pasokan daya *auxiliary*-nya (memiliki tipe memori *nonvolatile*).

MC 2.3.2 Komunikasi

MC 2.3.2.1 Setiap meter harus mempunyai kemampuan transfer data elektronik, serta dilengkapi dengan *port* komunikasi *ethernet* dan *serial* yang tersambung dengan jaringan komunikasi *automatic meter reading* (AMR) milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang dipersiapkan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau oleh pemakai jaringan secara otomatis atau *manual remote*.

MC 2.3.2.2 Dalam hal karena suatu sebab pembacaan dari jauh secara otomatis (*remote reading* atau AMR) atau *manual remote* tidak dapat dilakukan, pengambilan data secara lokal harus dilakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau

pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. *Storage* meter yang terpasang harus mampu menampung data paling singkat 3 (tiga) bulan untuk mengantisipasi terjadinya kegagalan *link* komunikasi. Data harian yang di-*download* dari meter harus disimpan dalam *database* khusus pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

- MC 2.3.2.3 Protokol komunikasi, format informasi dan *software* yang digunakan pada sarana komunikasi ke/dari peralatan *metering*, harus sesuai (*compatible*) dengan yang digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan harus terlebih dahulu mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- MC 2.3 Persyaratan Instalasi
- MC 2.4.1 Meter utama dan meter pembanding harus dipasang sisi neto (setelah *step up transformer*) dalam 1 (satu) lokasi.
- MC 2.4.2 Lemari (*cubicles*) yang memadai harus disediakan untuk meter pada setiap titik sambung. Penyediaan lemari (*cubicles*) harus mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Konstruksinya harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Akses lemari meter tersebut harus dikunci dan disegel.
- MC 2.4.3 Pasokan daya (*auxilliary*) ke meter harus terus-menerus (*continue*) dengan cara yang disepakati oleh para pihak.
- MC 2.4.4 Setiap peralatan *metering* di konsumen tenaga listrik harus dilengkapi dengan:
- a. *undervoltage relay* atau sarana pendeteksi tegangan untuk memonitor tegangan *phase* masuk ke meter dan memberikan alarm jika terjadi tegangan rendah; atau
 - b. kWh meter yang digunakan dilengkapi fitur *monitoring sag & swell*.
- MC 2.4.5 *Burden* yang sesungguhnya dari trafo arus dan trafo tegangan harus disesuaikan dengan ratingnya.
- MC 2.4.6 Drop tegangan harus lebih kecil dari 1% (satu persen).
- MC 2.4.7 Rangkaian tegangan pengukuran ke masing-masing meter utama dan meter pembanding harus terpisah.
- MC 2.4.8 Rangkaian sekunder trafo arus dan trafo tegangan harus langsung tersambung ke terminal meter (tidak tersambung peralatan pengukuran lain nontransaksi) dan kabel tegangan harus dilengkapi dengan *screen* atau *marker*.

MC 2.4 Kepemilikan

meter utama disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak penjual, sedangkan meter pembanding disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak pembeli. Masing-masing pihak harus mengoperasikan dan memelihara meternya.

MC 2.5 Proses Data Pengukuran (*Metering*) untuk Pembayaran

MC 2.6.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melakukan manajemen dan pemeliharaan *database* pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambung. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil data pengukuran secara otomatis atau *remote* dari semua meter pada titik sambung serta menyimpan data dalam *database* untuk maksud perhitungan jual beli. Dalam hal pengambilan data secara otomatis atau *remote* mengalami kegagalan atau fasilitas belum tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal atau pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke *database*.

MC 2.6.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menggunakan data pengukuran yang disimpan dalam *database* pada hari pertama bulan berikutnya untuk perhitungan bulan tagihan.

MC 2.6.3 Data yang digunakan untuk perhitungan tagihan jual beli yaitu rekaman data pada meter utama. Dalam hal diketahui terjadi kesalahan pada meter utama, data yang digunakan yaitu rekaman data pada meter pembanding (parsial atau seluruhnya).

MC 2.6.4 Jika diketahui terjadi perbedaan pengukuran meter utama dan meter pembanding yang keluar dari kelas akurasi meter namun tidak memungkinkan menentukan meter yang salah atau keduanya salah, data yang digunakan untuk proses perhitungan penagihan harus disepakati oleh kedua belah pihak dan dinyatakan dalam berita acara yang ditandatangani oleh kedua belah pihak.

MC 3 *Commissioning*

MC 3.1 Sebelum pemberian tegangan pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan dokumen atas peralatan pengukuran atau sistem *metering* kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling sedikit memuat:

- a. *single line* diagram dan *wiring* diagram yang menunjukkan titik sambung dan peralatan *metering*-nya sesuai yang terpasang;
- b. sertifikat awal pengujian dan kalibrasi trafo arus, trafo tegangan dan meter;

- c. perhitungan dan hasil uji drop tegangan pada rangkaian tegangan;
 - d. perhitungan dan hasil uji *burden* rangkaian meter; dan
 - e. hasil *continuity test*.
- MC 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan badan atau institusi penguji harus memeriksa dan menguji peralatan pengukuran atau sistem *metering* yang disaksikan oleh perwakilan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pemeriksaan meliputi kesesuaian terhadap Aturan Pengukuran dan *best practice* dalam instalasi kelistrikan.
- MC 3.3 Hasil pengujian dan pemeriksaan harus ditandatangani oleh pihak terkait dan dicantumkan dalam sertifikat yang disahkan oleh badan atau institusi penguji.
- MC 3.4 Pemilik meter harus membayar biaya pengujian peralatan pengukuran atau sistem *metering* miliknya.
- MC 4 Pengujian Setelah *Commissioning*
- MC 4.1 Pengujian Periodik
- MC 4.1.1 Setelah *commissioning*, peralatan meter harus diperiksa dan diuji oleh lembaga inspeksi teknis yang terakreditasi menggunakan standar nasional Indonesia, *International Electrotechnical Commission* (IEC), dan/atau standar PT PLN (Persero) dengan interval waktu sebagai berikut:
- a. trafo arus dan trafo tegangan pada saat pertama kali dioperasikan; dan
 - b. peralatan pengukuran atau sistem *metering* setiap 5 (lima) tahun.
- MC 4.1.2 Biaya pengujian periodik peralatan meter ditanggung oleh pemilik.
- MC 4.1.3 Pembayaran biaya perbaikan atau penggantian bagian yang rusak ditanggung oleh pemilik meter.
- MC 4.2 Pengujian di Luar Jadwal
- MC 4.2.1 Salah satu pihak dapat mengajukan permintaan tertulis kepada pihak lain untuk melakukan kalibrasi ulang meter utama atau meter pembanding dengan mencantumkan analisis rinci kesalahan yang ditemukan.
- MC 4.2.2 Jika pemilik meter setuju untuk mengadakan kalibrasi ulang, kalibrasi ulang harus dilaksanakan oleh badan atau institusi penguji yang terakreditasi yang disepakati oleh kedua belah pihak.

- MC 4.2.3 Dalam hasil pengujian kalibrasi ulang menunjukkan kondisi meter sesuai dengan standar kelasnya, badan atau institusi penguji harus menerbitkan sertifikat kalibrasi. Dalam hal tidak mungkin dilakukan kalibrasi ulang, badan atau institusi penguji harus membuat laporan pengamatan dan merekomendasikan tindak lanjut.
- MC 4.2.4 Pengujian disaksikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Laporan resmi pengujian dibuat dan ditandatangani oleh pihak terkait.
- MC 4.2.5 Dalam hal kalibrasi ulang tidak mungkin dilakukan karena kerusakan sehingga meter harus diganti, meter tersebut harus diganti atas tanggungan pemilik meter.
- MC 4.2.6 Pembayaran pengujian diatur sebagai berikut:
- a. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut sesuai dengan standar kelasnya, pihak yang meminta pengujian yang membayar biaya pengujian; atau
 - b. dalam hasil uji awal menunjukkan meter tersebut memerlukan kalibrasi ulang, pemilik meter yang membayar biaya pengujian.

MC 5 Segel dan *Programming* Ulang

Setelah pelaksanaan pengujian peralatan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik segera memasang segel dengan identifikasi yang jelas.

Pemutusan segel oleh salah satu pihak hanya dapat dilakukan berdasarkan izin pihak lain.

Programming ulang meter hanya dapat dilakukan oleh pemilik meter dengan dihadiri pihak lain.

Penggantian segel atau *programming* ulang meter harus disertai dengan laporan resmi yang ditandatangani oleh semua pihak yang hadir.

MC 6 Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan

MC 6.1 Hak Akses ke Data dalam Meter

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik berhak mengakses data pengukurannya dalam *database* elektronik atau di kantor pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 6.2 Akses ke Peralatan *Metering*

Pemilik peralatan meter harus menyediakan akses bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk verifikasi kesesuaian peralatan meter dengan Aturan Pengukuran, serta menyaksikan pengujian, membaca register, dan/atau memeriksa segel.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilarang melakukan kegiatan yang dapat mempengaruhi operasi meter, kecuali diperlukan untuk memenuhi tanggung jawab sesuai ketentuan dalam Aturan Jaringan Sumatera.

MC 6.3 Akses dan Pemeriksaan

Bagian ini menjelaskan beberapa kondisi sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) boleh memasuki fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik boleh memasuki fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- c. pengaturan prosedur dan kegiatan dalam memasuki fasilitas suatu pihak dan pelaksanaan inspeksi.

MC 6.4 Hak Memeriksa

Setiap kegiatan pemeriksaan harus melibatkan pengelola transmisi PT PLN (Persero) sebagai pemilik jaringan. Lingkup pemeriksaan ini tidak termasuk pemeriksaan meter untuk penertiban aliran listrik di pelanggan.

Bagian ini memberikan hak kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memeriksa setiap peralatan meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan sebaliknya yang peralatan meternya tersambung dengan *grid* dan untuk memeriksa setiap peralatan meter pihak lain pada titik sambung.

Dalam hal salah satu pihak merasa yakin bahwa pihak lain tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Sumatera dan hal tersebut merugikan atau diduga merugikan, pihak yang bersangkutan dapat meminta inspeksi atau pemeriksaan atas peralatan meter yang dicurigai.

Dalam hal salah satu pihak menginginkan melakukan pemeriksaan peralatan meter milik pihak lain, pihak yang bersangkutan harus memberitahukan maksudnya kepada pihak lain, paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pelaksanaan pemeriksaan.

Pemberitahuan harus dilengkapi dengan informasi:

- a. nama representasi yang akan melaksanakan pemeriksaan mewakili pihak yang menginginkan pemeriksaan;
- b. waktu mulai pelaksanaan pemeriksaan dan perkiraan lama penyelesaian; dan
- c. ketidaksesuaian dengan Aturan Pengukuran yang dicurigai;

Pihak yang dicurigai harus menugaskan personel yang mampu untuk mendampingi representasi pihak pemeriksa yang akan memasuki fasilitasnya dalam melakukan pemeriksaan.

Pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa pemeriksaan yang akan dilakukan hanya sesuai kebutuhan dan tidak lebih dari 24 (dua puluh empat) jam.

Pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa representasi pihak pemeriksa mampu melakukan pemeriksaan.

Biaya pemeriksaan ditanggung oleh pihak yang menginginkan pemeriksaan, kecuali ditemukan kesalahan sehingga yang menanggung biaya pemeriksaan adalah pihak yang diperiksa.

MC 7 Keamanan Instalasi Meter dan Data

MC 7.1 Perubahan Peralatan *Metering*

Semua perubahan yang akan dilakukan terhadap peralatan *metering* termasuk peralatan meter, parameter dan/atau *setting*, harus mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik terkait.

MC 7.2 Perubahan Data *Metering*

Perubahan terhadap data orisinal yang disimpan dalam sebuah meter tidak diperbolehkan kecuali selama pelaksanaan pengujian ketelitian di lapangan.

MC 7.3 Proteksi *Password* dalam Data *Metering*

Data yang disimpan dalam *database* harus diproteksi dengan *password* terhadap akses elektronik langsung, lokal, dan *remote* yang tidak berhak. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku manajer *database* harus memonitor akses ke *database* untuk menjamin bahwa semua data terproteksi terhadap yang tidak berhak mengakses dan/atau menggunakan.

MC 8

Hal Lain

Hal lain yang bersifat teknik operasional yang secara rinci tidak diatur dalam Aturan Jaringan Sumatera ini akan diatur dalam prosedur tetap *metering* yang dibuat oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit terkait.

ATURAN KEBUTUHAN DATA
(DATA REQUIREMENTS CODE - DRC)

Aturan Kebutuhan Data merangkum kebutuhan data teknis detail yang dibutuhkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, termasuk pengelola pembangkit dan pengelola distribusi PT PLN (Persero). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerlukan data teknis detail untuk mengevaluasi kesesuaiannya dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Sumatera guna meyakinkan keamanan, keandalan, dan efisiensi operasi sistem.

DRC 1 Kebutuhan Data Spesifik

Kebutuhan data utama meliputi:

a. Data Desain Unit Pembangkit

Data ini menjelaskan kebutuhan data desain teknis setiap unit pembangkit, termasuk data teknis umum, data reaktansi dan resistansi, parameter saturasi, data trafo, kemampuan aktif dan reaktif, karakteristik eksitasi dan peralatan *governor*, data *prime mover*, dan data *power system stabilizer* yang tercantum dalam Tabel 19 (Data Desain Unit Pembangkit) dan Tabel 20 (Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh pengelola pembangkit dengan ketentuan:

1. pengelola pembangkit dengan kapasitas ≥ 20 (dua puluh) MW mengisi Tabel 19 dan Tabel 20; dan
2. pengelola pembangkit dengan kapasitas < 20 (dua puluh) MW mengisi Tabel 19.

b. Data *Setting* Unit Pembangkit

Data ini mencakup data *setting* unit pembangkit, termasuk *setting* proteksi, data kontrol, dan *setting* peralatan kontrol untuk setiap unit pembangkit yang tercantum dalam Tabel 21 (Data *Setting* Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

c. Parameter Respons Unit Pembangkit

Data ini mencakup parameter respons unit pembangkit, seperti kemampuan *output* normal, pemberitahuan waktu sinkronisasi, waktu terakhir pengeluaran dari operasi, fleksibilitas unit pembangkit, kecepatan perubahan pembebanan, parameter regulasi, dan ketelitian dalam memenuhi target *dispatch* yang tercantum dalam Tabel 22 (Parameter Respons Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

d. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Data ini menunjukkan data instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (fasilitas dan peralatan) yang tersambung ke *grid*, termasuk rating tegangan, koordinasi isolasi, rating arus, pembumian, kontribusi arus hubung singkat ke *grid*, dan kemampuan pembebanan yang tercantum dalam Tabel 23 (Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

e. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Data ini meliputi data *setting* instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, seperti data proteksi, data kontrol perubahan *tap*, dan kontrol kompensasi daya reaktif yang tercantum dalam Tabel 24 (Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

f. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Data ini mencakup detail data beban pada titik sambung, termasuk proyeksi kebutuhan daya aktif dan reaktif dan karakteristik beban seperti fluktuasi beban dan respons dinamik terhadap perubahan tegangan dan frekuensi yang tercantum dalam Tabel 25 (Karakteristik Beban pada Titik Sambung).

Data ini harus diisi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik.

DRC 2 Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

DRC 2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian sebagaimana dimaksud dalam DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik). Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data. Format tersebut digunakan untuk penyampaian data tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

DRC 2.2 Nama personel yang ditunjuk oleh manajemen untuk menyampaikan data harus dinyatakan secara tertulis.

DRC 2.3 Dalam hal tersedia saluran data (*data link*) komputer antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan *file* pada jaringan komputer bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasukkan semua data milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik).

DRC 2.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat meminta pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, seperti *flashdisk* atau *compact disk* jika saluran data (*data link*) komputer terganggu atau belum tersedia.

DRC 2.5 Perubahan atas Data Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyadari terjadinya perubahan data suatu peralatan yang sudah tercatat pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah ditentukan dalam Aturan Jaringan Sumatera.

DRC 3 Data yang Tidak Disampaikan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data. Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak menyampaikan data yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat data estimasi. Tindakan tersebut tidak melepaskan tanggung jawab pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk segera menyampaikan data sesungguhnya (*actual data*) yang dibutuhkan, kecuali jika pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setuju secara tertulis bahwa data yang sesungguhnya (*actual*) tidak diperlukan.

Tabel 19. Data Desain Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Teknis Umum		
1.1.1	MVA <i>Rated</i>	MVA	
1.1.2	Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.3	<i>Rated Gross</i> MW	MW	
1.1.4	Tegangan Terminal	KV	
1.1.5	Beban <i>Auxiliary</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.6	Daya Reaktif (<i>Output</i>) <i>Rated</i>	MVAR	
1.1.7	Beban Minimum	MW	
1.1.8	Konstanta <i>Inertia Turbo Generator Rated</i>	MW-sec	
1.1.9	Rasio Hubung Singkat	kA	
1.1.10	Arus Stator (<i>Rated</i>)	Amps	
1.1.11	Arus Rotor pada <i>Rated</i> MVA dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	Amps	
1.2	Tahanan/ <i>Resistances</i>		
1.2.1	Tahanan Stator R_s	per unit	
1.2.2	Tahanan <i>Negative Sequence</i> R_2	per unit	
1.2.3	Tahanan <i>Zero Sequence</i> R_0	per unit	
1.2.4	Tahanan Pembumian R_e	per unit	
1.3	Reaktansi/ <i>Reactances (Unsaturated)</i>		
1.3.1	Reaktansi <i>Direct Axis Synchronous</i> X_d	per unit	
1.3.2	Reaktansi <i>Direct Axis Transient</i> X_d'	per unit	
1.3.3	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> X_d''	per unit	
1.3.4	Reaktansi <i>Quad Axis Synchronous</i> X_q	per unit	
1.3.5	Reaktansi <i>Quad Axis Transient</i> X_q'	per unit	
1.3.6	Reaktansi <i>Quad Axis Subtransient</i> X_q''	per unit	
1.3.7	Reaktansi Kebocoran Stator	per unit	
1.3.8	Reaktansi Urutan Nol X_0	per unit	
1.3.9	Reaktansi Urutan Negatif X_2	per unit	
1.3.10	Reaktansi <i>Potier</i> X_{pot}	per unit	
1.3.11	Reaktansi Pembumian X_e	per unit	
1.4	Reaktansi/ <i>Reactance (Saturated)</i>		
1.4.1	Reaktansi <i>Direct Axis Sinkron</i> X_{dsat}	per unit	
1.4.2	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> $X_d''sat$	per unit	
1.5	Daya Bruto (<i>Rated</i>) MW		
1.5.1	1.0 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.5.2	1.2 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.6	Konstanta Waktu (<i>Unsaturated</i>)		
1.6.1	<i>Direct Axis Short Circuit Transient</i> T_d'	sec	
1.6.2	<i>Direct Axis Short Circuit Subtransient</i> T_d''	sec	
1.6.3	<i>Quad Axis Short Circuit Transient</i> T_q'	sec	

Data		Satuan	Nilai		
Item	Deskripsi		1	2	3
1.6.4	<i>Quad Axis Short Circuit Transient Tq'</i>	sec			
1.7	Trafo Generator (<i>Step Up</i>)		1	2	3
1.7.1	Jumlah Belitan				
1.7.2	<i>Rated</i> MVA Setiap Belitan	MVA			
1.7.3	Tegangan Utama <i>Tap Rated</i>	kV			
1.7.4	Tahanan Setiap Belitan	per unit			
1.7.5	Reaktansi Urutan Positif Setiap Belitan	per unit			
1.7.6	Reaktansi Urutan Negatif Setiap Belitan	per unit			
1.7.7	Reaktansi Urutan Nol Setiap Belitan	per unit			
1.7.8	Tegangan Minimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.9	Tegangan Maksimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.10	Jenis <i>Tap Change</i> (<i>on Load/off Load</i>)				
1.7.11	<i>Tap Changer Cycle Time</i>	sec			
1.8	Kemampuan Reaktif (pada Terminal)				
1.8.1	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MVAR			
1.8.2	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Pembangkitan Minimum	MVAR			
1.8.3	Daya Reaktif <i>Lagging</i> Sesaat	MVAR			
1.9	Karakteristik Peralatan Eksitasi				
1.9.1	Tegangan Medan pada <i>Rated</i> MVA dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	per unit			
1.9.2	Tegangan Medan Maksimum Efdmx	per unit			
1.9.3	Tegangan Medan Minimum Efdmx	per unit			
1.9.4	Maksimum Kecepatan Kenaikan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.5	Maksimum Kecepatan Penurunan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.6	Arus Eksitasi Maksimum Curmx	amps			
1.9.7	Arus Eksitasi Minimum Curmn	amps			
1.9.8	<i>DC Gain of Excitation Control Loop</i> Vspp	per unit			
1.9.9	<i>Regulator Input Filter Time Constant</i> Tvm	sec			
1.9.10	<i>Regulator Integration Time Constant</i>	sec			
1.9.11	<i>Regulator Amplifier Time Constant</i> Tvs	sec			
1.9.12	<i>Maximum Internal Voltage Regulator Signal</i> Urma	per unit			
1.9.13	<i>Minimum Internal Voltage Regulator Signal</i> Urmin	per unit			
1.9.14	<i>Regulator Stabilizing Gain</i> Vss	per unit			
1.9.15	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant</i> Tst1	sec			
1.9.16	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant</i> Tst2	sec			
1.9.17	<i>Excitation Constant</i> Kerr	per unit			
1.9.18	<i>Excitation Time Constant</i> Terr	sec			
1.9.19	<i>Excitation Saturation Constant 1</i> Aerr	per unit			
1.9.20	<i>Excitation Saturation Constant 2</i> Berr	per unit			

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.9.21	<i>Regulator Time Constant Ta</i>	sec	
1.9.22	<i>Coefficient of Ceiling Regulator Voltage to Terminal Voltage Kc</i>	per unit	
1.9.23	<i>Voltage Gain from Shunt Self Excitation Kp</i>	per unit	
1.10	<i>Power System Stabilizer</i>		
1.10.1	<i>PSS Gain for Mechanical Speed Input Signal kaom</i>	per unit	
1.10.2	<i>Time Constant for Mechanical Speed Measurement Taom</i>	sec	
1.10.3	<i>PSS Gain for Electrical Frequency Measurement Kafe</i>		
1.10.4	<i>Time Constant for Electrical Frequency Measurement Tafe</i>	sec	
1.10.5	<i>PSS Gain for Electrical Power Input Signal Kape</i>	per unit	
1.10.6	<i>Time Constant for Electrical Power Measurement Kape</i>	sec	
1.10.7	<i>PSS Gain for Terminal Voltage Input Signal</i>	per unit	
1.10.8	<i>Time Constant for Terminal Voltage Measurement Tau1</i>	sec	
1.10.9	<i>Steady State PSS Gain Kpss</i>	per unit	
1.10.10	<i>PSS Gain for Turbine Torque Input Signal Ktrg</i>	per unit	
1.10.11	<i>PSS Gain for Valve Position Input Signal Kayt</i>	per unit	
1.10.12	<i>Time Constant for Valve Position Measurement Tayt</i>	sec	
1.10.13	<i>Stabilizing Time Constant</i>	Tss	
1.10.14	<i>Water Hammer Filter Time Constant Tw</i>	Tw	
1.10.15	<i>Output Signal Magnitude Limit Upsmx</i>	per unit	
1.11	<i>Unit Governor</i>		
1.11.1	<i>Time Constant for Electrical Power Transducer Tp</i>	sec	
1.11.2	<i>Frequency Shifted Power Controller Static Droop bpf</i>	%	
1.11.3	<i>Frequency Shifted Power Controller Transient Droop bpf</i>	%	
1.11.4	<i>Time Constant Tdf</i>	sec	
1.11.5	<i>Power Controller Gain Kf</i>	per unit	
1.11.6	<i>Power Controller Integration Time Constant Tip</i>	sec	
1.11.7	<i>Speed Controller Static Drop bp</i>	%	
1.11.8	<i>Speed Controller Transient Drop bp</i>	%	
1.11.9	<i>Regulator Time Constant (Pilot Value) Tr</i>	sec	
1.11.10	<i>Main Servo Dead Band Dband</i>	per unit	
1.11.11	<i>Main Servo Time Constant Ty</i>	sec	
1.11.12	<i>Main Servo Maximum Opening Time Tyo</i>	sec	
1.11.13	<i>Main Servo Maximum Closing Time Tyc</i>	sec	
1.11.14	<i>Maximum Main Servo Position Ytmax</i>	per unit	
1.11.15	<i>Valve Characteristic Yyt</i>	%	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.11.16	<i>Electrical Frequency/Speed Input Signal Switch ippco</i>		
1.11.17	<i>Power Set Point Integration Time grdpu</i>	sec	
1.11.18	<i>SCO - Participation Factor bpace</i>	per unit	
1.11.19	<i>Pilot Value Opening Time (Hidro) Tro</i>	sec	
1.11.20	<i>Pilot Value Closing Time (Hidro) Trc</i>	sec	
1.11.21	<i>Speed Controller Input Filter Time Constant Tm</i>	sec	
1.11.22	<i>Power Controller Input Filter Time Constant Tp</i>	sec	
1.11.23	<i>Temperature Speed Dependency alft</i>		
1.11.24	<i>Temperature Input Filter Time Constant Tvr</i>	sec	
1.11.25	<i>Temperature Controller Amplification Gain Kt</i>	per unit	
1.11.26	<i>Temperature Controller Integration Time Constant Tit</i>	sec	
1.11.27	<i>Speed Power Controller Amplification Gain Vr</i>	per unit	
1.11.28	<i>Speed Power Controller Time Constant Tn</i>	sec	
1.12	<i>Unit Governor</i>		
1.12.1	<i>Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.2	<i>Non Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.3	<i>Load Rejection Capability</i>	MW	
1.13	<i>Prime Mover</i>		
1.13.1	<i>High Pressure Turbine Time Constant (GT) Thp</i>	sec	
1.13.2	<i>First Reheater Time Constant tip</i>	sec	
1.13.3	<i>Second Reheater Time Constant Tlp</i>	sec	
1.13.4	<i>High Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.5	<i>Low Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.6	<i>Boiler Capacity Time Constant</i>	sec	
1.13.7	<i>Heat Transfer Time Constant Tkes</i>	sec	
1.13.8	<i>Fuel Controller Amplification Kmbr</i>	per unit	
1.13.9	<i>Fuel Controller Integration Time Constant Kmbr</i>	sec	
1.13.10	<i>Water Starting Time Constant (Hidro) TW</i>	sec	
1.13.11	<i>Half Reflexion Time of Pressure Tube (Hidro) TI</i>	sec	
1.13.12	<i>Allievi Constant Zw (Hidro) Zw</i>		
1.13.13	<i>Initial Water Pressure (Hidro) Ho</i>	per unit	
1.13.14	<i>Turbine Water Flow Dependency to Mechanical Speed komwp</i>	per unit	
1.13.15	<i>Dynamic Pressure Losses (Hidro) rbdyn</i>	per unit	
1.13.16	<i>Static Pressure Losses (Hidro) rbsta</i>	per unit	
1.13.17	<i>Water Flow for Point Wip 1 (min) (Hidro) wqmin</i>	per unit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.13.18	<i>Water Flow for Point Wip 5 (max) (Hidro)</i> wqmax	per unit	
1.13.19	<i>Turbine Efficiency (Hidro) wip</i>	%	

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.14	<i>Charts</i>	
1.14.1	<i>Capability Chart</i>	<i>graphical data</i>
1.14.2	<i>Open Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.3	<i>Short Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.4	<i>Zero Power Factor Curve</i>	<i>graphical data</i>
1.15	<i>Trafo Generator</i>	
1.15.1	<i>Tapped Winding</i>	teks, diagram
1.15.2	<i>Vector Group</i>	diagram
1.15.3	<i>Earthing Arrangement</i>	teks, diagram
1.16	<i>Reactive Capability (di Terminal Generator)</i>	
1.16.1	<i>Overload at Rated Capacity</i>	diagram as a <i>function of time</i>
1.17	<i>Eksitasi (Excitation)</i>	
1.17.1	<i>Generator and Exciter Saturation Characteristic</i>	diagram 50-120% teg. rated
1.17.2	<i>Dynamic Characteristics of Overexcitation Limiter</i>	teks, <i>block diagram</i>
1.17.3	<i>Dynamic Characteristics of Underexcitation Limiter</i>	teks, <i>block diagram</i>

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.18	<i>Power Plant Technical Data</i>		
1.18.1	<i>Tegangan pada Titik Sambung</i>	kV	
1.18.2	<i>Kapasitas Maksimum Total Sentral</i>	MW	
1.18.3	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.4	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Tidak Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.5	<i>Impedansi Minimum Urutan Nol Generator</i>	per unit	
1.18.6	<i>Impedansi Minimum Urutan Negatif Generator</i>	per unit	

Selain itu, harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing-masing unit pembangkit.

Tabel 20. Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.1	Generator				
1.1.1	<i>Rated Capacity</i>	S	teks	teks	MVA
1.1.2	<i>Rated Voltage</i>	V	teks	teks	kV
1.1.3	<i>Rated Current</i>	I	teks	teks	A
1.1.4	<i>Power Factor</i>	PF	teks	teks	
1.1.5	<i>Speed</i>	N	teks	teks	RPM
1.1.6	<i>Exciter Voltage</i>	Ve	teks	teks	V
1.1.7	<i>Rotor Current</i>	Ir	teks	teks	A
1.2	<i>Generator Impedance Data</i>				
1.2.1	<i>Synchronous Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	Xdi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.2	<i>Synchronous Quadrature Axis Reactance Unsaturated</i>	Xqi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.3	<i>Transient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X'di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.4	<i>Transient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X'qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.5	<i>Subtransient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X"di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.6	<i>Subtransient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X"qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.7	<i>Leakage Reactance</i>	Xl	teks	teks	Pu/ohm
1.2.8	<i>Positive Sequence Resistance</i>	Ra	teks	teks	Pu/ohm
1.3	<i>Combined Turbine Generator Exciter Inertia</i>		teks	teks	
1.3.1	<i>Inertia Constant</i>	H	teks	teks	
1.4	<i>Open Circuit Saturation</i>				
1.4.1	<i>Saturation at 1.0 pu Generator Voltage</i>	S1.0	teks	teks	
1.4.2	<i>Saturation at 1.2 pu Generator Voltage</i>	S1.2	teks	teks	
1.4.3	<i>Open Circuit Saturation Curve</i>		graph	graph	
1.5	<i>Other Data</i>				
1.5.1	<i>Generator Open Circuit Saturation Curve with Air Gap Line</i>		graph	graph	
1.5.2	<i>Air Gap Field Current at Rated Generator Voltage</i>		teks	teks	A
1.5.3	<i>Field Winding Resistance</i>	Rf	teks	teks	Ohms

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.5.4	<i>Field Winding Temperature or Generator Hot Air/Gas Temperature at Which the Field Winding Resistance</i>		teks	teks	°C
1.6	Sistem Eksitasi dan AVR				
1.6.1	<i>Tipe Eksitasi (antara lain Static, AC Rotating, Brushless, dan DC Gen)</i>			teks	
1.6.2	<i>Pabrikan Sistem Eksitasi</i>			teks	
1.6.3	<i>Foto Nameplate Sistem Eksitasi</i>			<i>graph</i>	
1.6.4	<i>Voltage Regulator Type</i>			teks	
1.6.5	<i>Voltage Regulator Manufacturer</i>			teks	
1.6.6	<i>Block Diagram Model of Excitation and Voltage Regulator</i>			<i>graph</i>	
1.7	<i>Line Drop Compensation</i>				
1.7.1	<i>Line Drop Compensation (Enable/Disable)</i>			teks	
1.7.2	<i>Value Setting in pu (Rated to Machine)</i>			teks	pu
1.8	<i>Power System Stabilizer</i>				
1.8.1	<i>PSS Type</i>			teks	
1.8.2	<i>PSS Manufacturer</i>			teks	
1.8.3	<i>Block Diagram Model of PSS</i>			<i>graph</i>	
1.9	<i>Overexcitation Limiter</i>				
1.9.1	<i>OEL Type (Static, AC Rotating, Brushless, DC Generator, etc)</i>			teks	
1.9.2	<i>OEL Manufacturer</i>			teks	
1.9.3	<i>OEL Time Characteristics (Definite Time, Inverse Time) and Pickup vs Time Characteristic Curve</i>			<i>graph</i>	
1.9.4	<i>OEL Actions (e.g Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>			teks	
1.9.5	<i>Block Diagram Model of OEL</i>			<i>graph</i>	
1.10	<i>Underexcitation Limiter</i>				
1.10.1	<i>Information of UEL</i>			teks	
1.10.2	<i>UEL Type (Conventional or Voltage Sensitive, PQ Limiter, etc)</i>			teks	
1.10.3	<i>UEL Actions (e.g. Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field</i>			teks	

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
	<i>Current Control, Trip the Generator</i>				
1.10.4	<i>Limit Setting (Curve of Real and Reactive Power)</i>			gambar	
1.11	<i>Turbine Governor Data</i>				
1.11.1	<i>Turbine Type (Hidro)</i>			teks	
1.11.2	<i>Turbine Type (Gas)</i>			teks	
1.11.3	<i>Turbine Type (Steam)</i>			teks	
1.11.4	<i>Turbine Manufacturer</i>			teks	
1.12	<i>Power System Dynamics Model (Please Include Name of Model, Standard in One Enclosed Report)</i>				
1.12.1	<i>Governor Model</i>		graph	software	
1.12.2	<i>Exciter Model</i>		graph	software	
1.12.3	<i>PSS Model</i>		graph	software	

Tabel 21. Data Setting Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.1	<i>Setting Proteksi</i>	
1.1.1	<i>Kehilangan Medan (Loss of Field)</i>	teks
1.1.2	<i>Penguatan Kurang (Underexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.3	<i>Penguatan Lebih (Overexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.4	<i>Overfluxing (V/Hz)</i>	teks, diagram
1.1.5	<i>Differential</i>	teks
1.2	<i>Control Data</i>	
	Detail dari Rangkaian Penguatan (<i>Excitation Loop</i>) yang Diuraikan dalam Bentuk <i>Block Diagram</i> , Menunjukkan <i>Transfer Functions</i> Masing-Masing Elemen Individual dan Unit Pengukur (<i>Measurement Units</i>)	diagram
1.3	<i>Control Devices Settings</i>	
1.3.1	Pembatas Penguatan Lebih (<i>Overexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.2	<i>Overfluxing Limiter (V/H)</i>	teks, diagram
1.3.3	Pembatas Penguatan Kurang (<i>Underexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.4	<i>Manual Restrictive Limiter (if Fitted)</i>	teks
1.3.5	Kompensasi <i>Load Drop</i> /Pembagian VAR	teks, <i>function</i>
1.3.6	Model Dinamik dari Poros Turbin/Generator dalam Bentuk	

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
	<i>Lumped Element</i> , Menunjukkan Komponen Inersia, <i>Damping</i> , dan <i>Shaft Stiffness</i>	

Data Requirement for Generator and Grid Relay Coordination

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
IP				

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
2.1	<i>Single Line Diagram</i>	
2.1.1	<i>Power Plant's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.2	<i>Protection's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.3	<i>Tripping Logic Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2	Generator	
2.2.1	<i>Load Capability Curve</i>	<i>graphical data</i>
2.2.2	<i>Area of Underexcitation/ Minimum Excitation Limiter in the R - X or P - Q Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2.3	<i>Generator Capability Due to Overexcitation (V/Hz) Condition</i>	<i>graphical data</i>
2.2.4	<i>Generator Capability Due to Overfrequency/Underfrequency Condition</i>	<i>graphical data</i>

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1	Data Generator		
3.1.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.1.2	<i>Inertia Constant</i>	H	
3.1.3	<i>Nominal Voltage Generator</i>	kV	
3.1.4	<i>Capacity</i>	MVA	
3.1.5	<i>Power Factor</i>	pf	
3.1.6	<i>Generator Connection</i>		
3.1.7	<i>Direct Synchronous Reactance (Xd)</i>	per unit	
3.1.8	<i>Direct Transient Reactance (X'd)</i>	per unit	
3.1.9	<i>Direct Subtransient Reactance (X''d)</i>	per unit	
3.1.10	<i>Negative Sequence Reactance (X2)</i>	per unit	
3.1.11	<i>Negative Sequence Resistance (r2)</i>	per unit	
3.1.12	<i>Zero Sequence Reactance (X0)</i>	per unit	
3.1.13	<i>Zero Sequence Resistance (r0)</i>	per unit	
3.1.14	<i>Number of Pole</i>	<i>pole</i>	
3.1.15	<i>Quadrature Synchronous Reactance (Xq)</i>	per unit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1.16	<i>Quadrature Transient Reactance (X'q)</i>	per unit	
3.1.17	<i>Quadrature Subtransient Reactance (X''q)</i>	per unit	
3.2	NGR		
3.2.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.2.2	<i>Impedance</i>	Ohms	
3.2.3	<i>Nominal Current NGR</i>	Amps	
3.2.4	<i>Continous Current NGR</i>	Amps	
3.2.5	<i>Continous Time</i>	second	
3.3	Data Generator Transformer		
3.3.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.3.2	<i>Power</i>	MVA	
3.3.3	<i>Voltage</i>	kV	
3.3.4	<i>Vektor Group</i>		
3.3.5	<i>Impedance</i>	per unit	
3.3.6	<i>AVR</i>		
3.3.7	<i>Step AVR</i>	step	
3.3.8	<i>X/R Ratio</i>		

Harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing - masing unit pembangkit.

Tabel 22. Parameter Respons Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Kemampuan <i>Output</i>		
1.1.1	Beban Penuh Normal	MW	
1.1.2	Beban Minimum Normal	MW	
1.1.3	Beban Minimum yang Dapat Dipertahankan (pada Tekanan <i>Rated Boiler</i> untuk Unit Pembangkit Termal)	MW	
1.2	Kemampuan <i>Output</i> Keadaan Darurat		
1.2.1	Tambahan Daya <i>Output</i>	MW	
1.2.2	Pengurangan MVAR untuk Tambahan MW <i>Output</i>	MVAR	
1.2.3	Keperluan Pemberitahuan	menit	
1.2.4	Periode Waktu Minimum untuk Pembatalan	menit	
1.3	Pemberitahuan untuk Sinkronisasi		
1.3.1	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.2	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.3	Setelah Jam Keluar	menit	
1.4	Waktu Tercepat untuk Sinkronisasi		
1.4.1	Senin	xxx jam	
1.4.2	Selasa sampai dengan Jumat	xxx jam	
1.4.3	Sabtu	xxx jam	
1.5	Waktu Tercepat Pengeluaran Unit Pembangkit		
1.5.1	Senin sampai dengan Kamis	xxx jam	
1.5.2	Jumat	xxx jam	
1.5.3	Sabtu dan Minggu	xxx jam	
1.6	<i>Flexibility</i>		
1.6.1	Minimum Waktu <i>Shutdown</i> Unit Pembangkit	menit	
1.6.2	Batasan <i>Shutdown</i> (<i>Maximum Number Per Day</i>)	No./day	
1.7	Kecepatan Perubahan Beban		
1.7.1	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.2	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.3	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.4	Kecepatan Penurunan Beban (Hingga Keluar)	MW/min	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.8	Parameter Pengaturan		
1.8.1	Tingkat Cadangan Putar	MW	
1.8.2	<i>Response Time</i> ke Beban Penuh	menit	
1.9	Ketepatan Memenuhi Target <i>Dispatcher</i>		
	Standar Deviasi Kesalahan untuk Periode 30 Min	MW	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Presentation
Item	Deskripsi	
1.10	<i>Flexibility</i>	
	Periode Operasi Minimum Setelah Waktu Keluar	<i>graphical data</i>
1.11	Parameter Pembebanan	
	<i>Synchronizing Block Load after Hours Off Load</i>	<i>graphical data</i>

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.12	Interval Sinkronisasi		
1.12.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.12.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.12.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.12.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.13	Interval untuk Pengeluaran (<i>Shutdown</i>)		
1.13.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.13.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.13.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.13.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.14	<i>Flexibility</i>		
	Waktu Minimum <i>Shutdown</i> Pusat Pembangkit	menit	

Tabel 23. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Unit	Value
Item	Deskripsi		
1.1	Rating Tegangan		
1.1.1	Tegangan Nominal	kV	
1.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	
1.2	Koordinasi Isolasi		
1.2.1	<i>Rated Lightning Impulse Withstand Voltage</i>	kV	
1.2.2	<i>Rated Short Duration Power Frequency Withstand Voltage</i>	kV	
1.3	<i>Rated Short Time Withstand Current</i>	kA	
1.4	<i>Rated Current</i>		
	<i>Circuit Maximum Current</i>	amps	
1.5	Pembumian (<i>Grounding</i>)		
	<i>Earth Grid Rated Thermal Current</i>		
1.6	<i>Insulation Pollution Performance</i>		
1.6.1	<i>Minimum Total Creepage</i>	milimeter	
1.6.2	<i>Pollution Level as per IEC 815</i>		
1.7	<i>Short Circuit Infeed to the System</i>		
1.7.1	<i>Maximum 3 Phase Short Circuit Symmetrical Infeed, Including Infeeds from Embedded Power Plants Directly Connected to the User's System</i>	kA	
1.7.2	<i>Total Infeed at the Instant of Fault Taking into Consideration Induction Motors Contribution</i>	kA	
1.7.3	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.7.4	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.8	Kemampuan Penyaluran Daya		
	Di Mana Beban atau Grup Beban Dapat Dipasok Melalui Beberapa Alternatif Titik Sambung:		
1.8.1	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.8.2	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.9	Jaringan Penghubung <i>Embedded Power Plants</i> Ke (Base : 100 MVA)		
1.9.1	Tahanan	per unit	
1.9.2	Reaktansi	per unit	
1.9.3	<i>Susceptance</i>	per unit	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.10	Pembumian (<i>Grounding</i>)	
	Metode Pembumian (<i>Grounding</i>)	teks
1.11	<i>Remote Control</i> dan Transmisi Data	teks
1.12	Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Diagram Operasi, Menunjukkan Rangkaian Listrik yang Telah Ada dan Usulan Fasilitas Utama dalam Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik, Termasuk Pengaturan <i>Busbar</i> , Fasilitas <i>Switching</i> , dan Tegangan Operasi	<i>single line diagram</i>
1.13	Impedansi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Untuk Setiap Komponen dalam Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik : Detail Impedansi Seri dan Paralel Urutan Positif, Negatif, dan Nol Termasuk <i>Mutual Coupling</i> Antara Elemen yang Berdekatan (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel
1.14	Kemampuan Transfer Beban	
	Pengaturan Transfer untuk Kondisi Terencana atau Gangguan	teks

Tabel 24. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
<i>Item</i>	Deskripsi		
1.1	Data Proteksi		
1.1.1	Jangkauan Semua Skema Proteksi pada Transmisi, <i>Busbar</i> , dan Kabel (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel	%
1.1.2	Jumlah Skema Proteksi pada Setiap <i>Item</i>	teks	
1.1.3	Waktu Total <i>Fault Clearing</i> untuk Gangguan Dekat dan Jauh	tabel	milidetik
1.1.4	Detail Urutan <i>Reclosure</i>	teks	
1.2	Data Pengatur <i>Tap Change</i>		
	<i>Setting</i> Waktu Tunda Semua <i>Tap Changer</i> Trafo	tabel	detik
1.3	Pengatur Kompensasi <i>Reactive</i>		
1.3.1	Rating Daya Reaktif Setiap Reaktor	tabel	MVAR
1.3.2	Rating Daya Reaktif Setiap Bank Kapasitor	tabel	MVAR
1.3.3	Detail Pengatur Otomatis Setiap Reaktor dan Bank Kapasitor	teks	

Tabel 25. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
<i>Item</i>	Deskripsi			
1.1	Data untuk Semua Jenis Beban			
1.1.1	Daya Aktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MW
1.1.2	Daya Reaktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MVAR
1.1.3	Jenis Beban (Misalnya <i>Controlled Rectifiers</i> dan Motor Penggerak Besar)	tahunan	teks	
1.2	Data untuk <i>Demand</i> yang Fluktuatif			
1.2.1	Siklus Variasi Daya Aktif Satu Periode	tahunan		

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
1.2.2	Siklus Variasi Daya Reaktif Satu Periode	tahunan		
1.2.3	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Aktif	tahunan		
1.2.4	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Reaktif	tahunan		
1.2.5	Interval Waktu Terpendek Pengulangan Fluktuasi Daya Aktif dan Reaktif	7 tahun ke depan, ditinjau tahunan	tabel	detik
1.3	<i>Step</i> Perubahan Terbesar			
1.3.1	Untuk Daya Aktif	tahunan	tabel	MW/det
1.3.2	Untuk Daya Reaktif	tahunan	tabel	MVAR/det

APPENDIX A - RANGKUMAN JADWAL

I. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan

a. Jadwal Operasional *Grid* Tahunan untuk 2 (Dua) Tahun ke Depan

1 Oktober : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* rencana operasi tahunan (SDC 2)

15 Desember : pengelola operasi sistem menerbitkan rencana operasi tahunan (SDC 2 dan SDC 2.6)

1 April : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)

15 Juni : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)

b. Jadwal Pemeliharaan untuk 2 (Dua) Tahun ke Depan

1 September : pengelola pembangkit dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan *draft* rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) (SDC 2.3)

1 Desember : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk 2 (dua) tahun ke depan (SDC 2.3)

1 Mei : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)

1 Juni : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)

c. Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

1 September : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyelesaikan prakiraan beban untuk rencana operasi tahunan (SDCA1 3)

d. Laporan Tahunan Unjuk Kerja Proteksi Jaringan (untuk tahun sebelumnya)

1 Maret : pengelola transmisi PT PLN (Persero) menerbitkan laporan tahunan realisasi unjuk kerja proteksi jaringan (OC 12.4)

II. Manajemen Jaringan

Rangkuman Operasi Jaringan Tahunan (untuk tahun sebelumnya)

1 Maret : KMAJ Sumatera menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya (GMC 6.1)

III. Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)

- hari ke-5 bulan berjalan :
1. pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1);
 2. pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1);
 3. pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1); dan
 4. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanannya untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-10 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan perkiraan kebutuhan pembangkitan (SDC 3.1)

hari ke-10 bulan berjalan : pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi (SDC 3.1)

hari ke-20 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-23 bulan berjalan : pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyampaikan tanggapan atas rencana operasi bulanan (SDC 3.5)

hari ke-26 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi bulanan (SDC 3.1)

IV. Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)

Selasa pukul 10:00 : pengelola pembangkit menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit (SDC 4.5)

Rabu pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempertimbangkan usulan perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit (SDC 4.5)

Kamis pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi mingguan (SDC 4.5)

V. Rencana *Dispatch* Harian (untuk Hari Berikutnya)

Pukul 10:00 : pengelola pembangkit menyampaikan informasi yang mutakhir mengenai unit pembangkit atau karakteristik pengoperasian unit pembangkit (SDC 5.1 dan SDC 5.6)

Pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final untuk hari berikutnya (SDC 5.6)

VI. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik

hari ke-1 setiap bulan : pembacaan meter dan pembuatan berita acara pembacaan meter oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) (SC 2.1)

hari ke-7 setiap bulan : setelah menerima berita acara pembacaan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik yang tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca (SC 2.1)

APPENDIX B – TERMINOLOGI (GLOSSARY)

Glossary ini mendefinisikan terminologi yang digunakan dalam Aturan Jaringan Sumatera. Penggunaan yang konsisten atas definisi akan mengurangi kemungkinan terjadi kesalahpahaman dalam memahami ketentuan pada Aturan Jaringan Sumatera.

Kata dan frasa yang digunakan dalam Aturan Jaringan Sumatera diartikan sebagai berikut, kecuali permasalahan memerlukan pengertian lain:

alat atau peralatan	alat atau peralatan yang tersambung ke jaringan tegangan tinggi yang merupakan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dibutuhkan untuk memproduksi, mengatur, atau mengukur listrik
area	pembagian wilayah kerja pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
arus eksitasi atau arus medan	arus yang mengalir melalui kumparan medan pada suatu generator
asut gelap	pengasutan suatu unit pembangkit yang dilakukan tanpa ketersediaan pasokan daya dari luar
<i>automatic generation control</i> atau AGC	pengatur pembebanan pembangkit secara otomatis yaitu suatu fasilitas komputerisasi yang secara otomatis mengatur daya listrik yang keluar dari generator sebagai respons terhadap perubahan frekuensi sistem, yang memungkinkan optimisasi biaya pembangkitan secara keseluruhan dengan pengiriman sinyal untuk mengubah <i>set point governor</i> unit pembangkit
<i>automatic voltage regulator</i> atau AVR	regulator yang berfungsi untuk terus menjaga stabilitas tegangan listrik
<i>auto recloser relay</i> atau A/R	relai penutup balik otomatis yang dipasang pada <i>bay</i> penghantar
beban puncak	beban tertinggi yang dipasok oleh jaringan atau kepada pemakai tertentu
beban puncak harian	beban tertinggi harian

cadangan dingin	kapasitas unit pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke jaringan dalam waktu 4 (empat) jam
cadangan jangka panjang	unit pembangkit yang dapat diasut dan dihubungkan ke jaringan dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam sampai dengan kurang dari 2 (dua) hari
cadangan operasi	kapasitas tersedia dalam skala waktu operasional yang dalam realisasinya telah dioperasikan untuk memproduksi daya listrik yang dijadwalkan sebagai kapasitas cadangan
cadangan putar	kapasitas pembangkitan yang tidak dibebani dan siap melayani kenaikan beban yang dinyatakan dalam persentase (%) terhadap beban sistem atau dalam MW, yang berdasarkan pilihan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) <i>output</i> pembangkit yang dapat dihubungkan dengan sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban yang dapat dilepaskan dalam waktu 10 (sepuluh) menit dapat dianggap sebagai komponen cadangan putar panas
<i>circuit breaker failure</i> atau CBF	jenis proteksi yang digunakan pada sistem transmisi sebagai proteksi cadangan
<i>circulating current protection</i> atau CCP	jenis proteksi yang digunakan untuk mengamankan diameter
<i>contingency</i>	kejadian yang diakibatkan oleh kegagalan 1 (satu) atau lebih komponen seperti generator, penghantar, atau trafo
CT	<i>current transformer</i>
daya aktif	pembangkitan, penyaluran, atau penggunaan daya listrik sebagai hasil perkalian antara tegangan dengan komponen <i>se-phase</i> arus bolak-balik yang dinyatakan dalam kW atau MW, yang merupakan bagian dari daya semu VA atau kVA yang dapat ditransformasikan menjadi cahaya, gerak fisik, atau panas
daya reaktif	bagian dari daya listrik yang membangkitkan dan mempertahankan medan listrik atau magnetis dari suatu peralatan arus bolak-balik yang harus dipasok ke peralatan magnetis (seperti motor dan trafo) serta harus dipasok untuk mengompensasi

	rugi-rugi reaktif pada fasilitas transmisi, yang dinyatakan dalam kVAR atau MVAR
daya semu	hasil perkalian tegangan dengan arus dalam suatu rangkaian listrik yang dinyatakan dalam kVA atau MVA yang mengandung daya aktif dan daya reaktif
<i>dedicated</i>	saluran telekomunikasi yang diperutukkan khusus dan tidak dapat diintervensi untuk perutukkan lain
DEF	<i>directional earth fault</i>
deklarasi	pernyataan rencana kesiapan yang berisi angka karakteristik operasi atau faktor lain yang dibuat oleh pengelola pembangkit atas unit pembangkitnya.
<i>direct</i> atau <i>point to point</i>	saluran komunikasi yang terhubung langsung di antara perangkat akhir (<i>end device</i>) tanpa melalui perangkat antara
<i>dispatch</i>	instruksi kepada pengelola pembangkit untuk membebani unitnya ke tingkat tertentu yang jumlah keseluruhannya sesuai dengan kebutuhan atau beban dengan cara yang andal dan ekonomis
<i>dispatch</i> harian	pembebanan harian pembangkit yang diharapkan
distorsi harmonik	distorsi yang disebabkan oleh ketidaklinieran karakteristik peralatan daya listrik tertentu seperti penyearah, <i>inverter</i> , dan motor penggerak dengan kecepatan bervariasi, antara lain diakibatkan dari arus harmonik yang dibangkitkan di jaringan bersama karakteristik respons frekuensi, yang dinyatakan sebagai % (persen) terhadap tegangan pada frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
<i>disturbance fault recorder</i> atau DFR	<i>tools</i> untuk merekam kejadian gangguan pada suatu Sistem Tenaga Listrik dan data rekaman dapat digunakan sebagai bahan analisis pascakejadian (<i>post mortem</i>)
<i>droop</i>	parameter <i>governor</i> pembangkit yang didefinisikan sebagai perubahan daya <i>output</i>

untuk perubahan frekuensi sebesar 1 (satu) Hz yang dinyatakan dalam persentasi (%) dari *rated output*, contoh pembangkit 100 (seratus) MW dengan karakteristik *droop* 5% (lima persen) akan mengalami pertambahan *output* 5 (lima) MW untuk setiap penurunan frekuensi 1 (satu) Hz dari 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz

<i>DTT</i>	<i>direct transfer trip</i>
energi aktif	kecepatan penyaluran daya aktif dalam suatu periode waktu yang biasanya diukur dalam watt-jam (Wh) atau kilowatt-jam (kWh)
energi baru dan terbarukan intermiten atau EBT intermiten	pembangkit listrik dengan menggunakan energi baru dan terbarukan yang bersifat intermiten dan berubah-ubah berdasarkan energi primer, seperti pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB)
<i>excess power</i>	kelebihan tenaga listrik (<i>excess power</i>) yang dijual kepada PT PLN (Persero)
faktor beban	rasio rata-rata <i>output</i> atau beban terhadap maksimum <i>output</i> atau beban dalam 1 (satu) periode waktu
<i>flicker</i>	perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu yang dapat terdeteksi oleh mata manusia jika terjadi pada lampu pijar
FO	<i>fiber optic</i>
FO terpisah secara fisik	kabel yang berbeda, pemisahan <i>core</i> FO tidak dalam 1 (satu) kabel yang sama
gangguan	kejadian tidak terencana yang mengakibatkan kondisi abnormal dalam jaringan
<i>gas insulated substation</i> atau GIS	GI yang menggunakan gas sebagai bahan isolasi
GFR	<i>ground fault relay</i>
GI	gardu induk tegangan tinggi
GITET	GI tegangan ekstratinggi
GPS	<i>global positioning system</i>
hari	hari kalender

hari kerja	setiap hari dalam seminggu kecuali hari Sabtu, hari Minggu, atau hari libur yang ditetapkan oleh Pemerintah
<i>heat rate</i>	energi panas yang digunakan oleh unit pembangkit dalam memproduksi 1 (satu) unit energi listrik yang dinyatakan dalam gigajoule/megawatt-hour (GJ/MWh)
hidro	tenaga air yang digunakan memproduksi tenaga listrik
HV	<i>high voltage</i>
Hz	Hertz
IBT	<i>interbus transformer</i>
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>intelligent electronic device</i>
jadwal pemeliharaan	jadwal yang menunjukkan rencana <i>outages</i> untuk pelaksanaan pemeliharaan
jaringan atau <i>grid</i>	jaringan Sumatera yang digunakan untuk menyalurkan daya yang terdiri atas penghantar pada tingkat tegangan 66 (enam puluh enam) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 500 (lima ratus) kV berikut GI, trafo, dan komponen lain
kA	kiloampere
kapasitas	daya <i>output</i> yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, trafo, penghantar, atau peralatan lain yang dinyatakan dalam MW atau MVA
karakteristik operasi ekonomis	data pengoperasian yang memberi informasi atas operasi ekonomis unit pembangkit
karakteristik pengoperasian	parameter yang mendefinisikan kemampuan suatu unit pembangkit merespons instruksi <i>dispatch</i>
keadaan darurat	situasi di mana integritas, keamanan, atau stabilitas keseluruhan atau sebagian dalam keadaan terancam
keandalan	kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir pada semua kondisi

kebutuhan atau beban	jumlah daya aktif dan daya reaktif yang telah dipasok atau diharapkan akan dipasok kepada seluruh pelanggan melalui jaringan (<i>grid</i>) atau bagian dari jaringan, yang dinyatakan dalam MW dan MVAR dalam periode waktu tertentu
kecepatan pembebanan	kecepatan kenaikan pembebanan unit pembangkit yang tersambung ke jaringan dalam kondisi kendali operator dan pengoperasian normal yang dinyatakan dalam MW/menit
kedip tegangan	penurunan tegangan <i>root mean square</i> (RMS) dalam fraksi milidetik selama beberapa detik
kejadian penting	kejadian serius yang mempengaruhi keamanan dan keandalan operasi sistem atau subsistem atau terhentinya pasokan listrik yang berdampak luas kepada masyarakat
keluar terencana	pengeluaran fasilitas jaringan yang diusulkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau unit pembangkit yang diusulkan oleh pengelola pembangkit selama waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
kemampuan asut gelap	kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi asut gelap
kesiapan atau ketersediaan	ukuran waktu mampu atau kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar, atau fasilitas lain dalam operasi pelayanan apakah dioperasikan atau tidak, yang dinyatakan dalam persentase (%) ketersediaannya dalam periode waktu yang dievaluasi
konsumen tenaga listrik	badan usaha yang membeli tenaga listrik dari PT PLN (Persero) yang tersambung dengan jaringan Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi
koordinator keselamatan kerja	individu yang ditunjuk oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk mengoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambung, termasuk persiapan, aplikasi, persetujuan, dan revisi atas prosedur keselamatan kerja setempat
kV	kilovolt

kVA	kilovolt-ampere
kVAR	kilovolt-ampere reactive
kVARh	kilovolt-ampere reactive hour
kW	kilowatt
laporan tahunan operasi jaringan	laporan perencanaan operasional tahun sebelumnya dan analisis kemampuan jaringan (<i>grid</i>) melayani proyeksi tingkat beban dan pembangkitan untuk 5 (lima) tahun ke depan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
laporan tahunan rangkuman operasi jaringan	rangkuman operasi jaringan yang dibuat dan diterbitkan oleh KMAJ Sumatera
LCD	<i>line current differential</i>
<i>load frequency control</i> atau LFC	pengaturan frekuensi secara sekunder
LV	<i>low voltage</i>
<i>merit order</i>	daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang marginal, sudah termasuk pertimbangan biaya <i>start up</i> dan <i>shutdown</i> , minimum waktu <i>start up</i> dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lain
mnemonic atau MNEM	grup alarm pesan (<i>message</i>) yang ditampilkan, terdiri atas format sinkronisasi, format informasi, dan format terminasi
MVA	megavolt-ampere
MVAR	megavar
MW	megawatt
MWh	megawatt-hour
NGR	<i>neutral grounding resistance</i>
NVDR	<i>neutral voltage displacement relay</i>
OCR	<i>over current relay</i>
OLTC	<i>on load tap change</i>

O&M	<i>operation and maintenance</i>
pelaku usaha atau pemakai jaringan	badan usaha yang memakai atau menggunakan jaringan
pelepasan beban atau <i>load shedding</i>	pengurangan beban secara sengaja (otomatis atau manual) dengan pemutusan beban tertentu karena kejadian abnormal untuk mempertahankan integritas jaringan dan menghindari pemadaman yang lebih besar
pembangkitan	produksi atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi listrik
pembangkitan daya reaktif	kapasitas daya reaktif yang dapat dihasilkan oleh unit pembangkit
pembangkitan minimum	<i>output</i> minimum suatu unit pembangkit yang dapat dipertahankan
pembangkit listrik tenaga air atau PLTA	pusat pembangkit yang menggunakan tenaga air
pembumian atau <i>grounding</i>	provisi suatu sambung listrik antara 1 (satu) atau lebih konduktor dengan tanah yang diperlukan untuk keselamatan personel, umum, dan keamanan peralatan
pemisah atau PMS	alat untuk memisahkan tegangan pada peralatan instalasi tegangan tinggi atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>disconnecting switch</i> (DS)
pemutus atau PMT	pemutus daya untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban atau berbeban dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung singkat atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>circuit breaker</i> (CB)
pemutusan	pemisahan secara listrik peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dari jaringan
pengelola distribusi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola usaha distribusi tenaga listrik dengan level tegangan kurang dari 20 (dua puluh) kV

pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola operasi Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
pengelola pembangkit	pengelola pembangkit PT PLN (Persero) atau perusahaan pembangkit yang memiliki 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang menyalurkan daya ke jaringan, antara lain pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan PT PLN (Persero), pembangkit swasta atau <i>independent power producer</i> (IPP), pembangkit <i>power wheeling</i> , dan pembangkit <i>excess power</i>
pengelola pembangunan PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) sebagai pengelola pembangunan pembangkit dan jaringan
pengelola transmisi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang melakukan pengelolaan aset transmisi tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
penurunan tegangan	cara mengurangi beban dengan menurunkan tegangan
peralatan meter	alat ukur
peralatan pembumian	peralatan yang dirancang untuk pembumian
peralatan pengukuran atau sistem <i>metering</i>	seluruh peralatan yang tersambung dengan sistem <i>metering</i> yang meliputi trafo arus, trafo tegangan, dan alat ukur
perencana sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang bertugas memberikan persetujuan proses pembangunan pembangkit tenaga listrik
periode mingguan	hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya
peristiwa	kejadian tidak terencana pada atau yang berhubungan dengan jaringan yang telah atau mungkin akan melanggar aturan operasi atau suatu kecelakaan terhadap seseorang
perjanjian jual beli tenaga listrik atau PJBL	perjanjian jual beli tenaga listrik antara PT PLN (Persero) selaku pembeli dengan badan usaha selaku penjual
pernyataan kesiapan	pernyataan atas kesiapan unit generator yang diharapkan oleh pengelola pembangkit

<i>phasor measurement unit</i> atau PMU	peralatan elektronik yang menghasilkan pengukuran <i>synchrophasor</i> dan frekuensi terhadap gelombang 3 (tiga) <i>phase</i> arus dan tegangan
<i>power line carrier</i> atau PLC	media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi
<i>power wheeling</i>	penyaluran energi listrik oleh konsumen tenaga listrik dari suatu pembangkit listrik melalui jaringan tenaga listrik milik PT PLN (Persero) atau pihak lain
prosedur keselamatan kerja setempat	prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan pada sisi masing-masing titik sambung
proteksi peralatan	pengaman Sistem Tenaga Listrik dengan cara membebaskan peralatan utama seperti transformator, penghantar, dan generator yang terganggu sehingga Sistem Tenaga Listrik dapat terus beroperasi secara normal, misalnya OCR, GFR, relai <i>distance</i> , dan relai <i>differential</i>
proteksi sistem	sistem pertahanan operasi Sistem Tenaga Listrik untuk menjaga keseimbangan pasokan dan beban dari gangguan yang mungkin terjadi pada sistem, antara lain <i>under frequency load shedding (UFLS)</i> , <i>over load shedding (OLS)</i> , <i>over generation shedding (OGS)</i> , <i>under voltage load shedding (UVLS)</i> , dan <i>island operation</i>
proyeksi beban	prakiraan beban yang diharapkan akan terjadi dalam jaringan
pusat pengatur beban	pengelola operasi sistem Sumatera yang melakukan penjadwalan dan <i>dispatch</i> unit pembangkit serta supervisi dan <i>switching</i> jaringan (<i>grid</i>)
relai frekuensi rendah	relai yang dapat mendeteksi frekuensi sistem yang bekerja jika frekuensi turun di bawah nilai <i>setting-nya</i>

rencana operasi mingguan	pernyataan yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana pembebanan	proyeksi beban dan langgam beban yang diharapkan akan dibutuhkan oleh pelanggan
rencana pemeliharaan mingguan	jadwal yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana tahunan pengembangan jaringan	rencana 10 (sepuluh) tahun mengenai pengembangan dan penguatan jaringan dan penambahan unit pembangkit untuk memenuhi proyeksi kebutuhan (<i>demand</i>)
RGT	relai gangguan tanah
rugi-rugi	energi listrik yang hilang dalam inti trafo dan konduktor penghantar atau kabel di jaringan
SBEF	<i>standby earth fault</i>
<i>short zone protection</i> atau SZP	proteksi yang digunakan untuk mengamankan daerah antara CT dan PMT pada diameter di GI
sinkronisasi	proses penyamaan frekuensi, tegangan, dan <i>phase</i> suatu unit pembangkit dengan jaringan sehingga memenuhi persyaratan untuk penyambungan dilaksanakan
sistem	gabungan antara jaringan dengan semua peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan
<i>source impedance ratio</i> atau SIR	rasio impedansi sumber terhadap impedansi saluran
<i>start</i> atau asut	proses suatu unit pembangkit dari status mati (<i>shutdown</i>) ke status tersinkron dengan jaringan
studi energi tidak terlayani	metode memperkirakan kemungkinan kegagalan pelayanan beban rencana ekspansi sumber daya tertentu serta untuk prakiraan beban, dengan menggunakan kriteria persentase (%) dari perkiraan energi (MWh) yang tidak terlayani atau prakiraan beban yang tidak terpenuhi

subsistem	sistem di bawah <i>backbone</i> 500 (lima ratus) kV yang disuplai oleh IBT 500/150 kV dan unit pembangkit yang tersambung pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV
<i>supervisory control and data acquisition (SCADA) system</i> atau sistem SCADA	pengontrol dan pengukur jarak jauh yang digunakan dalam tenaga listrik yang mengumpulkan data operasional seperti frekuensi, tegangan, aliran daya, posisi PMT dalam jaringan, serta memproses dan menampilkannya di pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
tegangan tinggi atau TT	tegangan di atas 35 (tiga puluh lima) kV sampai dengan 150 (seratus lima puluh) kV dalam jaringan
tegangan ekstratinggi atau TET	tegangan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 (lima ratus) kV dalam jaringan
THD	<i>total harmonic distortion</i>
titik sambung	titik sambung antara jaringan dan instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik
topologi	arsitektur komunikasi untuk pengiriman data dari pengirim ke penerima
trafo generator	trafo yang digunakan mengonversikan tegangan generator ke tingkat yang diperlukan pada titik sambung ke jaringan (<i>grid</i>)
TV	<i>tertier voltage</i>
unit pembangkit	kombinasi penggerak mula dan generator (dan peralatan lain) yang membangkitkan daya listrik arus bolak-balik
VA	volt-ampere
waktu keluar minimum	waktu minimum unit pembangkit di luar jaringan setelah <i>shutdown</i>

Aturan Jaringan Sumatera ini merupakan dokumen yang bersifat dinamis sehingga harus selalu dievaluasi oleh KMAJ Sumatera.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

ARIFIN TASRIF

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,



M. Idris F. Sihite

LAMPIRAN III
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 20 TAHUN 2020
TENTANG
ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)

ATURAN JARINGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)
SULAWESI

DAFTAR ISI

PENDAHULUAN	- 417 -
ATURAN MANAJEMEN JARINGAN (<i>GRID MANAGEMENT CODE</i> – GMC).	- 418 -
GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Sulawesi	- 418 -
GMC 2 Penyelesaian Perselisihan	- 422 -
GMC 3 Investigasi terhadap Ketidapatuhan dan Kejadian Penting.....	- 423 -
GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidapatuhan Aturan Jaringan Sulawesi	- 424 -
GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Sulawesi	- 425 -
GMC 6 Pelaporan	- 425 -
GMC 7 Laporan Khusus	- 426 -
GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Sulawesi	- 426 -
GMC 9 Keadaan Tidak Terduga	- 427 -
GMC 10 Usulan Perubahan.....	- 428 -
ATURAN PENYAMBUNGAN (<i>CONNECTION CODE</i> – CC)	- 429 -
CC 1 Tujuan	- 429 -
CC 2 Subyek Aturan Penyambungan.....	- 429 -
CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan	- 429 -
CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung.....	- 434 -
CC 5 Prosedur Penyambungan.....	- 454 -
CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar	- 461 -
CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian	- 462 -
<i>Appendix 1</i> : Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung.....	- 462 -
<i>Appendix 2</i> : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (<i>Equipment Numbering and Code Identification</i>)	- 482 -
<i>Appendix 3</i> : Pengukuran, Telemetri, dan <i>Remote Control</i> pada Titik Sambung.....	- 485 -
ATURAN OPERASI (<i>OPERATING CODE</i> – OC)	- 488 -
OC 1 Pokok-Pokok	- 488 -
OC 2 Margin Cadangan Operasi	- 498 -
OC 3 Pengendalian Frekuensi.....	- 498 -
OC 4 Pengendalian Tegangan	- 502 -
OC 5 Proteksi Jaringan	- 503 -
OC 6 Stabilitas Sistem.....	- 504 -
OC 7 Prosedur Darurat	- 506 -
OC 8 Prosedur Pemulihan Sistem.....	- 509 -
OC 9 Koordinasi Keselamatan	- 511 -

OC 10	Penghubung Operasi	513 -
OC 11	Pelaporan Kejadian Penting	518 -
OC 12	Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan	521 -
OC 13	Penomoran dan Penamaan Peralatan.....	529 -
OC 14	Rating Peralatan.....	529 -
ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (<i>SCHEDULE AND DISPATCH CODE</i> – SDC)		530 -
SDC 1	Prinsip Dasar	530 -
SDC 2	Perencanaan Operasi Tahunan.....	531 -
SDC 3	Rencana Operasi Bulanan	534 -
SDC 4	Rencana Operasi Mingguan.....	538 -
SDC 5	Rencana Operasi Harian (<i>Dispatch</i>).....	541 -
SDC 6	Operasi <i>Real Time</i> dan <i>Dispatch</i> Ulang.....	544 -
SDC 7	Pembebanan Pembangkit.....	545 -
SDC 8	Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi	550 -
<i>Appendix 1: Prakiraan Beban</i>		550 -
<i>Appendix 2: Rencana Pemeliharaan</i>		554 -
<i>Appendix 3 : Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit.....</i>		559 -
<i>Appendix 4: Perintah Dispatch (Pelaksanaan).....</i>		563 -
ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK (<i>SETTLEMENT CODE</i> – SC)		566 -
SC 1	Pendahuluan.....	566 -
SC 2	Penagihan dan Pembayaran.....	566 -
SC 3	Penyelesaian Perselisihan Transaksi.....	568 -
SC 4	Pemrosesan Data Meter	569 -
SC 5	Pemrosesan Data <i>Anemometri</i> atau <i>Irradiant</i> untuk Pembangkit EBT Intermiten.....	571 -
SC 6	Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik	572 -
SC 7	Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain.....	572 -
SC 8	Ketentuan Lainnya	572 -
ATURAN PENGUKURAN (<i>METERING CODE</i> – MC).....		573 -
MC 1	Kriteria Pengukuran	573 -
MC 2	Persyaratan Peralatan Meter	575 -
MC 3	<i>Commissioning</i>	579 -
MC 4	Pengujian Setelah <i>Commissioning</i>	580 -
MC 5	Segel dan <i>Programming</i> Ulang.....	581 -
MC 6	Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan	582 -
MC 7	Keamanan Instalasi Meter dan Data	583 -
MC 8	Hal Lain	584 -
ATURAN KEBUTUHAN DATA (<i>DATA REQUIREMENT CODE</i> - DRC).....		585 -
DRC 1	Kebutuhan Data Spesifik.....	585 -

DRC 2	Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero).....	- 586 -
DRC 3	Data yang Tidak Disampaikan	- 587 -
<i>APPENDIX A - RANGKUMAN JADWAL</i>		- 604 -
I.	Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan	- 604 -
II.	Manajemen Jaringan	- 605 -
III.	Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya).....	- 605 -
IV.	Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)	- 606 -
V.	Rencana <i>Dispatch</i> Harian (untuk Hari Berikutnya)	- 606 -
VI.	Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik.....	- 606 -
<i>APPENDIX B - TERMINOLOGI (GLOSSARY)</i>		- 607 -

PENDAHULUAN

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Sulawesi yang selanjutnya disebut Aturan Jaringan Sulawesi merupakan serangkaian aturan, persyaratan, dan standar yang bersifat dinamis dan adaptif untuk memastikan jaringan Sistem Tenaga Listrik Sulawesi yang aman, andal, dan efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan penyediaan tenaga listrik.

Aturan Jaringan Sulawesi disusun berdasarkan kondisi struktur Sistem Tenaga Listrik Sulawesi saat ini untuk diberlakukan kepada pelaku usaha penyediaan tenaga listrik, yang selanjutnya disebut pelaku usaha, atau pemakai jaringan Sistem Tenaga Listrik, yang selanjutnya disebut pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Sulawesi, yang terdiri atas:

1. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
2. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
3. pengelola pembangunan PT PLN (Persero);
4. pengelola pembangkit;
5. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
6. konsumen tenaga listrik yang instalasinya secara langsung tersambung ke jaringan transmisi; dan
7. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan perjanjian khusus termasuk kerja sama operasi (KSO).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Sulawesi harus memenuhi semua ketentuan dalam Aturan Jaringan Sulawesi sebagai dasar dalam perencanaan, penyambungan, pengoperasian, dan pengembangan instalasi penyediaan tenaga listrik yang dimilikinya. Selain itu, ketentuan pada Aturan Jaringan Sulawesi akan memberikan kejelasan mengenai hak dan tanggung jawab masing-masing pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Sulawesi.

ATURAN MANAJEMEN JARINGAN
(GRID MANAGEMENT CODE – GMC)

Aturan Manajemen Jaringan dimaksudkan untuk menjelaskan prosedur umum mengenai perubahan Aturan Jaringan Sulawesi, penyelesaian perselisihan, dan penilaian kembali secara periodik pengoperasian dan manajemen jaringan transmisi (*grid*). Penerapan prosedur tersebut akan mendorong terciptanya keandalan dan keamanan jaringan, memacu efisiensi ekonomi dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi jaringan.

GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Sulawesi

GMC 1.1 Komite Manajemen Aturan Jaringan (*the Grid Code Management Committee*) Sulawesi yang selanjutnya disebut KMAJ Sulawesi merupakan komite yang dibentuk untuk menjalankan prosedur yang ditentukan dalam Aturan Manajemen Jaringan.

GMC 1.2 KMAJ Sulawesi bertugas:

- a. melakukan evaluasi atas Aturan Jaringan Sulawesi dan implementasi Aturan Jaringan Sulawesi, termasuk upaya peningkatan peran pembangkit energi baru dan terbarukan dalam jaringan Sistem Tenaga Listrik;
- b. melakukan kajian atas usulan perubahan Aturan Jaringan Sulawesi yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. membuat rekomendasi dalam hal diperlukan perubahan Aturan Jaringan Sulawesi;
- d. mempublikasikan rekomendasi perubahan Aturan Jaringan Sulawesi; dan
- e. melakukan investigasi dan membuat rekomendasi dalam penegakan Aturan Jaringan Sulawesi.

GMC 1.3 Perwakilan dalam KMAJ Sulawesi

GMC 1.3.1 KMAJ Sulawesi terdiri atas perwakilan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi, PT PLN (Persero) kantor pusat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola pembangkit PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola distribusi PT PLN (Persero), pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik, dan inspektur ketenagalistrikan.

Komposisi KMAJ Sulawesi terdiri atas:

- a. seorang ketua yang dijabat oleh pemimpin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan seorang sekretaris dari salah seorang anggota; dan
- b. anggota, yang terdiri atas perwakilan dari:
 1. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
 2. PT PLN (Persero) kantor pusat;
 3. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 4. pengelola pembangkit PT PLN (Persero);
 5. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
 6. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
 7. pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
 8. konsumen tenaga listrik; dan
 9. inspektur ketenagalistrikan.

Keanggotaan KMAJ Sulawesi berjumlah ganjil dan paling sedikit 15 (lima belas) orang. Pembentukan KMAJ Sulawesi ditetapkan oleh Direktur Jenderal atas nama Menteri.

GMC 1.3.2 Penunjukan setiap anggota KMAJ Sulawesi dilakukan oleh masing-masing pihak dengan pemberitahuan secara resmi kepada KMAJ Sulawesi. Apabila dianggap perlu, pihak yang diwakili dapat mengusulkan penggantian anggota dalam KMAJ Sulawesi dengan penjelasan tentang alasan penggantian.

GMC 1.4 Jabatan ketua KMAJ Sulawesi secara otomatis berakhir apabila yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk instansi atau perusahaan yang diwakilinya dan segera dipilih penggantinya.

Ketua KMAJ Sulawesi harus menyusun kepengurusan KMAJ Sulawesi paling lambat 3 (tiga) bulan terhitung sejak ditetapkan menjadi ketua KMAJ Sulawesi.

Masa kerja anggota KMAJ Sulawesi selama 2 (dua) tahun dan diusulkan atau dipilih kembali untuk masa kerja berikutnya.

GMC 1.5 KMAJ Sulawesi harus membuat, mempublikasikan, dan memenuhi semua aturan dan prosedur.

KMAJ Sulawesi harus menyelenggarakan pertemuan paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun untuk mengkaji ulang pengoperasian jaringan (*grid*). Pertemuan lainnya diselenggarakan sesuai kebutuhan untuk menangani permasalahan dan isu yang disampaikan kepada KMAJ Sulawesi.

KMAJ Sulawesi dapat membentuk:

- a. subkomite perencanaan;
- b. subkomite pengoperasian;
- c. subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*); dan
- d. subkomite energi baru dan terbarukan.

Beberapa subkomite lain dapat dibentuk untuk menangani kegiatan KMAJ Sulawesi.

GMC 1.5.1 Subkomite perencanaan bertugas:

- a. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
- b. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan.

GMC 1.5.2 Subkomite pengoperasian bertugas:

- a. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan;
- b. mengkaji perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
- c. mengkaji ketidakpatuhan terhadap Aturan Jaringan; dan
- d. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian.

Subkomite pengoperasian melakukan pertemuan setiap triwulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian triwulan sebelumnya.

GMC 1.5.3 Subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) bertugas:

- a. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
- b. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.5.4 Subkomite energi baru dan terbarukan mempunyai fungsi perencanaan, pengoperasian, dan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) energi baru dan terbarukan (EBT).

Dalam melaksanakan fungsinya, subkomite energi baru dan terbarukan bertugas:

- a. melakukan kajian perencanaan energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
 2. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan;
- b. melakukan kajian pengoperasian energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan serta perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
 2. mengkaji ketidakpatuhan terhadap aturan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian; dan
- c. melakukan kajian pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) pembangkit energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
 2. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.6 Biaya Operasional KMAJ Sulawesi

Biaya operasional KMAJ Sulawesi dibebankan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang diatur lebih lanjut oleh KMAJ Sulawesi.

GMC 1.7 Pengambilan Keputusan

GMC 1.7.1 Rapat KMAJ Sulawesi dapat dilaksanakan secara rutin dengan kesepakatan dan sesuai dengan ketentuan internal KMAJ Sulawesi.

GMC 1.7.2 KMAJ Sulawesi dapat mengambil keputusan dalam rapat dengan syarat adanya perwakilan dari:

- a. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. pengelola pembangkit PT PLN (Persero) dan/atau wakil pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero);

- e. pengelola distribusi PT PLN (Persero); dan
- f. konsumen tenaga listrik.

GMC 2 Penyelesaian Perselisihan

Interpretasi Aturan Jaringan Sulawesi dapat menimbulkan perselisihan. Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Sulawesi yang ditentukan dalam klausul ini berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan yang diatur tersendiri dalam Aturan Transaksi Tenaga Listrik.

GMC 2.1 Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama

Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Sulawesi tahap pertama sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan timbul di antara para pihak dan tidak dapat diselesaikan secara informal, salah satu pihak dapat mengajukan permasalahan secara tertulis kepada pihak lain;
- b. para pihak yang bersengketa harus bertemu untuk mendiskusikan dan mengusahakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak;
- c. apabila perselisihan tidak terselesaikan, dibentuk panitia yang terdiri atas perwakilan para pihak untuk mendiskusikan dan mengupayakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak; dan
- d. apabila perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud dalam huruf c, atas permintaan salah satu atau kedua pihak, permasalahan tersebut diteruskan kepada KMAJ Sulawesi untuk penyelesaian. KMAJ Sulawesi dapat meneruskan permasalahan tersebut kepada panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Sulawesi.

GMC 2.2 Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan Sulawesi

Dalam hal perselisihan spesifik, KMAJ Sulawesi harus menunjuk panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Sulawesi yang terdiri atas 3 (tiga) atau 5 (lima) personel yang memiliki pengetahuan dan kemampuan teknis dalam membahas pokok persoalan yang dipermasalahkan oleh para pihak yang berselisih.

Panel tersebut harus melakukan rapat resmi untuk mendengar dan menerima pernyataan (testimoni) dari para pihak. Pernyataan para pihak dan keputusan panel harus didokumentasikan, disampaikan kepada kedua belah pihak, dan disimpan sebagai catatan KMAJ Sulawesi. Keputusan panel bersifat mengikat dan final.

GMC 2.3 Biaya Penyelesaian Perselisihan

Apabila suatu perselisihan berlanjut dari proses penyelesaian tahap pertama, biaya proses penyelesaian akan dibagi dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan terselesaikan, alokasi biaya penyelesaian perselisihan dituangkan dalam kesepakatan; atau
- b. apabila perselisihan tidak terselesaikan (misalnya perselisihan dihentikan, dibatalkan, atau diteruskan ke pengadilan), pembebanan biaya penyelesaian perselisihan dengan ketentuan sebagai berikut:
 1. permasalahan diajukan oleh salah satu pihak, pihak yang mengajukan permasalahan dibebani seluruh biaya proses penyelesaian perselisihan; atau
 2. permasalahan diajukan oleh kedua belah pihak, kedua belah pihak dibebani sama besar atas biaya proses penyelesaian perselisihan.

GMC 3 Investigasi terhadap Ketidakpatuhan dan Kejadian Penting

Dalam hal terdapat laporan ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas pelaksanaan Aturan Jaringan Sulawesi, subkomite pengoperasian melakukan investigasi terhadap laporan ketidakpatuhan tersebut. Dalam hal terdapat kejadian penting, subkomite pengoperasian dapat melakukan investigasi terhadap kejadian penting.

Hasil investigasi dilaporkan kepada KMAJ Sulawesi dalam bentuk rekomendasi berupa:

- a. patuh atau tidak patuh terhadap ketentuan Aturan Jaringan Sulawesi. Ketidakpatuhan tersebut diklasifikasikan menjadi ringan atau berat sesuai yang diatur dalam GMC 4 (Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Sulawesi); atau
- b. tindakan koreksi untuk peningkatan keamanan dan keandalan operasi sistem.

GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidapatuhan Aturan Jaringan Sulawesi

GMC 4.1 Klasifikasi Ketidapatuhan Aturan Jaringan Sulawesi

Setiap laporan ketidapatuhan yang diinvestigasi oleh subkomite pengoperasian akan diputuskan bahwa pihak tersebut:

- a. patuh; atau
- b. tidak patuh.

Ketidapatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diklasifikasikan menjadi 2 (dua) kategori yaitu:

- a. ketidapatuhan ringan, didefinisikan sebagai:
 1. ketidapatuhan yang tidak berdampak terhadap keandalan sistem;
 2. ketidapatuhan yang tidak berdampak terhadap aspek komersial; atau
 3. ketidapatuhan yang tidak ada unsur kesengajaan (misalnya karena kendala teknis); dan
- b. ketidapatuhan berat, didefinisikan sebagai:
 1. ketidapatuhan ringan yang tidak ditindaklanjuti atau berulang;
 2. ketidapatuhan yang berdampak terhadap keandalan sistem;
 3. ketidapatuhan yang berdampak terhadap aspek komersial; atau
 4. ketidapatuhan yang ada unsur kesengajaan, misalnya dilakukan untuk mengambil keuntungan secara komersial.

GMC 4.2 Konsekuensi ketidapatuhan Aturan Jaringan Sulawesi sebagai berikut:

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidapatuhan ringan harus melakukan penyesuaian terhadap Aturan Jaringan Sulawesi dalam jangka waktu yang ditentukan oleh KMAJ Sulawesi; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidapatuhan berat dapat dilakukan pemutusan atau pelepasan dari jaringan.

GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Sulawesi

Dalam hal KMAJ Sulawesi menyimpulkan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak patuh terhadap Aturan Jaringan Sulawesi, KMAJ Sulawesi dapat mengajukan proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Sulawesi, dengan tahapan sebagai berikut:

- a. KMAJ Sulawesi menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan, tindakan perbaikan yang diperlukan, dan jangka waktu yang diberikan untuk tindakan perbaikan;
- b. pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan harus memberikan jawaban tertulis terhadap tuduhan ketidakpatuhan termasuk informasi kesediaan untuk mematuhi instruksi KMAJ Sulawesi, paling lambat 30 (tiga puluh) hari sejak surat pemberitahuan diterima;
- c. dalam hal pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan sesuai dengan instruksi KMAJ Sulawesi, KMAJ Sulawesi memonitor dan dapat meminta laporan perkembangan tindakan perbaikan yang dilakukan sampai dengan jangka waktu yang diberikan;
- d. dalam hal pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan tidak menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan atau dalam hal sampai dengan jangka waktu yang diberikan tidak dilakukan tindakan perbaikan, KMAJ Sulawesi mengklasifikasikan sebagai ketidakpatuhan berat; dan
- e. KMAJ Sulawesi menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat sebagaimana dimaksud dalam huruf d disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan serta menginformasikan penalti sesuai dengan ketentuan yang berlaku dan/atau pemutusan dari jaringan.

GMC 6 Pelaporan

GMC 6.1 Laporan Tahunan

KMAJ Sulawesi harus menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya yang disampaikan kepada Direktur Jenderal paling lambat tanggal 1 Maret.

Format laporan tahunan operasi jaringan ditentukan lebih lanjut oleh KMAJ Sulawesi.

GMC 6.2 Pelaporan Kejadian Penting

Pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus melaporkan kejadian penting seperti gangguan besar dalam sistem kepada KMAJ Sulawesi sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 11.1 - Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting).

KMAJ Sulawesi melakukan penelitian terhadap konsep (*draft*) laporan pendahuluan kejadian penting, laporan pendahuluan kejadian penting, dan laporan final kejadian penting yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Hasil penelitian KMAJ Sulawesi terhadap laporan final kejadian penting termasuk rekomendasi pengenaan sanksi dan/atau tindakan koreksi disampaikan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal paling lambat 14 (empat belas) Hari terhitung sejak laporan diterima oleh KMAJ Sulawesi.

GMC 7 Laporan Khusus

Laporan khusus harus disusun oleh KMAJ Sulawesi, berdasarkan permintaan dari Pemerintah atau atas permintaan 1 (satu) atau lebih pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Sulawesi

GMC 8.1 Aturan Jaringan Sulawesi diterbitkan dan diberlakukan dalam bahasa Indonesia.

GMC 8.2 Semua komunikasi operasional di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menggunakan bahasa Indonesia, kecuali dengan persetujuan tertulis dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

GMC 8.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan:

- a. unit di bawah PT PLN (Persero) yang melaksanakan pengelolaan operasi Sistem Tenaga Listrik; dan
- b. koordinator keseluruhan dalam pengoperasian jaringan termasuk *dispatch*.

Pengorganisasian tersebut dapat diubah sesuai dengan perkembangan struktur organisasi dalam proses restrukturisasi sektor tenaga listrik.

GMC 8.4 Kata tertulis dalam Aturan Jaringan Sulawesi mengandung pengertian dengan mesin ketik, printer, litografi, faksimile, dan cara lain mereproduksi kata yang jelas terbaca dan permanen, serta cara yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pengiriman melalui *link* komputer ke komputer (LAN atau *e-mail*).

- GMC 8.5 Dalam hal terdapat suatu *item* dengan data yang dinyatakan sebagai bilangan bulat, pecahan yang lebih kecil dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke bawah dan pecahan yang sama atau yang lebih besar dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke atas.
- GMC 8.6 Semua referensi waktu merupakan Waktu Indonesia Tengah (WITA) dan dinyatakan dalam notasi 24 (dua puluh empat) jam, 2 (dua) digit untuk jam (00 hingga 23), dan 2 (dua) digit untuk menit (00 hingga 59) dengan ekspresi pukul.
- GMC 8.7 Semua unit, simbol, dan perkalian mengikuti konvensi internasional.
- GMC 9 Keadaan Tidak Terduga
- GMC 9.1 Dalam hal terjadi suatu keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan Aturan Jaringan Sulawesi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dengan itikad baik segera melakukan koordinasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat. Dalam hal tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pandangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkena akibat pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sepanjang instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik atau spesifikasi teknis peralatan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terdaftar sesuai dengan Aturan Jaringan Sulawesi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera menyampaikan semua keadaan tidak terduga yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Sulawesi berikut keputusan terkait kepada KMAJ Sulawesi untuk dilakukan kaji ulang.
- GMC 9.2 KMAJ Sulawesi akan mengkaji hal yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Sulawesi dan mengusulkan perubahan Aturan Jaringan Sulawesi kepada Menteri melalui Direktur Jenderal.
- GMC 9.3 Perjanjian atau kontrak yang ada antara pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik yang telah tersambung ke jaringan dan PT PLN (Persero) harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Sulawesi ini paling lambat 3 (tiga) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan. Apabila penyesuaian tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain yang dapat diterima, pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik harus melapor kepada KMAJ

Sulawesi paling lambat 2 (dua) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

Apabila pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik belum tersambung ke jaringan namun telah menandatangani perjanjian atau kontrak dengan PT PLN (Persero), perjanjian atau kontrak harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Sulawesi ini paling lambat 1 (satu) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan. Apabila penyesuaian tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain yang dapat diterima, pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik harus melapor kepada KMAJ Sulawesi paling lambat 6 (enam) bulan terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

KMAJ Sulawesi mengevaluasi laporan yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Jika dianggap perlu, dilakukan pembahasan dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memutuskan apakah pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat terus tersambung ke jaringan. Sejak Aturan Jaringan Sulawesi ini berlaku sampai dengan tercapai kesepakatan operasional yang baru, ketentuan dan besaran dalam PJBL yang ada digunakan sebagai acuan operasional.

GMC 10 Usulan Perubahan

Dalam hal perlu dilakukan perubahan dalam Aturan Jaringan Sulawesi, usulan perubahan dapat disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, atau Pemerintah yang dilengkapi dengan pertimbangan dan data pendukung dan disampaikan kepada KMAJ Sulawesi.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Sulawesi disetujui, KMAJ Sulawesi menyampaikan usulan perubahan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal untuk selanjutnya dituangkan dalam Peraturan Menteri.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Sulawesi ditolak oleh KMAJ Sulawesi, keputusan penolakan harus disampaikan secara tertulis kepada pihak yang mengajukan disertai dengan alasan penolakan.

ATURAN PENYAMBUNGAN
(*CONNECTION CODE – CC*)

Aturan Penyambungan berisi persyaratan minimum teknis dan operasional untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik yang sudah maupun yang akan tersambung ke jaringan transmisi, serta persyaratan minimum teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada titik sambung dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 1 Tujuan

Tujuan Aturan Penyambungan dimaksudkan untuk memastikan bahwa:

- a. persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam penyambungan dengan jaringan transmisi dinyatakan secara jelas; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersambung dengan jaringan transmisi jika persyaratan teknis dan operasional yang dinyatakan dalam Aturan Penyambungan dipenuhi.

CC 2 Subyek Aturan Penyambungan

Aturan Penyambungan diberlakukan untuk pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke sistem interkoneksi Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel) dan Sulawesi Utara dan Gorontalo (Sulutgo), antara lain:

- a. pengelola pembangkit yang tersambung langsung dengan jaringan;
- b. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- c. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- d. konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung ke jaringan atau jaringan wilayah usaha lain yang tersambung dengan jaringan pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- e. perusahaan yang bekerja untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, antara lain konsultan, kontraktor pembangunan, dan kontraktor pemeliharaan.

CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus memastikan agar unjuk kerja berikut ini dipenuhi pada setiap titik sambung.

CC 3.1 Variasi pada Frekuensi

Frekuensi nominal di jaringan yaitu 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz. Frekuensi sistem dapat naik sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz dan turun sampai dengan 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz pada keadaan luar biasa. Desain unit pembangkit dan peralatan harus dapat beroperasi sesuai batas rentang frekuensi operasi berikut ini:

Tabel 1. Batas Rentang Frekuensi Operasi

Rentang Frekuensi	Rentang Waktu Operasi
$51,50 \text{ Hz} < f \leq 52,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 15 menit
$51,00 \text{ Hz} < f \leq 51,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$49,00 \text{ Hz} \leq f \leq 51,00 \text{ Hz}$	Beroperasi secara terus-menerus
$47,50 \text{ Hz} < f < 49,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$47,00 \text{ Hz} < f \leq 47,50 \text{ Hz}$	Beroperasi paling singkat 6 detik

*f : frekuensi pada jaringan

Untuk *output* daya pembangkit EBT intermiten selama frekuensi tinggi disarankan mengikuti karakteristik kontrol frekuensi daya sesuai CC 4.4.2.3.

CC 3.2 Variasi pada Tegangan Sistem

Perubahan tegangan pada jaringan harus dipertahankan dalam batas rentang variasi tegangan sebagai berikut:

Tabel 2. Batas Rentang Variasi Tegangan

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
500 kV	+10%, - 10%
275 kV	+10%, - 10%
150 kV	+10%, - 10%
66 kV*	+5%, - 10%
30 kV	+5%, - 10%

Tegangan maksimum di setiap level tegangan pada kondisi tidak normal dibatasi sebagai berikut:

Tabel 3. Batas Tegangan Maksimum

Tegangan Nominal	Tegangan Maksimum
500 kV	550 kV
275 kV	302,5 kV
150 kV	165 kV
66 kV*	72,6 kV
30 kV	33 kV

*) Ketentuan tegangan 66 (enam puluh enam) kV untuk sistem distribusi diatur dalam Aturan Distribusi

CC 3.3 Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan

CC 3.3.1 Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)

Distorsi harmonik total (*total harmonic distortion*) maksimum pada setiap titik sambung dalam kondisi operasi normal dan pada kondisi keluar terencana dan tidak terencana harus memenuhi batas distorsi harmonik tegangan sebagai berikut:

Tabel 4. Batas Distorsi Harmonik Tegangan

Tegangan pada Titik Sambung (V_n)	Distorsi Harmonik Tegangan Individu (%)	Distorsi Harmonik Tegangan Total – THDV _n (%)
66 kV	3,0	5,0
150 kV	1,5	2,5
$V_n \geq 275$ kV	1,0	1,5

Tingkat THD dapat terlewati pada saat tertentu dengan waktu yang singkat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) melakukan penilaian terhadap tingkat THD dan melakukan penelitian atau kajian khusus dampak dari tingkat THD tersebut pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya. Hasil penilaian atau kajian dampak dari tingkat THD diserahkan kepada KMAJ Sulawesi.

Selanjutnya KMAJ Sulawesi melakukan tindakan sesuai dengan Aturan Manajemen Jaringan.

Batas *total demand distortion* (TDD) harmonik arus harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menjaga distorsi harmonik arus pada titik sambung di bawah batas yang ditentukan dalam tabel di bawah ini:

Tabel 5. Batas Distorsi Harmonik Arus

Batasan Distorsi Harmonik Arus	
V _n ≤ 66 kV	
I _{hs} /I _L (x)	Distorsi Harmonik Arus Maksimum dalam Persen I _L
	<i>Total Demand Distortion</i>
x < 20*	5.0%
20 ≤ x < 50	8.0%
50 ≤ x < 100	12.0%
100 ≤ x ≤ 1000	15.0%
>1000	20.0%
66 kV < V _n ≤ 150 kV	
x < 20*	2.5%
20 ≤ x < 50	4.0%
50 ≤ x < 100	6.0%
100 ≤ x ≤ 1000	7.5%
>1000	10.0%
V _n ≥ 150 kV	
x < 20*	2.5%
20 ≤ x < 50	4.0%

CC 3.3.2 Maksimum komponen urutan *phase* negatif dari tegangan *phase* dalam jaringan tidak melebihi 1% (satu persen) pada kondisi operasi normal dan jaringan keluar terencana, kecuali apabila kejadian abnormal terjadi. Komponen urutan *phase* negatif diizinkan tidak melebihi 2% (dua persen) selama kejadian tegangan impuls sesaat (*infrequently short duration peaks*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) membuat penilaian atau kajian khusus dampak tingkat ketidakseimbangan tersebut apakah dapat diterima pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya.

CC 3.3.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang *power quality meter* dengan kelas meter sama dengan milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), yang dapat memantau secara terus-menerus dan merekam tingkat THD dan ketidakseimbangan *phase* di jaringan pada titik sambung.

CC 3.4 Fluktuasi Tegangan

Fluktuasi tegangan pada suatu titik sambung dengan beban berfluktuasi harus memenuhi ketentuan sebagai berikut:

- a. fluktuasi tegangan tidak melebihi 2% (dua persen) dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan *step* di setiap level tegangan yang dapat terjadi berulang. Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan *step* dan jarang terjadi dapat diizinkan sampai dengan 3% (tiga persen), sepanjang tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan transmisi atau instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- b. kedip tegangan hingga 5% (lima persen) saat menyalakan motor listrik yang tidak sering terjadi dapat ditolerir; dan
- c. tingkat keparahan kelip (*flicker*) yang dapat diterima untuk beban yang tersambung ke jaringan pada tegangan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,6 (nol koma enam) untuk *flicker* jangka panjang (Plt). Tingkat keparahan kelip (*flicker*) untuk tegangan lebih rendah dari level tegangan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 1,0 (satu koma nol) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka panjang (Plt).

CC 3.5 Ketidakseimbangan Beban

Ketidakseimbangan beban pada titik sambung terminal instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atau beban tidak melebihi 1% (satu persen) untuk 5 (lima) kali kejadian dalam waktu setengah jam. Untuk beban traksi yang tersambung ke jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) bekerja sama membuat batasan dari ketidakseimbangan dan melakukan pengukuran dan pemantauan terhadap tingkat ketidakseimbangan pada titik sambung.

CC 3.6 Faktor Daya pada Beban

Faktor daya (*power factor*) atau $\text{Cos } \phi$ pada titik sambung antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan dijaga pada kisaran 0,9 (nol koma sembilan) *lagging* sampai dengan 0,9 (nol koma sembilan) *leading*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyiapkan peralatan kompensasi agar faktor daya beban tetap pada rentang tersebut. Faktor daya dimonitor dalam rentang waktu per setengah jam.

CC 3.7 Karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6 mungkin tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada sistem, seperti terpisahnya sistem menjadi sistem isolasi terpisah (*islanding system*) karena pembangkit besar, keluarnya komponen yang besar dari sistem, dan/atau terjadi *voltage collapse*. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6, kecuali pada kondisi sangat parah.

CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung

Bagian ini mengatur syarat untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi atau GI, di mana pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan dipatuhinya aturan tersebut.

CC 4.1 Persyaratan Umum untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri kelistrikan (*good utility practices*),

mengikuti standar nasional Indonesia atau standar internasional yang disepakati, dan harus mampu dioperasikan pada kondisi yang didefinisikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung harus memenuhi persyaratan dan standar sesuai yang diatur dalam *Appendix 1 – Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)*.

Desain jaringan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi tidak terbatas pada:

- a. unit pembangkit;
- b. transmisi;
- c. distribusi; dan
- d. interkoneksi.

CC 4.1.1 Bahasa dan penamaan peralatan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. semua simbol dan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus menggunakan bahasa Indonesia dan/atau bahasa Inggris;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memudahkan identifikasi peralatan dan mencegah tidak terjadinya duplikasi penamaan;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus sesuai dengan kesepakatan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. jika terjadi perubahan atau penambahan pada konfigurasi peralatan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pembaharuan terhadap penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan dan menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk tujuan keseragaman.

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan tercantum dalam *Appendix 2 – Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (Equipment Numbering and Code Identification))*.

- CC 4.1.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak untuk meminta dan menyimpan spesifikasi teknis semua peralatan yang terpasang pada jaringan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik dalam periode pemakaian jaringan maupun setiap ada perubahan pada konfigurasi jaringan. Spesifikasi teknis ini dapat digunakan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagai dasar perencanaan, evaluasi, analisis, atau kebutuhan publikasi.
- CC 4.1.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait peralatan yang mengalami malfungsi atau malkerja yang dapat menyebabkan pengaruh terhadap keadaan operasi yang aman sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 1.3 – Keadaan Operasi yang Aman).
- CC 4.2 Persyaratan Teknis untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
- CC 4.2.1 Sistem pembumian (*grounding*) pada peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi harus sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- Sistem pembumian (*grounding*) terdiri atas pembumian untuk penghantar tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi, pembumian untuk GI, pembumian untuk pelataran hubung (*switchyard*), pembumian untuk gedung, serta pembumian ruang kontrol dan ruang proteksi konvensional dan digital.
- CC 4.2.2 Batas Tegangan Impuls Jaringan Transmisi
- Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan tingkat isolasi dari peralatan yang terpasang sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.2.3 Ketentuan peralatan penghubung seperti PMT, PMS, peralatan pembumian, transformator tenaga, transformator tegangan, transformator arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *line traps*, peralatan kopling, dan generator diatur dalam *Appendix 1 – Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)*.

CC 4.2.4 Pengaman Jaringan (*Grid Protection*)

CC 4.2.4.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemasangan peralatan pengaman jaringan dan pengaturan pada peralatan pengaman jaringan sesuai yang diatur dalam *Appendix 1 – Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)* atau berdasarkan permintaan dari pengelola transmisi PT PLN (Persero) yang sesuai dengan analisis dan evaluasi dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.2.4.2 Perubahan *setting* proteksi diatur dalam *Appendix 1 – Aturan Penyambungan (CCA1 2.1 - Pengaturan Proteksi)*.

CC 4.2.5 GI dengan *outlet* pembangkit berkapasitas total paling kecil 100 (seratus) MW harus mempunyai konfigurasi *one and half breaker*.

CC 4.3 Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

CC 4.3.1 Skema Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak memasang atau meminta pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasang peralatan dalam rangka pengamanan Sistem Tenaga Listrik yang dilakukan berdasarkan kajian dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero).

CC 4.3.2 Pemasangan peralatan skema proteksi sistem berdasarkan kesepakatan antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.3.3 Perubahan pengaturan pada peralatan skema proteksi pertahanan sistem dapat dilakukan secara berkala setiap 1 (satu) tahun atau setiap terjadi perubahan konfigurasi pada jaringan sesuai dengan kebutuhan.

CC 4.4 Persyaratan Unit Pembangkit

CC 4.4.1 Pendahuluan

Bagian ini mengatur kriteria teknis dan desain serta persyaratan unjuk kerja unit pembangkit yang tersambung ke jaringan transmisi.

CC 4.4.2 Persyaratan Kinerja Pembangkit

CC 4.4.2.1 Keluaran Daya Unit Pembangkit

Unit pembangkit harus mampu beroperasi secara terus-menerus mengeluarkan daya aktif tanpa terganggu pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi). Pembangkit EBT intermiten harus mampu mengeluarkan daya aktif sesuai dengan ketersediaan sumber utama pada titik sambung.

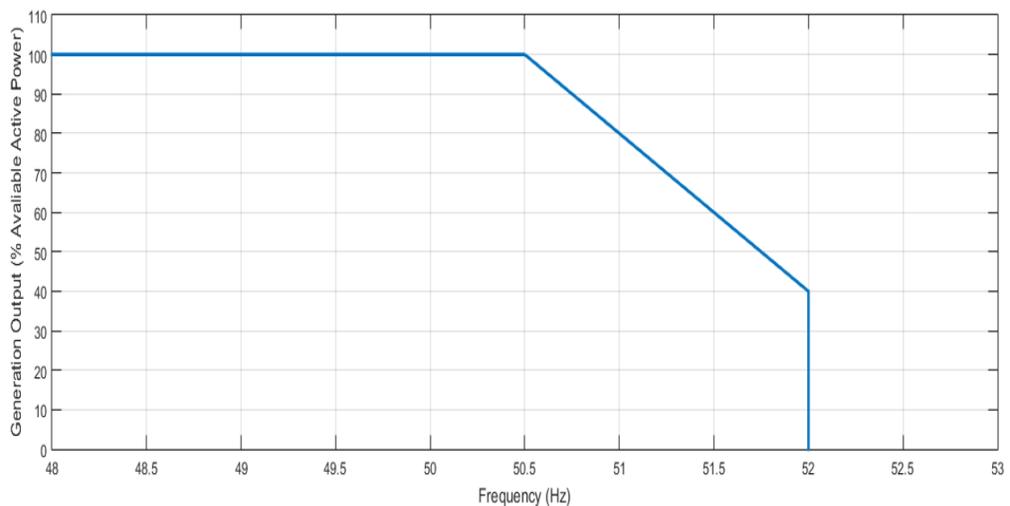
CC 4.4.2.2 Pembangkit EBT intermiten harus dilengkapi dengan sistem pengaturan daya aktif yang dapat beroperasi pada mode pengaturan sebagai berikut:

- a. produksi daya aktif bebas, yaitu pembangkit EBT intermiten memproduksi daya aktif maksimum tergantung dari ketersediaan sumber energi primer;
- b. pembatasan daya aktif, yaitu pembangkit EBT intermiten harus beroperasi memproduksi daya aktif yang diatur oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. pembatasan *gradient/ramp rate* daya aktif, yaitu kecepatan maksimum (*ramp rate*) keluaran daya aktif pembangkit EBT intermiten harus bisa dimodifikasi pada *set point* atau nilai batasan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. apabila ada perubahan parameter pengaturan pada kasus di mana pembangkit EBT intermiten beroperasi pada pembatasan daya aktif dan pembatasan *gradient* daya aktif, perubahan tersebut harus dapat dilakukan dalam 2 (dua) detik dan selesai dilaksanakan tidak lebih dari 30 (tiga puluh) detik setelah menerima perintah perubahan parameter;
- e. pembangkit EBT intermiten hanya diperbolehkan untuk *start up* 1 (satu) kali dalam periode 10 (sepuluh) menit; dan
- f. pembangkit EBT intermiten harus memiliki pengontrol laju *ramp* positif (*positive ramp rate controller*) yang dapat diatur dalam rentang 1 (satu) MW per menit sampai dengan 10 (sepuluh) MW per menit untuk mengontrol laju *ramp* di bawah kondisi operasi normal dan termasuk pengaturan laju *ramp* nol, yang akan secara otomatis berlaku selama periode waktu ketika sinyal *ramp blocking* (*ramp blocking signal*) teraktivasi. Pengaturan *ramp rate* harus ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dari waktu ke waktu. Tingkat *ramp* merupakan tingkat rata-rata perubahan dalam *output* yang diukur selama periode 10 (sepuluh) menit. Tingkat *ramp* rata-rata lebih dari 1 (satu) menit tidak boleh melebihi 3 (tiga) kali laju *ramp* rata-rata selama 10 (sepuluh) menit.

CC 4.4.2.3 Pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sesuai dengan yang ditentukan dalam pengaturan jangkauan frekuensi daya atau kurva kontrol frekuensi pada Gambar 1 di bawah ini.

Pada rentang frekuensi sistem 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz, pembangkit EBT intermiten beroperasi dengan keluaran daya aktif normal sesuai dengan ketersediaan energi primer.

Pada rentang frekuensi sistem 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, pembangkit EBT intermiten menurunkan keluaran daya aktif dengan *gradient* penurunan sebesar 0,4 (nol koma empat) daya tersedia/Hz.



Gambar 1: Pengaturan Jangkauan Frekuensi Daya atau Kurva Kontrol Frekuensi

CC 4.4.2.4 Aksi sebagaimana dimaksud dalam CC 4.4.2.3 harus dilakukan secara otomatis, kecuali:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempertimbangkan bahwa sistem pengaturan yang diusulkan oleh pembangkit EBT intermiten, meski tidak otomatis, mencukupi untuk pengoperasian jaringan dengan mempertimbangkan:
 1. karakteristik dari fasilitas pembangkit EBT intermiten, ukuran, dan lokasi; dan
 2. situasi Sistem Tenaga Listrik saat ini dan yang akan datang.

Dalam hal diperlukan persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pertimbangan sebagaimana dimaksud pada angka 1 dan angka 2 harus dimasukkan ke dalam persetujuan penyambungan (*connection agreement*) atau amandemen persetujuan penyambungan; atau

- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan operator pembangkit EBT intermiten untuk menonaktifkan sistem pengaturan daya aktif.

CC 4.4.2.5 Kemampuan Daya Reaktif

Semua pembangkit sinkron harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya (*power factor*) antara 0,85 (nol koma delapan lima) *lagging* dan 0,90 (nol koma sembilan nol) *leading* pada terminal unit pembangkit.

Pembangkit EBT intermiten harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya antara 0,95 (nol koma sembilan lima) *lagging* dan 0,95 (nol koma sembilan lima) *leading* pada titik sambung.

Jika faktor daya yang disyaratkan tidak bisa dipenuhi oleh pembangkit EBT intermiten, sumber daya reaktif (*reactive power resources*) tambahan harus disediakan di dalam fasilitas pembangkit. Sistem kendali dari unit pembangkit dan sumber daya reaktif tambahan harus dikoordinasikan sehingga ketentuan daya reaktif pada titik sambung dan kontrol tegangan bisa dipenuhi setiap saat.

CC 4.4.2.6 Susunan Kontrol Pembangkit Generator Sinkron

Unit pembangkit harus mampu berkontribusi terhadap pengaturan frekuensi dan tegangan dengan terus-menerus mengendalikan daya aktif dan daya reaktif yang dikirim ke jaringan transmisi. Unit pembangkit harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat (*speed governor*), pengatur pembebanan pembangkit otomatis (AGC) atau peralatan yang setara. Pembangkit generator sinkron dilengkapi sistem kontrol eksitasi otomatis berikut *power system stabilizer* untuk pengaturan tegangan dan kestabilan sistem.

CC 4.4.2.7 Governor Reaksi Cepat (*Speed Governor*)

Pembangkit dengan generator sinkron harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat yang proporsional dengan turbin atau dilengkapi peralatan pengaturan beban setara yang diperlukan untuk memberikan respons terhadap frekuensi pada kondisi normal sesuai yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi. *Governor* reaksi cepat harus dapat beroperasi pada pengatur primer frekuensi sistem antara 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. *Governor* reaksi cepat harus didesain dan dioperasikan sesuai dengan standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagai berikut:

- a. *governor* reaksi cepat mampu berkoordinasi dengan peralatan pengatur lainnya dan harus dapat mengatur keluaran daya aktif dari unit pembangkit dengan keadaan stabil pada rentang operasi unit pembangkit;
- b. *governor* reaksi cepat harus memenuhi persyaratan berikut:
 1. pada saat unit pembangkit lepas dari jaringan sistem tetapi masih memasok pelanggan, *governor* reaksi cepat harus dapat mengendalikan frekuensi sistem di bawah 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, kecuali unit pembangkit tersebut dapat beroperasi di bawah tingkat pengoperasian minimum;
 2. *governor* reaksi cepat untuk pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) dan pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU) harus dapat diatur agar beroperasi *speed droop* antara 3% (tiga persen) dan 5% (lima persen). Setelan *speed droop* lebih rendah dapat ditentukan untuk PLTA setelah mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
 3. *deadband governor* reaksi cepat harus dapat diatur dengan nilai dalam rentang $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz atau ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. *governor* reaksi cepat mempunyai fasilitas untuk mengubah *setting* target frekuensi secara terus-menerus atau pada tahap maksimum 0,05 (nol koma nol lima) Hz pada rentang 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz $\pm 0,10$ (nol koma satu nol) Hz di *controller* pembebanan unit pembangkit atau peralatan yang setara sehingga dapat memenuhi syarat pada Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- d. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 5 (lima) MW tidak diharuskan untuk melakukan pengaturan frekuensi primer dengan *governor* reaksi cepat; dan
- e. pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) yang tidak dilibatkan dalam pengaturan frekuensi dengan *governor* reaksi cepat harus melalui kajian khusus penyebab ketidakmampuan pembangkit tersebut.

CC 4.4.2.8 Sistem Kontrol Eksitasi Otomatis

Unit pembangkit dengan generator sinkron dan/atau *synchronous condenser* harus dilengkapi dengan sistem kontrol eksitasi otomatis dengan syarat sebagai berikut:

- a. sistem kontrol eksitasi otomatis yang bereaksi cepat, tipe statik, dan terus-menerus bekerja dilengkapi dengan *power system stabilizer* (PSS) untuk menjaga pengaturan tegangan terminal

konstan unit pembangkit tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada keseluruhan rentang operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit agar memberikan izin pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyaksikan (*witness*) *commissioning test*. Sistem pengaturan eksitasi otomatis harus tetap beroperasi setiap saat dan tidak boleh dilepas atau dimatikan tanpa persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terlebih dahulu;

- b. unit pembangkit tidak diizinkan beroperasi pada mode daya reaktif konstan, mode faktor daya konstan, atau mode pengaturan khusus lainnya tanpa persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. sistem eksitasi harus dilengkapi dengan *power system stabilizer* (PSS) yang dapat meredam osilasi Sistem Tenaga Listrik pada rentang frekuensi 0,10 (nol koma satu nol) Hz sampai dengan 3,00 (tiga koma nol nol) Hz. *Power system stabilizer* (PSS) harus diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode antararea dengan *damping ratio* paling sedikit 10% (sepuluh persen) dengan tetap menjaga batas stabilitas yang cukup dari sistem pengaturan eksitasi. Pengelola pembangkit harus meminta persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk setelan *power system stabilizer* (PSS);
- d. sebelum *commercial operation date* (COD), masing-masing unit pembangkit memberikan bukti untuk meyakinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa *power system stabilizer* (PSS) unit pembangkit telah diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode osilasi antararea secara analitis dan tes verifikasi di lapangan, termasuk pengujian *switching* jaringan secara aktual. Pengelola pembangkit harus mengirim laporan kajian setelan *power system stabilizer* (PSS) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat 3 (tiga) bulan sebelum *commissioning test* unit pembangkit;
- e. susunan pengaturan frekuensi dan tegangan harus dapat beroperasi stabil secara terus-menerus pada kejadian gangguan di jaringan tanpa menyebabkan *trip* turbin dan penggerak utama dari pembangkit atau keluar dari jaringan; dan
- f. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 5 (lima) MW tidak diharuskan untuk melengkapi pembangkit dengan *power system stabilizer* (PSS).

CC 4.4.2.9 Pengaturan Pembangkitan Otomatis (*Automatic Generation Control*)

Pengaturan pembebanan pembangkit pada sistem harus dilakukan menggunakan fasilitas AGC yang berada di fasilitas pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Kecuali ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), unit pembangkit harus dilengkapi dengan pengatur pembangkitan agar AGC atau pengaturan keluaran (*output*) generator otomatis dapat mengikuti fluktuasi beban. Pengaturan pembebanan pembangkit dapat menyesuaikan keluaran generator dari sinyal yang dikirim dari fasilitas pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai keluaran yang diinginkan. Pengaturan beban yang dikirimkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dapat dibagi ke semua unit pembangkit di pusat pembangkit.

Setiap unit pembangkit harus mampu mengikuti beban pada seluruh rentang antara beban minimum dan kapasitas yang dideklarasikan unit pembangkit. Kemampuan unit pembangkit mengikuti beban meliputi aksi pengaturan sebagai berikut:

- a. mengikuti penjadwalan pembangkitan yang sudah ditetapkan;
- b. melaksanakan instruksi pembebanan; dan
- c. melaksanakan tugas AGC untuk tujuan pengaturan beban pada sistem pada rentang keluaran antara maksimum dan minimum yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Detail mengenai fasilitas yang mempengaruhi kemampuan pengaturan harus sesuai dengan syarat yang dideklarasikan unit pembangkit kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Penggunaan AGC tidak menyebabkan hambatan pada operasi *governor* reaksi cepat pada unit pembangkit atau sebaliknya.

Pusat pembangkit yang lebih kecil dari 5 (lima) MW tidak diharuskan untuk berpartisipasi dalam pengaturan frekuensi melalui peralatan AGC.

CC 4.4.3 Persyaratan Tambahan untuk Penyambungan Pembangkit EBT Intermiten

CC 4.4.3.1 Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)

- a. pengelola pembangkit PLTB harus menyediakan dokumentasi sesuai IEC 61400-22, edisi 1.0 2010-05 dan perubahannya untuk persetujuan penyambungan ke jaringan sebagai berikut:
 1. laporan evaluasi kondisi lokasi PLTB yang berisi persyaratan berikut:
 - a) kondisi angin;
 - b) kondisi lingkungan;

- c) kondisi gempa bumi;
 - d) kondisi jaringan tenaga listrik; dan
 - e) kondisi geoteknik;
2. pernyataan kesesuaian evaluasi kondisi lokasi;
 3. persyaratan desain turbin angin spesifik sesuai dengan kondisi lokasi PLTB dengan mempertimbangkan persyaratan minimum berikut:
 - a) suhu atau temperatur udara sekitar;
 - b) kelembaban udara sekitar;
 - c) radiasi sinar matahari;
 - d) curah hujan;
 - e) zat kimia aktif;
 - f) partikel aktif;
 - g) salinitas;
 - h) kondisi listrik; dan
 - i) petir;
 4. pernyataan kesesuaian desain khusus turbin angin sesuai dengan kondisi lokasi;
 5. laporan survei dari lokasi, tata letak, dan perkiraan produksi energi tahunan PLTB;
 6. sertifikat validitas tipe (*valid type certificate*) dan sertifikasi kurva daya (*certified power curve*) untuk model turbin angin PLTB yang dikeluarkan oleh badan sertifikasi yang terakreditasi; dan
 7. penilaian kompatibilitas koneksi jaringan (*grid connection compatibility assessment*) sesuai dengan persyaratan Aturan Jaringan yang dikeluarkan oleh badan sertifikasi yang menangani validitas tipe;
- b. setelah penyambungan ke jaringan (dalam waktu 1 (satu) tahun atau 1 (satu) musim angin tergantung mana yang lebih dulu), produsen turbin angin harus menyediakan dokumentasi berikut:
 1. laporan hasil uji verifikasi pengukuran kinerja daya (*power performance measurement*);
 2. laporan hasil uji kompatibilitas koneksi ke jaringan; dan
 3. verifikasi spesifikasi teknis.

CC 4.4.3.2 Pembangkit Listrik Tenaga Surya *Photovoltaik* (PLTS)

a. modul PV yang digunakan dalam proyek PLTS harus memenuhi persyaratan uji yang ditentukan dalam uji kualifikasi modul PV dari edisi IEC yang terbaru sebagai berikut:

1. modul PV jenis kristal silikon (*crystalline silicon solar cell*) (IEC 61215 dan perubahannya);
2. modul PV jenis film tipis (*thin film pv type*) (IEC 61646 dan perubahannya); dan
3. modul PV jenis konsentrator (*concentrator PV type*) (IEC 62108 dan perubahannya);

Selain itu, modul PV harus memenuhi persyaratan IEC 61730 dan perubahannya untuk kualifikasi pengujian keselamatan pada tegangan 1000V DC atau lebih tinggi. Modul PV yang akan digunakan dalam lingkungan yang sangat korosif harus memenuhi syarat IEC 61701 dan perubahannya;

b. *power conditioner/inverter* PLTS harus sesuai dengan standar IEC edisi terbaru atau standar yang setara sebagaimana ditentukan di bawah ini:

1. pengukuran efisiensi (IEC 61683 dan perubahannya);
2. pengujian lingkungan (IEC 60068 -2 / IEC 62093 dan perubahannya);
3. *EM compatibility* (EMC) (IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4 dan perubahannya dan bagian lain yang relevan dari IEC 61000 dan perubahannya);
4. keamanan kelistrikan (IEC 62103 / IEC 62109-1 & 2 dan perubahannya); dan
5. *anti-islanding protection* (IEEE 1547 / IEC 62116 / UL 1741 dan perubahannya);

c. subsistem atau komponen lain yang digunakan dalam PLTS (seperti kabel, konektor, *junction boxes*, dan *surge protection devices*) harus memenuhi standar nasional Indonesia atau standar internasional yang relevan untuk keselamatan listrik, usia pakai (*service life*), dan ketahanan terhadap cuaca (*weather resistance*);

d. modul PV, *power conditioner*, *thin film*, dan sistem *concentrate photovoltaic* (CPV) yang digunakan dalam PLTS harus memiliki sertifikat uji yang valid dari laboratorium uji yang terakreditasi (*reputed ILAC member labs*) untuk memenuhi persyaratan kualifikasi yang sesuai dengan standar IEC; dan

- e. keluaran daya (*power output*) modul PV yang digunakan dalam PLTS harus mempunyai jaminan (*warranty*) bahwa keluaran daya modul tidak boleh kurang dari 90% (sembilan puluh persen) pada akhir 10 (sepuluh) tahun dan 80% (delapan puluh persen) pada akhir 25 (dua puluh lima) tahun.

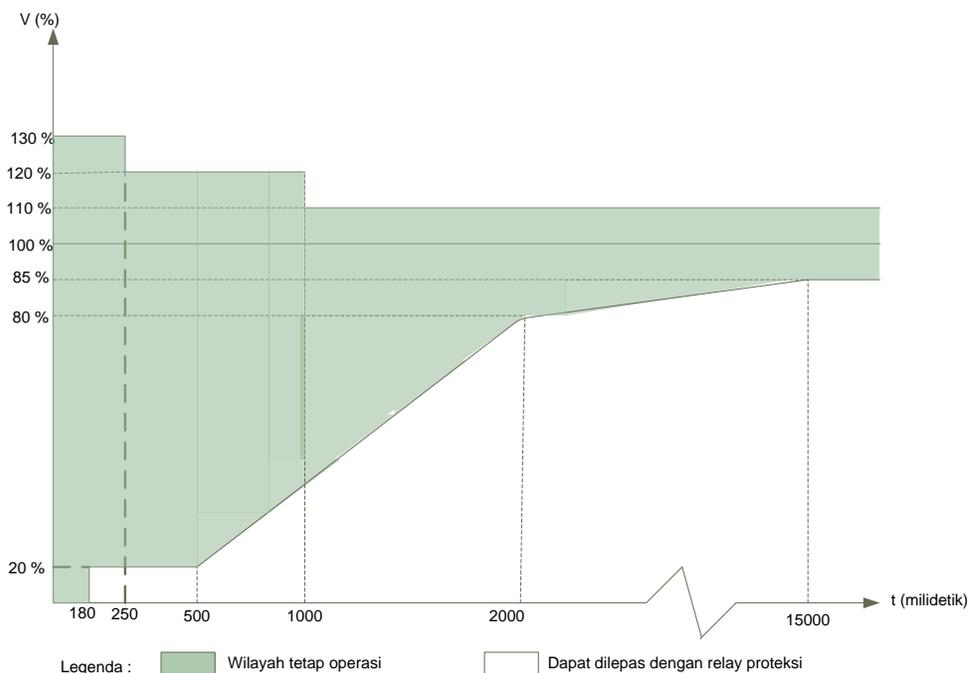
CC 4.4.4 Sistem Pengaturan Tegangan

CC 4.4.4.1 Pembangkit, *synchronous condenser*, dan/atau peralatan kompensator tegangan dari jenis *flexible alternating current transmission system* (FACTS) harus mampu berkontribusi untuk pengaturan tegangan dengan mengatur daya reaktif yang dipasok ke jaringan secara dinamis. Pembangkit harus dapat mempertahankan tegangan pada *busbar* tegangan tinggi (HV *busbar*) pada nilai yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada batas daya reaktif tidak terlewati sesuai CC 4.4.2.5 (Kemampuan Daya Reaktif).

CC 4.4.4.2 Untuk memenuhi syarat sebagaimana dimaksud dalam CC 3.2 (Variasi pada Tegangan Sistem), unit pembangkit harus dilengkapi sistem pengaturan yang sesuai agar dapat mengatur tegangan atau pengaturan daya reaktif tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada seluruh rentang operasi.

CC 4.4.4.3 *Low Voltage Ride Through* (LVRT) dan *High Voltage Ride Through* (HVRT)

Semua unit pembangkit harus mampu beroperasi melewati tegangan rendah (LVRT) dan beroperasi melewati tegangan tinggi (HVRT) sesuai gambar di bawah ini:



Gambar 2: Grafik LVRT dan HVRT

CC 4.4.4.4 Pembatasan daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) selama terjadi gangguan hubung singkat dan pemulihan pada pembangkit EBT intermiten:

- a. pada gangguan hubung singkat 3 (tiga) *phase*, konsumsi daya aktif dan reaktif sesaat kurang dari 0,6 pu (nol koma enam per unit) diizinkan selama hanya 40 ms (empat puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat, dan 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan;
- b. pada gangguan hubung singkat tidak seimbang 1 (satu) *phase* dan 2 (dua) *phase* konsumsi daya aktif dan reaktif sesaat kurang dari 0,4 pu (nol koma empat per unit) diizinkan selama hanya 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan; dan
- c. setelah gangguan diamankan, pembangkit EBT intermiten tidak menyerap daya reaktif dari jaringan. Penyerapan daya reaktif sebelum gangguan harus dihilangkan dalam 200 ms (dua ratus millisecond) setelah gangguan diamankan. Penyerapan daya reaktif diizinkan kembali dengan penerapan strategi pengaturan tegangan setelah tegangan tersebut stabil selama 60 (enam puluh) detik di atas nilai nominal pascagangguan diamankan.

CC 4.4.4.5 Injeksi Daya Aktif dan Daya Reaktif pada Pembangkit EBT Intermiten Saat Gangguan Hubung Singkat

Pembangkitan daya reaktif pada tegangan gangguan kurang dari 0,85 pu (nol koma delapan lima per unit) diberlakukan seperti AVR pada pembangkit sinkron konvensional, yaitu dalam bentuk kontroler tegangan *proportional integrator* (PI) dengan referensi arus reaktif sebagai pengendali *output*. Input kendali merupakan perbedaan antara tegangan *set point* (rms/*root mean square*) dan tegangan pada titik sambung (rms/*root mean square*) yang melewati filter *washout* dengan batasan arus reaktif maksimum dan minimum.

Karakteristik khusus pengaturan berlaku sebagai berikut:

- a. pengaturan tegangan diaktifkan untuk setiap tegangan di luar rentang operasi normal;
- b. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan tegangan dalam operasi normal, titik *set point* tegangan selama gangguan tidak boleh berubah;

- c. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan daya reaktif atau mode faktor daya, *set point* tegangan selama gangguan merupakan tegangan sebelum gangguan hubung singkat;
- d. selama gangguan, peralatan harus mengirim atau menyerap arus reaktif urutan positif berdasarkan aksi pengatur tegangan (*voltage controller*) dengan tingkat kejenuhan minimum sebagai berikut:

Tabel 6: Arus Reaktif Minimum yang Harus Dikirim atau Diserap

V (pu)	Arus Reaktif Minimum (pu)	Keterangan
0	1.0	mengirim
0.5	0.9	mengirim
0.85	0.6	mengirim
0.9	0.3	mengirim
1.1	-0.3	menyerap
1.15	-0.6	menyerap
1.3	-0.72	menyerap
>1.3	-	dilepas oleh relai proteksi

- e. tingkat kejenuhan diimplementasikan pada tingkat kejenuhan pengatur tegangan (*voltage controller*) yang bekerja dalam operasi normal dan pada kondisi gangguan;
- f. untuk rentang tegangan lebih dari 0,85 pu (nol koma delapan lima per unit) sampai dengan kurang dari 1,15 pu (satu koma satu lima per unit), arus reaktif yang dikirim akan bereaksi sesuai dengan kerja pengatur tegangan (*voltage controller*) yang dapat mencapai batas titik jenuh *regulator*; dan
- g. setelah gangguan hilang, pengatur tegangan (*voltage controller*) akan tetap diaktifkan selama 30 (tiga puluh) detik setelah level tegangan kembali ke level operasi normal. Setelah itu, pengatur tegangan (*voltage controller*) akan dinonaktifkan dan syarat daya reaktif untuk operasi normal akan diberlakukan.

CC 4.5 Pembebanan Urutan *Phase* Negatif

Sebagai tambahan untuk memenuhi syarat yang dinyatakan pada peralatan generator, masing-masing unit pembangkit harus dapat bertahan tanpa *trip* terhadap pembebanan urutan *phase* negatif pada kejadian pengamanan gangguan *phase* ke *phase* oleh sistem proteksi cadangan (*backup*) pada jaringan transmisi.

CC 4.6 Relai yang Sensitif terhadap Frekuensi

Unit pembangkit harus terus beroperasi pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi) sesuai waktu yang ditentukan.

Unit pembangkit di pusat pembangkit harus dilengkapi *underfrequency relay*. *Underfrequency relay* harus diatur men-*trip*-kan pemutus daya (*circuit breaker*) sisi tegangan tinggi apabila frekuensi di jaringan mencapai 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz atau ketika frekuensi mencapai 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan bertahan selama 20 (dua puluh) detik. Unit pembangkit harus berhasil menjadi operasi *house load* akibat pemutusan jaringan di atas dan relai terpasang di pusat pembangkit. Skema relai harus sesuai dengan aturan proteksi dan kontrol pada Aturan Jaringan Sulawesi ini.

Pengelola pembangkit bertanggung jawab untuk memproteksi semua unit peralatan dari kerusakan apabila terjadi ekskursi frekuensi di luar rentang 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. Apabila ekskursi frekuensi tersebut terjadi, unit pembangkit dapat melepas peralatan untuk alasan keamanan personel.

CC 4.7 Peralatan *Monitoring* Pusat Pembangkit dan Unit Pembangkit

Pembangkit harus memasang peralatan SCADA atau sistem otomasi dengan protokol komunikasi data yang sesuai dengan standar nasional Indonesia atau standar internasional dan disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Peralatan SCADA atau sistem otomasi tersebut digunakan untuk melakukan kontrol dan *monitoring* unit pembangkit.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memasang peralatan *wide area monitoring system* (WAMS) di GI atau di unit pembangkit. Spesifikasi dan parameter *monitoring* peralatan tersebut untuk memudahkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memonitor perilaku dinamik secara luas dari pembangkit saat kondisi normal dan gangguan sistem. Peralatan monitor yang terpasang harus dapat merekam kejadian pada saat kejadian yang lambat atau yang cepat dengan resolusi yang sesuai agar dapat dimanfaatkan untuk pelaksanaan analisis setelah gangguan.

CC 4.8 *Ramp Rate* untuk Keperluan *Dispatch*

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merinci persyaratan unit pembangkit terkait *ramp rate* pada saat *dispatch* dengan berkonsultasi dengan pengelola pembangkit yang sesuai dengan kesepakatan pada saat pengajuan sambung.

CC 4.9 Operasi *House Load*

Pada kejadian:

- a. unit pembangkit lepas dari jaringan secara tiba-tiba; dan/atau
- b. gangguan sistem atau unit pembangkit dan jaringan terlepas (termasuk lepasnya suplai *auxiliary* pembangkit dari sistem),

masing-masing unit pembangkit harus mampu beroperasi *house load* paling singkat 40 (empat puluh) menit. Pada waktu tersebut, masing-masing unit pembangkit harus siap sinkron kembali ke jaringan dan mampu menaikkan keluaran pembangkitannya seperti biasa. Kemampuan operasi *house load* harus benar-benar tidak tergantung pada kesiapan suplai dari jaringan. Pengelola pembangkit harus melakukan pengujian *house load* paling sedikit 1 (satu) kali dalam 2 (dua) tahun atau mengikuti jadwal pemeliharaan pembangkit dan dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.10 Kemampuan Asut Gelap (*Black start*)

Unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap (*black start*) sangat diperlukan dalam jaringan tenaga listrik. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengidentifikasi dan merekomendasikan unit pembangkit yang harus memiliki kemampuan asut gelap (*black start*). Kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit merupakan kemampuan unit pembangkit untuk *start* tanpa bantuan daya dari luar disertai unit *emergency diesel generator* (EDG) untuk keandalan.

CC 4.11 Parameter Simulasi Dinamik

Pengelola pembangkit yang berkapasitas:

- a. lebih besar atau sama dengan 20 (dua puluh) MW; dan
- b. lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW jika diperlukan untuk analisis sistem,

harus menyiapkan model parameter simulasi dinamik untuk analisis Sistem Tenaga Listrik dalam bentuk laporan dan model *software*, yang meliputi model generator atau pembangkit, parameter dan blok diagram kontrol *governor*, parameter dan blok diagram sistem eksitasi dan *power system stabilizer* (PSS), dan parameter trafo penaik tegangan (*step up*) pembangkit yang divalidasi melalui pengujian di lapangan.

Pengelola pembangkit dapat menunjuk lembaga independen dan bersertifikasi nasional yang disepakati pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pengujian dan pemodelan parameter simulasi dinamik pembangkit dan hasilnya diserahkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Model parameter simulasi dinamik pembangkit harus sesuai standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan dapat digunakan dalam 2 (dua) macam aplikasi simulasi analisis Sistem Tenaga Listrik yang digunakan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pengujian parameter simulasi dinamik pembangkit untuk pemodelan terdiri atas 2 (dua) jenis:

a. Tipe Pengujian Dasar Penuh (*Full Baseline Testing*)

Tipe ini merupakan tipe pengujian secara keseluruhan untuk mendapatkan model generator, sistem eksitasi, turbin *governor*, dan *power system stabilizer* (PSS) yang dilaksanakan setidaknya 1 (satu) kali selama umur operasi generator yang bersangkutan. Tipe ini dilakukan untuk:

1. generator *eksisting* yang belum pernah diuji dan divalidasi parameter dinamikanya, dilakukan paling lambat pada saat penerbitan kembali sertifikat laik operasi (SLO);
2. generator baru dalam rentang waktu 180 (seratus delapan puluh) Hari terhitung sejak tanggal *commercial operation date* (COD);
3. generator dengan perubahan peralatan yang mempengaruhi respons dinamik; dan
4. generator yang diindikasikan mempunyai perbedaan respons sebenarnya dengan modelnya; dan

b. Tipe Pengujian Validasi Ulang Performa Model (*Model Performance Revalidation*)

Pembangkit yang telah melakukan pengujian dasar penuh harus melakukan pengujian validasi ulang performa model. Pengujian ini merupakan uji dinamik parsial yang harus dilakukan dengan periode 5 (lima) tahun sekali atau untuk pembangkit dengan perubahan peralatan parsial. Pengujian ini bertujuan untuk validasi parameter dengan keperluan sebagai berikut:

1. validasi respons sistem eksitasi;
2. validasi respons *governor*; dan
3. validasi kapabilitas daya reaktif.

Pembangkit yang tidak melaksanakan pengujian dan pemodelan dinamik diklasifikasikan sebagai bentuk ketidakpatuhan terhadap Aturan Jaringan Sulawesi.

CC 4.12 Persyaratan Peralatan Telekomunikasi

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan peralatan telekomunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas telekomunikasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang meliputi:

a. Suara (*Voice*)

1. *Hotline* Operasi sistem

Fasilitas telekomunikasi suara khusus untuk operasional sistem (*fixed hotline*) kategori fungsi *operation technology* (OT). Fasilitas telekomunikasi dilengkapi dengan alat perekam dan sistem kolaborasi yang terhubung dari pusat kontrol (*control center*) pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk semua unit pembangkit dan GI 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sesuai dengan kaidah pengaturan operasi sistem; dan

2. Administratif

Jaringan telekomunikasi suara *fixed line* dan/atau *mobile* atau fasilitas telekomunikasi umum (publik) untuk semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilengkapi dengan radio dan *mobile* sebagai *backup* untuk keperluan administrasi; dan

b. Data

Fasilitas telekomunikasi khusus untuk rangkaian peralatan kategori fungsi *operation technology* (OT) meliputi proteksi sistem, Proteksi peralatan, SCADA dan otomasi, *wide area monitoring system* (WAMS), PMU, DFR, dan transaksi tenaga listrik.

Fasilitas telekomunikasi data untuk kategori fungsi *information technology* (IT) meliputi *local area network* (LAN) dan aplikasi administrasi.

CC 4.12.1 *Availability* telekomunikasi paling sedikit sebesar 99,9% (sembilan puluh sembilan koma sembilan persen). Untuk menjamin tersedianya *monitoring* dan pengaturan jaringan transmisi yang memadai, fasilitas telekomunikasi di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus disiapkan sesuai dengan persyaratan atau fasilitas telekomunikasi lain yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

- CC 4.12.2 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan media telekomunikasi dan perangkat sesuai spesifikasi titik sambung yang dapat berupa media FO dan/atau PLC yang dipasang pada 2 (dua) *line* transmisi atau media lain sesuai kondisi dan karakter teknis kebutuhan.
- CC 4.12.3 Jaringan telekomunikasi untuk kebutuhan *operation technology* (OT) seperti *hotline*, *radio voice*, SCADA dan otomasi, proteksi peralatan, proteksi sistem, *wide area monitoring system* (WAMS), PMU, DFR, dan transaksi tenaga listrik harus menggunakan sistem yang terpisah dengan telekomunikasi *information technology* (IT) dan telekomunikasi publik.
- CC 4.12.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi suara *fixed hotline* yang independen. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyediakan perangkat *fixed hotline* di ruang kendali pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik agar dapat berkomunikasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Terminologi independen mengandung pengertian bahwa apabila salah satu saluran terganggu, saluran yang lain masih dapat dipakai. Saluran telekomunikasi tersebut harus terpadu secara memadai dengan fasilitas telekomunikasi yang telah ada. Saluran suara *hotline* harus digunakan untuk komunikasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik serta hanya digunakan untuk maksud operasi sistem.
- CC 4.12.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi data SCADA dan otomasi yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi, pengukuran, telemetri, dan *remote control* berdasarkan *Appendix 3 - Aturan Penyambungan (Pengukuran, Telemetri, dan Remote Control pada Titik Sambung)* ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.12.6 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran untuk komunikasi *operation technology* (OT), meliputi proteksi peralatan dan proteksi sistem yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi *remote protection*, pengukuran, dan telemetri sesuai *Appendix 1 dan Appendix 3 - Aturan Penyambungan* ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

- CC 4.12.7 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan saluran telekomunikasi data yang dilengkapi *backup* untuk komunikasi *operation technology* (OT), antara lain meliputi *automatic meter reading* (AMR), DFR, *wide area monitoring system* (WAMS), dan PMU.
- CC 4.12.8 Peralatan telekomunikasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik kompatibel dengan peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan dapat dikontrol secara *remote*.
- CC 4.12.9 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memelihara fasilitas telekomunikasi serta harus melengkapi alat catu daya utama dan cadangan yang memadai paling sedikit untuk 8 (delapan) jam.
- CC 4.12.10 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempunyai hak akses untuk dapat melakukan paling sedikit fungsi *configuration management* dan *fault management* peralatan telekomunikasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5 Prosedur Penyambungan

CC 5.1 Kajian untuk Penyambungan

Penyambungan semua unit pembangkit (termasuk EBT intermiten) yang diusulkan oleh pengembang pembangkit listrik harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada perencana sistem PT PLN (Persero). Penyambungan konsumen tenaga listrik (termasuk operasi paralel) harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero).

Sebelum tahap pembangunan dan penyambungan unit pembangkit, pembangunan dan penyambungan instalasi jaringan baru, dan/atau penyambungan konsumen tenaga listrik baru, kajian di bawah ini harus dipenuhi terlebih dahulu, yang meliputi:

- a. kajian kelayakan proyek (*feasibility study*); dan
- b. permintaan evaluasi sambung.

Perencana sistem PT PLN (Persero) atau pengelola distribusi PT PLN (Persero) bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) melakukan evaluasi terhadap kajian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b.

Perencana sistem PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat meminta kajian lain di luar kajian kelayakan proyek untuk mendukung proses reviu dan evaluasi sambung.

CC 5.1.1 Kajian Kelayakan Proyek

Kajian kelayakan proyek merupakan kajian dampak terhadap jaringan apabila unit pembangkit, transmisi baru, atau konsumen tenaga listrik baru tersambung ke jaringan. Kajian kelayakan proyek paling sedikit memenuhi garis besar kajian kelayakan proyek di bawah ini:

- a. informasi rinci mengenai pembangkit atau *engineering project*, termasuk *single line diagram* pembangkit dan interkoneksinya serta nilai perhitungan proteksi sisi tegangan rendah dan tegangan tinggi;
- b. usulan data teknis komponen, sertifikasi internasional, dan sertifikasi nasional;
- c. sistem kontrol dan pengaturan pembangkit, serta integrasi SCADA atau sistem otomasi;
- d. produksi energi tahunan untuk pembangkit EBT intermiten termasuk perkiraan susut, ketidakpastian atau variabilitas (data realisasi kecepatan angin atau iradiasi matahari di lokasi pembangkit paling sedikit dalam 1 (satu) tahun), dan perkiraan produksi tahunan. Produksi energi tahunan harus dihitung sebagai energi arus bolak-balik yang dipasok ke titik sambung;
- e. informasi operasi dan siklus pembangkitan unit pembangkit dengan generator sinkron (termasuk variasi musim dan jadwal pemeliharaan), pembangkitan yang dipasok ke titik sambung secara individual atau agregat, rentang operasi (*technical minimum loading* dan kapasitas terpasang), *ramp rates*, waktu asut gelap (*black start*) atau *cold start* hingga mencapai pembebanan optimal, deskripsi logika AGC, serta kemampuan integrasi dari sistem otomasi atau SCADA dan protokolnya;
- f. skenario status jaringan, bagian dari kajian ini harus menggambarkan skenario yang dipilih untuk analisis. Seluruh kombinasi dari hal berikut ini harus dimasukkan dalam daftar skenario, antara lain beban puncak dan beban rendah, maksimum dan minimum energi, musim hujan dan musim kemarau, dan hal lain yang sesuai untuk teknologi yang dipilih;
- g. selain sebagaimana dimaksud dalam huruf f, untuk pembangkit EBT intermiten ditambahkan skenario perubahan saat kecepatan angin maksimum (*cut off* dari turbin angin), terjadinya awan saat kondisi iradiasi maksimal ke kondisi iradiasi tertutup awan, gangguan transmisi dan reaksi pembangkit dengan proteksi *low voltage ride through* (LVRT), dan kemampuan *support* tegangan dari unit pembangkit dengan representasi *inverter* yang sesuai; dan
- h. urutan analisis yang harus dikerjakan untuk setiap skenario beserta asumsi serta mitigasi pada analisis berikut:

1. analisis aliran daya pada kondisi tunak (*steady state power flow analysis*);
2. analisis hubung singkat;
3. analisis kestabilan frekuensi, *transient*, dan *small signal*;
4. analisis kualitas daya; dan
5. analisis pembebanan (*dispatching*).

Sebelum mendapat persetujuan evaluasi, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus menyiapkan dan mempresentasikan kajian kelayakan proyek kepada perencana sistem PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk direviu dan mendapat persetujuan. Sebelum disetujui, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus memenuhi rekomendasi perbaikan yang diberikan oleh perencana sistem PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah proses reviu kajian kelayakan proyek.

CC 5.1.2 Permintaan Evaluasi Sambung (*Connection Evaluation Request*)

CC 5.1.2.1 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Pembangkitan

Pengembang pembangkit listrik harus mengajukan permintaan sambung kepada perencana sistem PT PLN (Persero). Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit harus berisi hal berikut:

- a. usulan titik sambung dan level tegangan;
- b. usulan teknologi pembangkit;
- c. usulan profil pembangkitan, termasuk rincian khusus energi maksimum dan minimum yang dipasok pada titik sambung serta siklus pembangkitan untuk 24 (dua puluh empat) jam, 1 (satu) bulan, dan 1 (satu) tahun. Untuk unit pembangkit yang tergantung pada variasi musim, profil pembangkitan pada setiap musim harus ditunjukkan. Profil pembangkitan tersebut harus jelas memuat periode pemeliharaan dan penurunan pembangkitan yang diakibatkannya;
- d. deskripsi dan jumlah unit pembangkit yang diusulkan, kemampuan kontrol unit tersebut, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, dan *ramp rate*;
- e. batas pembebanan minimum dan maksimum setiap unit pembangkit dan waktu yang diperlukan dari asut gelap (*black start*) atau asut dingin (*cold start*) hingga mencapai pembebanan minimum;
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;

- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date* (COD); dan
- h. pernyataan bahwa pengembang pembangkit listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada Aturan Jaringan Sulawesi.

Setelah menerima usulan permintaan evaluasi sambung, perencana sistem PT PLN (Persero) memberikan jawaban kepada pengembang pembangkit listrik paling lambat 90 (sembilan puluh) hari. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, perencana sistem PT PLN (Persero) bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, pengembang pembangkit listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh pengembang pembangkit listrik agar dapat memenuhi semua syarat Aturan Jaringan Sulawesi. Pengembang pembangkit listrik harus berkoordinasi dengan perencana sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memenuhi penyesuaian dimaksud hingga mendapat persetujuan.

CC 5.1.2.2 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Konsumen Tenaga Listrik

Permintaan evaluasi sambung berlaku untuk konsumen tenaga listrik yang mengusulkan penyambungan ke jaringan. Konsumen tenaga listrik mengajukan permintaan penyambungan melalui pengelola distribusi PT PLN (Persero). Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit harus berisi hal berikut:

- a. daya yang dibutuhkan;
- b. usulan titik sambung dan level tegangan;
- c. jenis pemanfaatan energi listrik;
- d. deskripsi spesifikasi teknis peralatan yang akan tersambung;
- e. konsumen tenaga listrik yang memiliki unit pembangkit (operasi paralel) harus menyampaikan deskripsi dan jumlah unit pembangkit, kemampuan kontrol unit pembangkit, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, *ramp rate*, dan spesifikasi teknis generator yang akan paralel;
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;
- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date* (COD); dan
- h. pernyataan konsumen tenaga listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada Aturan Jaringan Sulawesi.

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) memberikan jawaban kepada konsumen tenaga listrik paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak menerima usulan permintaan evaluasi sambung. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, pengelola distribusi PT PLN (Persero) bekerja sama dengan perencana sistem PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, konsumen tenaga listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh konsumen tenaga listrik agar dapat memenuhi semua syarat Aturan Jaringan Sulawesi. Konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi dengan pengelola distribusi PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memenuhi penyesuaian dimaksud hingga mendapat persetujuan.

CC 5.2 Permintaan Sambung Setelah Konstruksi

CC 5.2.1 Setelah unit pembangkit, transmisi, atau GI selesai dibangun, pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menyampaikan permohonan sambung untuk pemberian tegangan (*energize*) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Permohonan sambung diajukan paling lambat 10 (sepuluh) hari kerja sebelum tanggal pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, sepanjang pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sudah memenuhi persyaratan fasilitas dari titik sambung, dengan ketentuan:

- a. memenuhi persyaratan dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknisnya;
- b. memenuhi persyaratan Aturan Operasi;
- c. menyampaikan permintaan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, termasuk informasi keinginan waktu tercepat untuk pemberian tegangan (*energize*);
- d. menyampaikan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi yang diperlukan untuk mempersiapkan urutan kerja lapangan:
 1. daftar peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik seperti trafo, *tap changer*, pengaturan dan pasokan reaktif, dan peralatan proteksi yang mempengaruhi jaringan; dan

2. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan bertanggung jawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab pada titik sambung, atau lokasi kantor kerja; dan
- e. menyampaikan konfirmasi tertulis kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa semua peralatan pada titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Sulawesi, kecuali yang dijamin oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 5.2.2 Sebelum pemberian tegangan (*energize*) atau sinkron titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi semua persyaratan Aturan Jaringan Sulawesi. Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan bahwa media telekomunikasi yang diperlukan untuk suara, proteksi, dan peralatan kontrol yang terpasang memenuhi standar dalam Aturan Jaringan Sulawesi.

Fasilitas yang dibangun oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diperiksa dan dinyatakan telah memenuhi persyaratan oleh lembaga inspeksi teknik terakreditasi. Izin untuk penyambungan ke jaringan harus diberikan secara tertulis oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Prosedur pemberian tegangan harus diikuti oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5.2.3 Tanggung Jawab Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus:

- a. memenuhi persyaratan penyambungan;
- b. menyampaikan pernyataan bahwa fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan Sulawesi;
- c. menyampaikan jadwal lapangan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) meliputi informasi mengenai:
 1. daftar peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;

2. daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 3. penjelasan jadwal telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, telemetri, dan peralatan kontrol; dan
 4. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab, dan satuan organisasi; dan
- d. menyiapkan prosedur keselamatan kerja setempat dan nama petugas koordinator keselamatan kerja sesuai dengan persyaratan yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 9 – Koordinasi Keselamatan).

CC 5.2.4 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung dan setelah persyaratan penyambungan dipenuhi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan apakah fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sepenuhnya memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan Sulawesi. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyusun prosedur pemberian tegangan (*energize*) secara bersama-sama dan menyepakati prosedur pemberian tegangan (*energize*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) setelah fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mendapatkan rekomendasi dari lembaga inspeksi teknik yang terakreditasi.

CC 5.2.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan lembaga inspeksi teknik melakukan kesepakatan waktu pemeriksaan titik sambung. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemeriksaan titik sambung dan dapat dilakukan pemeriksaan peralatan terkait lainnya termasuk pengujian yang diperlukan untuk meyakinkan bahwa pemberian tegangan (*energize*) titik sambung tidak akan mengganggu keamanan dan kelangsungan operasi.

CC 5.2.6 Dalam hal lembaga inspeksi teknik menyatakan bahwa kondisi titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Sulawesi dan siap untuk pemberian tegangan (*energize*), lembaga inspeksi teknik menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung.

CC 5.2.7 Dalam hal lembaga inspeksi teknik telah menyatakan bahwa titik sambung peralatan terkait lainnya tidak siap menerima tegangan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan perbaikan seperlunya sehingga dinyatakan sesuai dan layak diberi tegangan oleh lembaga inspeksi teknik yang terakreditasi.

CC 5.3 Pemberian Tegangan (*Energize*) pada Titik Sambung

CC 5.3.1 Setelah lembaga inspeksi teknik menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan prosedur pemberian tegangan (*energize*) yang telah disusun dan disepakati bersama.

CC 5.3.2 Rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem dari lembaga inspeksi teknik berlaku selama 7 (tujuh) hari kerja terhitung sejak terbitnya rekomendasi. Apabila pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) melebihi durasi waktu yang ditentukan, rekomendasi tersebut perlu diperbarui kembali.

CC 5.3.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) titik sambung atas permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan jadwal dan *standard operating procedure* (SOP) yang telah dibuat sebelumnya.

CC 5.3.4 Proses pemberian tegangan (*energize*) dilakukan selama 24 (dua puluh empat) jam atau sesuai dengan durasi yang diperlukan untuk jenis peralatan yang diuji sebagai bagian dari pengujian sistem.

CC.5.3.5 Percobaan pembebanan yang dilakukan setelah proses pemberian tegangan (*energize*) bertujuan antara lain untuk pengujian *stability* peralatan proteksi, pengamatan *hot spot* pada terminasi titik sambung primer, dan pengukuran kebisingan.

CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan revisi atas data operasi terdaftar yang memperlihatkan perubahan yang terjadi pada titik sambung dan/atau peralatan terkait lainnya.

CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitas untuk memenuhi persyaratan dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Setelah pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus tetap menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Sulawesi.

Appendix 1: Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung

CCA1 1 Umum

Semua peralatan yang tersambung dengan jaringan harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional. Hal ini meliputi, namun tidak terbatas pada, PMT, PMS, peralatan pembumian, trafo tenaga, IBT, trafo tegangan, trafo arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *busbar*, isolator, *line traps*, peralatan kopling, generator, turbin, dan koordinasi isolasi pada titik sambung.

CCA1 2 Setiap titik sambung antara fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan transmisi harus dikontrol oleh PMT yang mampu memutuskan arus hubung singkat maksimum pada titik sambung. Berdasarkan permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan nilai arus hubung singkat.

CCA1 2.1 Pengaturan Proteksi

Proteksi untuk fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik ke titik sambung pada jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan paling sedikit seperti di bawah ini.

Setting proteksi pembangkit harus dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

Setting proteksi GI dan transmisi harus dikoordinasikan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

Koordinasi *setting* proteksi untuk instalasi baru, penggantian peralatan utama, atau penggantian relai proteksi harus dilakukan antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola transmisi PT PLN (Persero). Semua peralatan instalasi tenaga listrik yang tersambung dengan jaringan harus diamankan dengan sistem proteksi yang sesuai.

CCA1 2.2 Waktu pemutusan gangguan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. waktu pemutusan gangguan di sisi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung dengan jaringan transmisi, mulai dari saat terjadinya gangguan sampai dengan padamnya busur listrik oleh terbukanya PMT, harus kurang dari atau sama dengan:
 1. 90 ms (sembilan puluh millisecond) untuk 500 (lima ratus) kV;
 2. 100 ms (seratus millisecond) untuk 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV;
 3. 120 ms (seratus dua puluh millisecond) untuk 150 (seratus lima puluh) kV; dan
 4. 150 ms (seratus lima puluh millisecond) untuk 66 (enam puluh enam) kV;
- b. waktu pemutusan gangguan untuk jaringan 20 (dua puluh) kV harus ditentukan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero), tergantung pada lokasi titik sambung;

Koordinasi waktu pemutusan gangguan dekat bus 20 (dua puluh) kV sebagai berikut:

1. gangguan *phase ke phase*, OCR *incoming* paling lama 1 s (satu second) dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 ms (tujuh ratus millisecond);
2. gangguan 1 (satu) *phase* ke tanah:
 - a) pembumian (*grounding*) langsung, GFR *incoming* paling lama 1 s (satu second) dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 ms (tujuh ratus millisecond); dan
 - b) pembumian (*grounding*) dengan tahanan rendah dan tinggi, GFR *incoming* paling besar 50% (lima puluh persen) dari waktu ketahanan arus kontinyu NGR dan dikoordinasikan dengan waktu SBEF. *Setting* selisih waktu antara GFR dan SBEF pada penyulang (*feeder*) diatur paling singkat 300 ms (tiga ratus millisecond);

- c. dalam hal terjadi kesalahan peralatan proteksi utama milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, proteksi cadangan (*backup*) yang disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diatur dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 400 ms (empat ratus millisecond). Pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyediakan proteksi cadangan yang bekerja dengan waktu yang lebih lambat daripada proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk diskriminasi waktu;
- d. proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharapkan mampu bertahan dan tanpa *trip* terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan transmisi oleh proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) atau proteksi cadangan. Kondisi ini akan memberikan peluang diskriminasi waktu antara proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan proteksi cadangan yang ada di jaringan transmisi;
- e. proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang pada:
 - 1. semua titik sambung 500 (lima ratus) kV;
 - 2. semua titik sambung 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV;
 - 3. semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV dengan 500 (lima ratus) kV, dan
 - 4. semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV dengan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV.

Dalam hal terjadi kegagalan pemutusan arus gangguan oleh PMT, proteksi kegagalan PMT akan men-*trip*-kan semua PMT yang tersambung langsung dengan PMT yang gagal dalam rentang waktu 200 ms (dua ratus millisecond) sampai dengan 250 ms (dua ratus lima puluh millisecond); dan

- f. unjuk kerja sistem proteksi (*protection system performance index*) jaringan merupakan ukuran rata-rata dari kemampuan dan keberhasilan peralatan proteksi secara tepat men-*trip*-kan PMT pada saat terjadi gangguan primer sistem (*dependability index*) dan ukuran keamanan sistem proteksi pada saat tidak terjadi gangguan di primer sistem (*security index*). Semua *main protection unit* (MPU) untuk jenis, merk, tipe, dan *firmware* yang sama seperti *distance protection*, *line current differential protection*, *transformer differential protection*, *busbar differential protection (low impedance)* dan *diameter differential protection* atau CCP jenis *low impedance* harus lulus:

1. pengujian jenis atau *type test*;
2. pengujian *interoperability*; dan
3. pengujian dinamik menggunakan model sistem dari pengelola transmisi PT PLN (Persero) dengan nilai *security index* dan *dependability index* paling sedikit 99,5%.

CCA1 2.3 Peralatan Proteksi yang Diperlukan

CCA1 2.3.1 Proteksi pada Fasilitas Interkoneksi

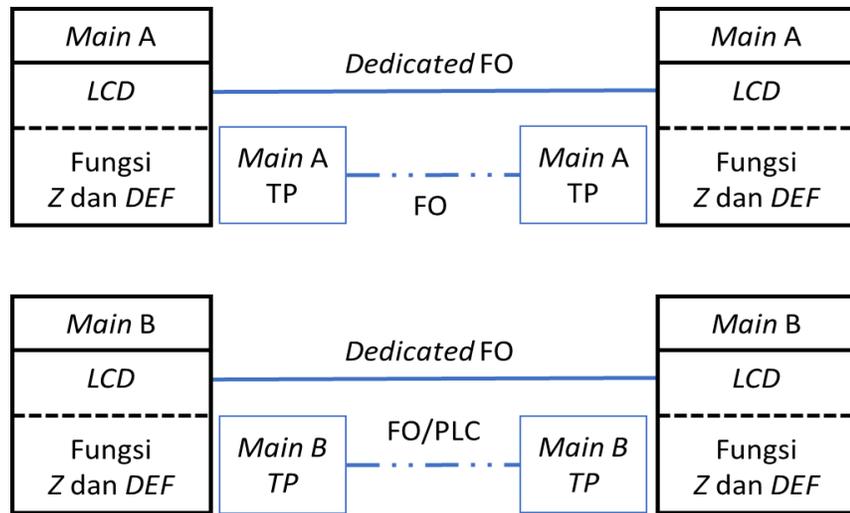
Semua peralatan proteksi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat mempengaruhi fasilitas jaringan transmisi harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan/atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) sesuai dengan kewenangannya. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mendapatkan persetujuan atas rencana peralatan proteksi sebelum dipasang. Persyaratan proteksi fasilitas interkoneksi jaringan transmisi dikelompokkan berdasarkan perbandingan impedansi sumber terhadap impedansi saluran (SIR). Suatu saluran didefinisikan sebagai:

- a. saluran pendek, jika $SIR > 4,0$ (empat koma nol);
- b. saluran sedang, jika $0,5$ (nol koma lima) $\leq SIR \leq 4,0$ (empat koma nol); dan
- c. saluran panjang, $SIR < 0,5$ (nol koma lima).

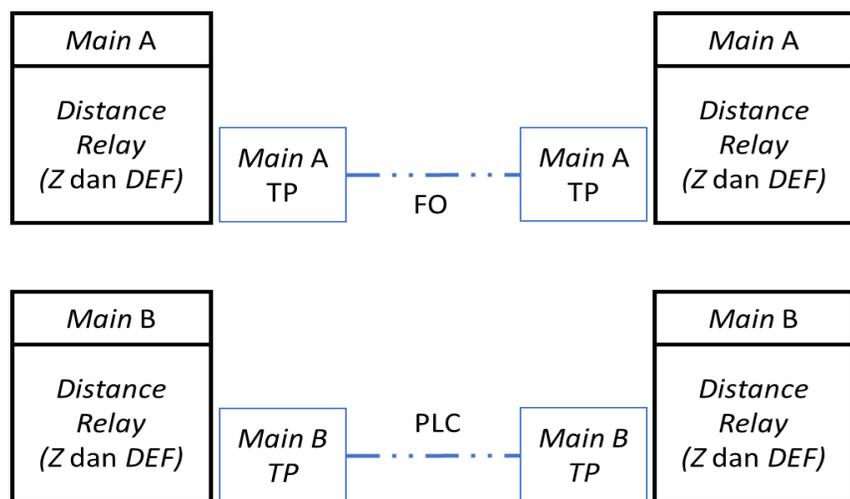
Data impedansi sumber yang diperlukan untuk menghitung SIR dapat diperoleh dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Skema proteksi saluran berdasarkan level tegangan sebagai berikut:

- a. proteksi saluran 500 (lima ratus) kV dan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV:
 1. menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan ketentuan manufaktur yang berbeda untuk keandalan sistem proteksi;



Gambar 3. Skema Proteksi 500 kV dan 275 kV Alternatif 1



Gambar 4. Skema Proteksi 500 kV dan 275 kV Alternatif 2

2. untuk saluran pendek skema proteksi yang digunakan yaitu skema proteksi alternatif 1 (satu) seperti pada tabel 7, sedangkan untuk saluran sedang dan panjang dapat menggunakan alternatif 1 (satu) maupun 2 (dua) sesuai dengan kemampuan media komunikasinya;
3. sistem telekomunikasi proteksi yang digunakan untuk skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B* harus menggunakan media komunikasi yang berbeda, yaitu FO dan PLC atau 2 (dua) media FO terpisah secara fisik. Media FO menggunakan topologi *dedicated* dan *direct (point to point)*. Skema proteksi minimum untuk saluran 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 (lima ratus) kV seperti pada Tabel 7;

Tabel 7. Skema Proteksi Saluran 500 kV dan 275 kV

Skema Proteksi	Relay	Media Komunikasi
Alternatif 1 (saluran Pendek)		
Proteksi Main A	<i>Line Current Differential (LCD)</i>	<i>Dedicated FO</i>
	Fungsi <i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)*</i>	<i>FO</i>
Proteksi Main B	<i>Line Current Differential (LCD)</i>	<i>Dedicated FO</i>
	Fungsi <i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)*</i>	<i>FO atau PLC</i>
Alternatif 2 (Saluran Pendek / Sedang / Panjang)		
Proteksi Main A	<i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)**</i>	<i>FO</i>
Proteksi Main B	<i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)**</i>	<i>PLC</i>

*) fungsi *distance relay* dan DEF dapat merupakan fitur dalam relai *line current differential*

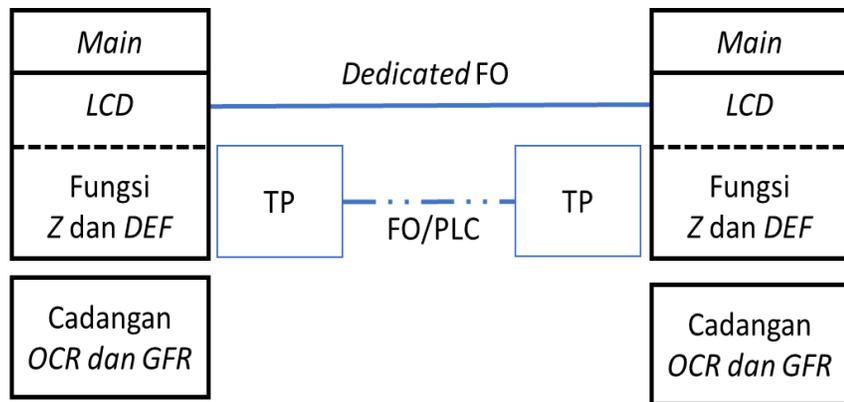
**) skema *distance relay* menggunakan skema *transfer trip* yang berbeda, seperti *permissive underreach* dan *permissive overreach*

4. setiap *distance relay* harus dilengkapi dengan fitur *power swing block* yang berfungsi untuk mem-*block* bekerjanya *distance relay* pada kondisi ayunan (*power swing*);
5. setiap terminal saluran transmisi harus dilengkapi dengan skema proteksi *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) *phase* dan 3 (tiga) *phase*. *Reclosure* 3 (tiga) *phase* harus dilengkapi dengan relai *synchro check*.

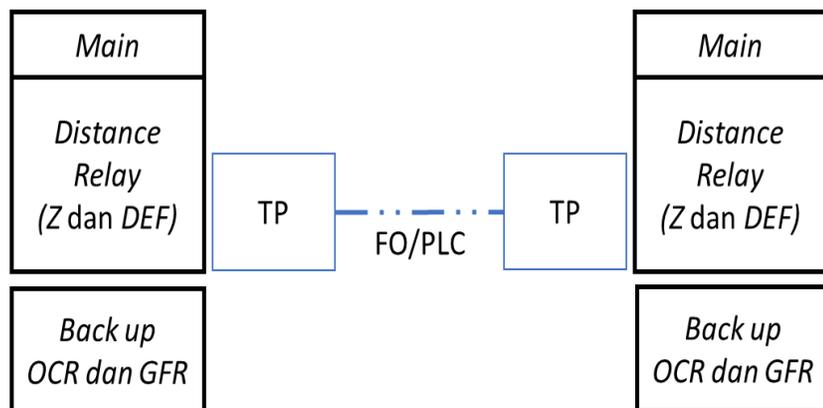
Autoreclose merupakan relai independen (terpisah secara *hardware*) yang memiliki kemampuan untuk *trip* dan *reclose* 2 (dua) PMT.

- b. proteksi saluran 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV
 1. saluran pendek
 - a) untuk proteksi utama, *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media komunikasi FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)*; dan
 - b) untuk proteksi cadangan (*backup*), OCR dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama.

2. saluran sedang dan saluran panjang
 - a) untuk proteksi utama, *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)* atau *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* berupa *permissive underreach* atau *permissive overreach*. Skema tersebut harus mencakup proteksi *zone-2* dan *zone-3* dengan waktu tunda; dan
 - b) untuk proteksi cadangan (*backup*), OCR dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama;
3. setiap proteksi utama di terminal SUTT harus berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) dan 3 (tiga) *phase*. *Reclosing* 3 (tiga) *phase* harus melalui *synchro check relay*;
4. media untuk skema *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* merupakan FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)* atau PLC;
5. untuk saluran transmisi dengan 2 (dua) *bay* atau lebih SKTT atau SUTT saluran pendek pola proteksi SKTT, *line current differential* harus dilengkapi dengan fasilitas *distance relay* dalam 1 (satu) relai.



Gambar 5. Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV Alternatif 1



Gambar 6. Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV Alternatif 2

CCA1 2.3.2 Proteksi Transformator

Untuk transformator 500/150 kV, 275/150 kV, 150/66 kV, 150/20 kV, dan 66/20 kV ditetapkan pola proteksi sebagai berikut:

- a. untuk semua transformator harus dipasang relai:
 1. relai suhu minyak;
 2. relai suhu belitan sisi primer;
 3. relai suhu belitan sisi sekunder (*);
 4. relai *bucholz* tangki utama;
 5. relai tekanan lebih tangki utama;
 6. relai tekanan lebih OLTC (Jansen);
 7. relai differensial (+);
 8. relai gangguan ke tanah terbatas sisi primer;
 9. relai gangguan ke tanah terbatas sisi sekunder (*);
 10. relai arus lebih sisi primer;
 11. relai arus lebih sisi sekunder;
 12. relai gangguan ke tanah sisi primer;
 13. relai gangguan ke tanah sisi sekunder;
 14. relai proteksi NGR atau SBEF (*);
 15. RGT sisi tersier (tersier ditanahkan); dan
 16. relai pergeseran tegangan titik netral atau NVDR (tersier tidak ditanahkan).
- (*) pengecualian lihat Tabel 8
- (+) dapat memproteksi belitan primer, belitan sekunder, dan belitan tersier yang dibebani

Tabel 8: Proteksi Trafo Tenaga

No	Jenis Proteksi	Transformator				
		150/20 & 66/20 kV		500/150 kV	275/150 kV	150/66 kV
		<30 MVA	≥30 MVA	≥ 60 MVA		
1	Relai Suhu Minyak	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
2	Relai Suhu Belitan Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
3	Relai Suhu Belitan Sisi Sekunder	-	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
4	Relai Buchholz Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
5	Relai Tekanan Lebih Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
6	Relai Tekanan Lebih OLTC (Jansen)	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
7	Relai <i>Differential</i>	1 buah	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
8	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Primer	-	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
9	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Sekunder (hanya untuk konfigurasi bintang)	-	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
10	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Primer	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
11	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Sekunder	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
12	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi <i>Tertier</i> Berbeban	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
13	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
14	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Sekunder (hanya untuk konfigurasi bintang)	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
15	Relai Gangguan Tanah (RGT) Sisi <i>Tertier</i> (<i>tertier</i> ditanahkan)	-	-	1 buah	1 buah	-
16	Relai Pergeseran Tegangan Titik Netral/NDVR (<i>tertier</i> tidak ditanahkan)	-	-	1 buah	1 buah	-
17	Relai Proteksi NGR (SBEF)	1 buah **	1 buah **	-	-	1 buah **

- : tidak diperlukan

** : diperlukan pada transformator belitan Y yang ditanahkan dengan resistor

*** : menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi *main* A dan skema proteksi *main* B) dengan ketentuan berbeda jenis proteksi, atau jika jenisnya sama harus menggunakan algoritma pengukuran yang berbeda, manufaktur yang berbeda, dan harus mendapat suplai terpisah.

Proteksi cadangan transformator distribusi seperti relai arus lebih *phase* ke *phase* atau *phase* ke tanah OCR atau GFR harus dikoordinasikan dengan proteksi *feeder* sesuai dengan kesepakatan antara pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

CCA1 2.3.3 Proteksi Unit Pembangkit

Proteksi unit pembangkit yang menjangkau transmisi harus dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi dan harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Koordinasi dilakukan berdasarkan Aturan Jaringan Sulawesi dan standar internasional yang berlaku.

Proteksi unit pembangkit yang dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi untuk proteksi cadangan, antara lain meliputi:

- a. OCR atau GFR generator (50/51G), dengan kendali tegangan (51V), transformator generator (50/51GT) dan RGT sisi netral tegangan tinggi *generator transformer* (51NGT) perlu dikoordinasikan dengan relai arus lebih transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- b. relai jarak generator (21) yang menjangkau jaringan transmisi pengelola transmisi PT PLN (Persero) perlu dikoordinasikan dengan relai jarak transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- c. relai urutan negatif generator (46) perlu dikoordinasikan dengan waktu tunda ketidakserempakan PMT transmisi dengan beda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- d. relai eksitasi lebih (24 atau 59/81) tidak trip seketika pada nilai $V/Hz \leq 1.1$ pu dan dapat trip seketika atau tunda definite pada nilai $V/Hz > 1.1$ pu;
- e. relai lepas sinkron (78) dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- f. relai arus medan hilang (40) menggunakan *offset* relai jarak yang dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- g. relai tegangan kurang atau lebih (59) dikoordinasikan sesuai standar internasional yang berlaku; dan
- h. relai frekuensi (81) dikoordinasikan dengan rentang frekuensi sistem sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi).

CCA1 2.3.4 *Bus Protection* Tegangan Tinggi atau Ekstratinggi

Semua *busbar* tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi yang tersambung ke jaringan transmisi harus dilengkapi dengan proteksi *bus differential*.

Bus protection tegangan ekstratinggi menggunakan duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan manufaktur yang berbeda.

CCA1 2.3.5 *Diameter Protection* Tegangan Tinggi atau Ekstratinggi

Semua diameter tegangan tinggi yang tersambung harus dilengkapi dengan proteksi CCP dan SZP.

Diameter protection tegangan ekstratinggi pada CCP menggunakan duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan menggunakan manufaktur yang berbeda.

Proteksi CCP digunakan apabila skema proteksi *bay* menggunakan CT *bay* (penghantar, trafo, dan kompensator).

CCA1 2.3.6 Proteksi Kegagalan PMT (*Circuit Breaker Failure Protection*)

Setiap PMT pada tegangan ekstratinggi harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*);

Setiap PMT pada tegangan tinggi yang harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) yaitu:

- a. GIS; dan
- b. GI dengan konfigurasi satu setengah *breaker*.

Relai proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang tersendiri (*dedicated*) untuk setiap PMT yang terpisah secara *hardware* dengan peralatan yang lain.

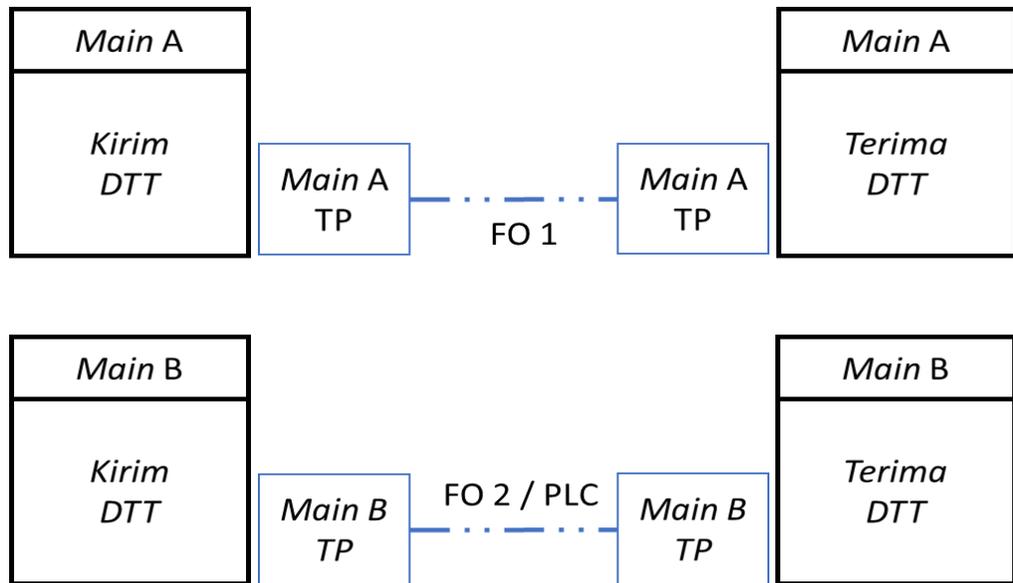
Skema proteksi kegagalan PMT terdiri atas 2 (dua) tahap, tahap pertama men-*trip*-kan PMT yang gagal *trip* dan tahap kedua men-*trip*-kan seluruh PMT yang tersambung ke PMT yang gagal, baik secara lokal maupun secara *remote* (DTT).

CCA1 2.3.7 *Direct Transfer Trip*

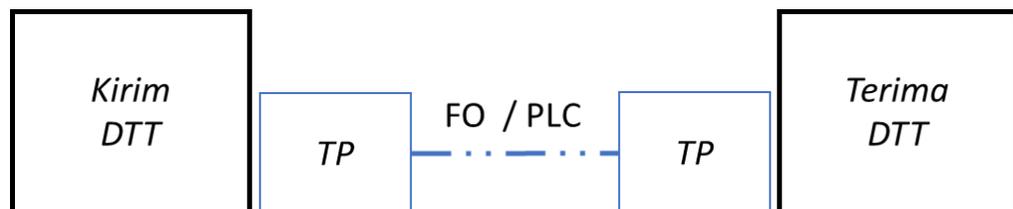
Setiap GIS dan GI/GITET harus dilengkapi dengan proteksi DTT dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pada GIS, DTT diinisiasi dari:
 1. CBF;
 2. CCP;
 3. SZP; dan
 4. *gas pressure low (compartement PMS line)*; dan
- b. pada GI/GITET, DTT diinisiasi dari:
 1. CBF;
 2. CCP; dan
 3. SZP.

Media komunikasi untuk DTT pada sistem tegangan ekstratinggi menggunakan 2 (dua) jalur teleproteksi yang berbeda (*redundant*). Untuk satu setengah *breaker* sinyal DTT boleh dikirim jika status PMS penghantar posisi masuk.



Gambar 7. Skema DTT 500 kV dan 275 kV



Gambar 8. Skema DTT 150 kV, 66 kV, dan 30 kV

CCA1 2.3.8 Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat kajian operasi sistem untuk menjaga keandalan sistem terhadap kemungkinan kondisi sistem yang tidak normal.

Peralatan proteksi sistem merupakan relai independen (terpisah secara *hardware* dari proteksi utama dan proteksi cadangan). Penempatan peralatan proteksi sistem di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan).

Fungsi proteksi sistem harus dapat dinonaktifkan dan rangkaian *trip* untuk proteksi sistem dibuat terpisah dengan sistem proteksi lainnya. Untuk menjamin keberhasilan proteksi sistem bekerja dengan baik, target *shedding* harus dapat dilakukan secara dinamis (*smart*).

Peralatan proteksi sistem menggunakan media *core* FO yang *dedicated* dengan paling sedikit 2 (dua) rute yang berbeda jalur, yaitu rute langsung antar GI (*direct* atau *point to point*) dan rute alternatifnya masih dalam 1 (satu) subsistem.

CCA1 2.3.9 *Disturbance Fault Recorder (DFR)*

Dalam hal terjadi gangguan, untuk mempermudah analisis gangguan:

- a. setiap titik sambung ke jaringan 500 (lima ratus) kV atau 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV termasuk *outlet* pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GITET pembangkit) harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* untuk proteksi *main A* dan proteksi *main B*.

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan harus tersinkron dengan GPS.

Kebutuhan sinyal DFR paling sedikit terdiri atas input analog dan digital seperti pada Tabel 9, Tabel 10, dan Tabel 11 berikut:

Tabel 9. Analog Input DFR 500 kV dan 275 kV

No	Nama Lengkap Analog Input	Nama di DFR	Contoh *)
1	<i>Voltage Phasa R</i>	VR [Nama Bay]	VR TELLO1
2	<i>Voltage Phasa S</i>	VS [Nama Bay]	VS TELLO1
3	<i>Voltage Phasa T</i>	VT [Nama Bay]	VT TELLO1
4	<i>Voltage Bus</i>	VT BUS	VT BUS
5	<i>Current Phasa R</i>	IR [Nama Bay]	VR TELLO1
6	<i>Current Phasa S</i>	IS [Nama Bay]	IS TELLO1
7	<i>Current Phasa T</i>	IT [Nama Bay]	IT TELLO1
8	<i>Current Phasa N</i>	IN [Nama Bay]	IN TELLO1

Keterangan :

- *) Maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama *bay* sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 10. Digital Input DFR 500 kV dan 275 kV Bay Line

No	Digital Input		Nama di DFR
1	<i>Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>LP A OPRT</i>
2	<i>Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>LP B OPRT</i>
3	<i>DEF Main 1 Operated</i>	:	<i>DEF Main 1 OPRT</i>
4	<i>DEF Main 2 Operated</i>	:	<i>DEF Main 2 OPRT</i>
5	<i>CB Ax/Bx phase A close</i>	:	<i>CB Ax/Bx R status CLOSE (ex.A1 R CLOSE)</i>
6	<i>CB Ax/Bx phase B close</i>	:	<i>CB Ax/Bx S status CLOSE</i>
7	<i>CB Ax/Bx phase C close</i>	:	<i>CB Ax/Bx T status CLOSE</i>
8	<i>CB ABx phase A close</i>	:	<i>CB ABx R status CLOSE</i>
9	<i>CB ABx phase B close</i>	:	<i>CB ABx S status CLOSE</i>
10	<i>CB ABx phase C close</i>	:	<i>CB ABx T status CLOSE</i>
11	<i>CB Healty A</i>	:	<i>CB Healty A</i>
12	<i>CB Healty AB</i>	:	<i>CB Healty AB</i>
13	<i>Carrier send from Distance Main 1</i>	:	<i>LP A SEND</i>
14	<i>Carrier send from Distance Main 2</i>	:	<i>LP B SEND</i>
15	<i>Carrier send from DEF Main 1</i>	:	<i>DEF Main 1 SEND</i>
16	<i>Carrier send from DEF Main 2</i>	:	<i>DEF Main 2 SEND</i>
17	<i>Carrier Receive to Distance Main 1</i>	:	<i>LP A RCV</i>
18	<i>Carrier Receive to Distance Main 2</i>	:	<i>LP B RCV</i>
19	<i>Carrier Receive to DEF 1</i>	:	<i>DEF Main 1 RCV</i>
20	<i>Carrier Receive to DEF 2</i>	:	<i>DEF Main 2 RCV</i>
21	<i>Trip phase R</i>	:	<i>TRIP R</i>
22	<i>Trip phase S</i>	:	<i>TRIP S</i>
23	<i>Trip phase T</i>	:	<i>TRIP T</i>
24	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
25	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
26	<i>CCP 1 operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
27	<i>CCP 2 operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
28	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A Ax/Bx OPRT</i>
29	<i>CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B Ax/Bx OPRT</i>
30	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A ABx OPRT</i>
31	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B ABx OPRT</i>
32	<i>A/R Close Command</i>	:	<i>A/R Close command</i>

Tabel 11. Digital Input DFR 500 kV dan 275 kV Bay Transformer

No	Digital Input	Nama di DFR
1	<i>F87T Main 1 Protection Operated</i>	: <i>F87 MAIN PROT Main 1</i>
2	<i>F87T Main 2 Protection Operated</i>	: <i>F87 MAIN PROT Main2</i>
3	<i>REF HV Main 1 Protection Operated</i>	: <i>F87 REF HV MAIN PROT Main 1</i>
4	<i>REF HV Main 2 Protection Operated</i>	: <i>F87 REF HV MAIN PROT Main 2</i>
5	<i>REF LV Main 1 Protection Operated</i>	: <i>F87 REF LV MAIN PROT Main 1</i>
6	<i>REF LV Main 2 Protection Operated</i>	: <i>F87 REF LV MAIN PROT Main 2</i>
7	<i>Back Up Protection HV Operated</i>	: <i>OCR/GFR 500 /275 KV OPRT</i>
8	<i>Back Up Protection LV Operated</i>	: <i>OCR/GFR 150 OPRT</i>
9	<i>NVDR/GFRTV Operated</i>	: <i>Proteksi belitan tersier OPRT</i>
10	<i>Thermal Oil relai Operated</i>	: <i>THERMAL</i>
11	<i>Thermal winding HV relai Operated</i>	: <i>THERMAL winding HV OPRT</i>
12	<i>Thermal winding LV relai Operated</i>	: <i>THERMAL winding LV OPRT</i>
13	<i>Bucholz Operated</i>	: <i>BUCHOLZ</i>
14	<i>Sudden Pressure Operated</i>	: <i>SUDDEN PRESS</i>
15	<i>Jansen Operated</i>	: <i>JANSEN</i>
16	<i>CB Ax/Bx close</i>	: <i>CB Ax/Bx CLOSE</i>
17	<i>CB ABx close</i>	: <i>CB ABx CLOSE</i>
18	<i>CB LV kV close</i>	: <i>CB 150 kV CLOSE</i>
19	<i>CB ABx Healty</i>	: <i>CB ABx Healty</i>
20	<i>CB Ax/Bx Healty</i>	: <i>CB Ax/Bx Healty</i>
21	<i>CB 150 kV Healty</i>	: <i>CB 150 kV Healty</i>
22	<i>CCP 1 operated</i>	: <i>CCP A OPRT</i>
23	<i>CCP 2 operated</i>	: <i>CCP B OPRT</i>
24	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	: <i>CBF/SZP A Ax/Bx OPRT</i>
25	<i>CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip</i>	: <i>CBF/SZP B Ax/Bx OPRT</i>
26	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	: <i>CBF/SZP A ABx OPRT</i>

27	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B ABx OPRT</i>
28	<i>Overvoltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

- b. pada titik sambung ke jaringan 150 (seratus lima puluh) kV atau 66 (enam puluh enam) kV yang harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* dari proteksi yaitu:
1. GI pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GI pembangkit);
 2. *outlet* IBT 150/66 kV atau 275/150kV;
 3. jumlah *bay* > 8 (delapan) *bay* penghantar;
 4. jalur *backbone* atau *tie line*;
 5. GI konsumen tenaga listrik; dan
 6. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan tersebut harus tersinkron dengan GPS.

Tabel 12. *Analog Input* DFR 150 kV dan 66 kV

No	<i>Analog Input</i>	Nama di DFR	Contoh *)
1	<i>Voltage Phasa R</i>	VR [Nama <i>Bay</i>]	VR BKARU1
2	<i>Voltage Phasa S</i>	VS [Nama <i>Bay</i>]	VS BKARU 1
3	<i>Voltage Phasa T</i>	VT [Nama <i>Bay</i>]	VT BKARU 1
4	<i>Voltage Bus</i>	VT BUS	VT BUS
5	<i>Current Phasa R</i>	IR [Nama <i>Bay</i>]	VR BKARU 1
6	<i>Current Phasa S</i>	IS [Nama <i>Bay</i>]	IS BKARU 1
7	<i>Current Phasa T</i>	IT [Nama <i>Bay</i>]	IT BKARU 1
8	<i>Current Phasa N</i>	IN [Nama <i>Bay</i>]	IN BKARU 1

Keterangan :

- *) Maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama *bay* sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 13. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV *Bay Line* dengan Konfigurasi *Busbar* Satu Setengah *Breaker*

No	Digital Input	:	Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	<i>LP A OPRT</i>
2	<i>DEF Operated</i>	:	<i>DEF OPRT</i>
3	<i>OCR/ GFR Operated</i>	:	<i>OCR/ GFR Operated</i>
4	<i>CB Ax/ Bx phase A close</i>	:	<i>CB Ax/ Bx R status CLOSE</i> <i>(ex.7A1 R CLOSE)</i>
5	<i>CB Ax/ Bx phase B close</i>	:	<i>CB Ax/ Bx S statusCLOSE</i>
6	<i>CB Ax/ Bx phase C close</i>	:	<i>CB Ax/ Bx T statusCLOSE</i>
7	<i>CB ABx phase A close</i>	:	<i>CB ABx R statusCLOSE</i>
8	<i>CB ABx phase B close</i>	:	<i>CB ABx S statusCLOSE</i>
9	<i>CB ABx phase C close</i>	:	<i>CB ABx T statusCLOSE</i>
10	<i>CB Healty A</i>	:	<i>CB Healty A</i>
11	<i>CB Healty AB</i>	:	<i>CB Healty AB</i>
12	<i>Carrier send from Distance /LCD</i>	:	<i>LP A SEND</i>
13	<i>Carrier send from DEF</i>	:	<i>DEF A SEND</i>
14	<i>Carrier Receive to Distance/ LCD</i>	:	<i>LP A RCV</i>
15	<i>Carrier Receive to DEF</i>	:	<i>DEF A RCV</i>
16	<i>Trip phase R</i>	:	<i>TRIP R</i>
17	<i>Trip phase S</i>	:	<i>TRIP S</i>
18	<i>Trip phase T</i>	:	<i>TRIP T</i>
19	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
20	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
21	<i>CCP 1 operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
22	<i>CCP 2 operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
23	<i>CBF/ SZP 1 Ax/ Bx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP A Ax/ Bx OPRT</i>
24	<i>CBF/ SZP 2 Ax/ Bx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP B Ax/ Bx OPRT</i>
25	<i>CBF/ SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP A ABx OPRT</i>
26	<i>CBF/ SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/ SZP B ABx OPRT</i>
27	<i>A/ R Close Command</i>	:	<i>A/ R Close command</i>
28	<i>Spare</i>		
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

Tabel 14. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Trafo dengan Konfigurasi Busbar Satu Setengah Breaker

No	Digital Input	Nama di DFR
1	Main Protection Operated (DIFF)	: MAIN PROT OPRT
2	Main Protection Operated (REF HV)	: REF HV OPRT
3	Main Protection Operated (REF LV)	: REF LV OPRT
4	Back Up Protection Operated (OCR HV)	: OC HV OPRT
5	Back Up Protection Operated (OCR LV)	: OC LV OPRT
6	Thermal Oil relai Operated	: THERMAL
7	Thermal winding HV relai Operated	: THERMAL winding HV OPRT
8	Thermal winding LV relai Operated	: THERMAL winding LV OPRT
9	Bucholz Operated	: BUCHOLZ
10	Sudden Pressure Operated	: SUDDEN PRESS
11	Jansen Operated	: JANSEN
12	CB HV Ax/Bx close	: CB Ax/Bx HV CLOSE
13	CB HV ABx close	: CB ABx HV CLOSE
14	CB LV close	: CB LV CLOSE
15	CB HV Ax/Bx Healty	: CB Ax/Bx HV Healty
16	CB HV ABx Healty	: CB ABx HV Healty
17	CB LV Healty	: CB LV Healty
18	CCP operated	: CCP A OPRT
19	CBF/SZP 5Ax/Bx Trip	: CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT
20	CBF/SZP 5Ax/Bx Trip	: CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT
21	CBF/SZP LV Trip	: CBF/SZP LV OPRT
22	Overvoltage Operated	: OV OPRT
23	Spare	
24	Spare	
25	Spare	
26	Spare	
27	Spare	
28	Spare	
29	Spare	
30	Spare	
31	Spare	
32	Spare	

Tabel 15. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV *Bay Line* dengan Konfigurasi *Double Busbar*

No	Digital Input		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	<i>LP OPRT</i>
2	<i>DEF Operated</i>	:	<i>DEF OPRT</i>
3	<i>Back Up Protection Operated)</i>	:	<i>OCR/GFR OPRT</i>
4	<i>A/R close</i>	:	<i>A/R close command</i>
5	<i>Carrier send</i>	:	<i>LP SEND</i>
6	<i>Carrier Receive</i>	:	<i>LP RCV</i>
7	<i>CB phase A close</i>	:	<i>CB R status close</i>
8	<i>CB phase B close</i>	:	<i>CB S status close</i>
9	<i>CB phase C close</i>	:	<i>CB T status close</i>
10	<i>TRIP A</i>	:	<i>TRIP A</i>
11	<i>TRIP B</i>	:	<i>TRIP B</i>
12	<i>TRIP C</i>	:	<i>TRIP C</i>
13	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	<i>CBF/SZP OPRT</i>
14	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
15	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
16	<i>CB Healty</i>	:	<i>CB Healty</i>

Tabel 16. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV *Bay Trafo* dengan Konfigurasi *Double Busbar*

No	Digital Input		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated (DIFF)</i>	:	<i>MAIN PROT OPRT</i>
2	<i>Main Protection Operated (REF HV)</i>	:	<i>REF HV OPRT</i>
3	<i>Main Protection Operated (REF LV)</i>	:	<i>REF LV OPRT</i>
4	<i>Back Up Protection Operated (OCR HV)</i>	:	<i>OC HV OPRT</i>
5	<i>Back Up Protection Operated (OCR LV)</i>	:	<i>OC LV OPRT</i>
6	<i>Overvoltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
7	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
8	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
9	<i>Thermal relai Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
10	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
11	<i>CB HV open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
12	<i>CB HV open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
13	<i>CB LV open</i>	:	<i>CB LV OPEN</i>
14	<i>CCP operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
15	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	<i>CBF/SZP OPRT</i>
16	<i>Spare</i>		

DFR dengan fasilitas digital input untuk 1 *bay* IBT/trafo 150 (seratus lima puluh) kV (*double bus*) paling sedikit terdiri atas:

1. proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *sequencial event recorder* (SER) dari proteksi;
2. seluruh rekaman dari peralatan DFR harus dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara *remote*; dan
3. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan dan menyampaikan seluruh rekaman DFR dan setiap *event* atau kejadian kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CCA1 2.3.10 *Phasor Measurement Unit* (PMU)

Dalam rangka *monitoring* kondisi stabilitas sistem dan mempermudah analisis, PMU harus dipasang pada:

- a. *bay* pembangkit;
- b. *bay* penghantar yang panjang ($SIR < 0,5$ (nol koma lima)); dan
- c. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan PMU direkomendasikan terintegrasi dalam 1 (satu) *hardware* dengan proteksi utama peralatan, terintegrasi dengan peralatan lainnya, atau merupakan peralatan yang independen. PMU harus mendukung tahapan pelaksanaan *wide area monitoring, protection, and control* (WAMPAC) yang dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara *remote* serta diintegrasikan dengan perangkat *wide area monitoring system* (WAMS) terpasang milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Penempatan peralatan PMU di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan) yang dapat dimanfaatkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CCA1 3 *Meter Revenue*

Semua titik sambung harus dilengkapi dengan trafo arus dan trafo tegangan untuk pengukuran *revenue* sesuai dengan spesifikasi yang diatur dalam Aturan Pengukuran.

Appendix 2: Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (Equipment Numbering and Code Identification)

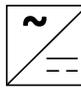
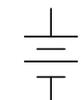
CCA2 1 Konvensi Warna

Konvensi pewarnaan pada layar ditunjukkan pada Tabel 17 sebagai berikut:

Tabel 17. Konvensi Warna pada Layar

Hal	Warna	Kode RGB
<i>Single line diagrams 500 kV</i>	biru	0, 100, 255
<i>Single line diagrams 275 kV</i>	biru muda	0, 200, 255
<i>Single line diagrams 150 kV</i>	merah	255, 0, 0
<i>Single line diagrams 66 kV</i>	kuning	255, 255, 0
<i>Single line diagrams 30 kV</i>	hijau	0, 255, 0
<i>Single line diagrams 20 kV</i>	coklat	200, 150, 0
<i>Single line diagrams 12 kV</i>	abu-abu	180, 180, 180
<i>Single line diagrams 6 kV</i>	merah muda	255, 150, 180
<i>Single line diagrams 0,4 kV</i>	ungu	191, 0, 255

CCA2 2 Konvensi Simbol

	GENERATOR		RECTIFIER
	PEMUTUS TENAGA (PMT)		INVERTER
	PEMISAH (PMS)		BATERAI
	PEMUTUS RACKOUT		NETRAL GROUND RESISTOR
	PEMUTUS BALIK OTOMATIS (PBO)		ARUS
	PEMISAH TANAH (ES)		TEGANGAN
	LOAD BREAK SWITCH (LBS)		FREKUENSI
	LIGHTNING ARRESTER		DAYA AKTIF
	TRAFO ARUS (CT)		DAYA REAKTIF
	TRAFO TEGANGAN (VT)		TAP POSITION INDICATION
	REAKTOR		REMOTE CONTROL DIGITAL
	KAPASITOR		REMOTE CONTROL ANALOG
	CAPASITOR VOLTAGE TRANSFORMER (CVT)		TELESINYAL SINGLE
	TRAFO TENAGA 2 BELITAN		TELESINYAL DOUBLE
	TRAFO TENAGA 3 BELITAN		LOCAL / REMOTE
	CUT OUT FUSE		LOAD FREQUENCY CONTROL
	GARDU PORTAL TIANG		AUTOMATIC GENERATION CONTROL
	GARDU TEMBOK / BESI		

INFORMASI	SIMBOL	KETERANGAN
PMT OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT UNKNOWN		KOTAK SEPARUH, WARNA ORANGE
PBO OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA PENYULANG
PBO CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA PENYULANG
PBO INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK IN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK IN		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK IN		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK OUT		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK OUT		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
LBS OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA PENYULANG
LBS CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA PENYULANG
LBS INVALID		TANPA GARIS , WARNA UNGU
PMS OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMS CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMS INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMS TANAH OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA BUSBAR
PMS TANAH CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA BIRU TUA
PMS TANAH INVALID		GARIS TERBUKA, WARNA UNGU

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bus-bar	Bus-Copel	Pht	IBT	Trf	Dia-mtr	Gen	Blok	Trf Gen	Kapa-sitor	React
	14. P1REF	<i>Restricted Earth Fault</i>					x	x				x		
	15. P1DIF	<i>Differerential Relay</i>					x	x				x		
	16. AR	<i>Circuit Auto Reclose Success</i>				x								
	17. ARO	<i>Auto Reclose Lock Out</i>				x								
	18. CSP	<i>Check Synchronizing in Progress</i>			x	x		x						
	19. TEA	<i>Temperatur Alarm</i>					x	x				x		
	20. TET	<i>Temperatur Trip</i>					x	x				x		
	21. TRA	<i>Transformer Alarm</i>					x	x				x		
	22. TCH	<i>Tap Changer High Limit</i>					x	x						
	23. TCL	<i>Tap Changer Low Limit</i>					x	x						
	24. TCIP	<i>Tap Changer In Progress</i>						x						
	25. OCGF	<i>Overcurrent Ground Fault</i>			x	x			x				x	x
	26. RA	<i>Reactor Alarm</i>												x
	27. RT	<i>Reactor Trip</i>												x
	28. P1BP	<i>Busbar Protection</i>		x										
	29. VS	<i>Voltage Status</i>		x										
	30. UFR	<i>Underfrequency relai Trip</i>			x	x		x						
	31. OVR	<i>Overvoltage relai Trip</i>		x		x								
	32. P3DTT	<i>Direct Transfer Trip</i>				x	x	x	x					
	33. TTR	<i>Teleprotection Trip Receive</i>				x								
	34. TTT	<i>Teleprotection Trip Transmit</i>				x								
	35. GOV	<i>Governer Free</i>								x	x			
	36. AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>								x	x			
	37. AQR	<i>Automatic Power Factor Active</i>								x	x			
	38. LFF	<i>LFC Unit Failure</i>								x	x			
	39. UT	<i>Unit Trip</i>								x	x			
	40. GTT	<i>Generation Transformer Trip</i>										x		
	41. BRF	<i>Breaker Fault</i>			x	x	x	x	x			x		x
	42. BF	<i>Bay Fault</i>			x	x	x	x	x			x		x
	43. P2GFR	<i>Ground Fault Relay</i>				x	x	x				x	x	x
	44. P2OCR	<i>OCR</i>				x	x	x				x	x	x
Input digital ganda (TSD)	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/ Opened</i>			x	X	x	X	x				x	x
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/ Opened</i>			x	X	x	X				x		
	3. DI	<i>Diameter Isolator Switch Closed/ Opened</i>							x					
	4. LI	<i>Line Isolator Switch Closed/ Opened</i>				x							x	x
	5. ES	<i>Earth Switch Closed/ Open</i>		x		x								
	6. AVRAM	<i>AVR Auto/ Manual</i>					x	x						
	7. CSO	<i>Check Synchronizing Override</i>	x											
	8. LFR	<i>Load Freq Request On/ Off</i>								x	x			

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bus-bar	Bus-Copel	Pht	IBT	Trf	Dia-mtr	Gen	Blok	Trf Gen	Kapa-sitor	React
	9. LFC	<i>Load Freq Control On/Off Switch</i>								x	x			
	10. LFA	<i>Load Freq Available/Not Available</i>								x	x			
	11. PSO	<i>Power Station Operated</i>								x	x			
	12. GUC	<i>Generator Unit Run/Stop</i>								x	x			
	13. LRHMI	<i>Local/Remote For HMI</i>	x											
	14. LRBCU	<i>Local/Remote For BCU</i>			x	x	x	X	x			x	x	x
	15. SIB	<i>Software Interlocking By Passed</i>	x											
	16. GRM	<i>Genset Ready Maintenance</i>	x											
Output digital (RCD)	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/Opened</i>							x					X
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/Opened</i>												
	3. DI	<i>Diameter Isolator Switch Closed/Opened</i>							x					
	4. AVRAM	<i>AVR Auto/Manual</i>					x	X						
	5. CSO	<i>Synchro-check di-override</i>	x											
	6. TC	<i>Tap-changer naik/turun</i>						X						
	7. DCBC	<i>Dummy breaker on/off</i>	x											
	8. AGCR	<i>AGC Request</i>								x	x			
Output analog (RCA)	1. Po	<i>Setting daya aktif LFC</i>								x	x			
	2. Pr	<i>Setting variasi daya aktif maksimum LFC</i>								x	x			
	3. N	<i>Level "N" LFC</i>								x	x			
	4. PG	<i>Setting daya aktif AGC</i>								x	x			

Catatan :

GI	: Gardu induk	TS	: Tele Signaling	TM	: Tele Metering
TRF	: Trafo	TSS	: Tele Signaling tunggal	TSD	: Tele Signaling Ganda
TRFGEN	: Trafo generator	RCD	: Tele Kontrol Digital	RCA	: Tele Kontrol Analog
GEN	: Generator	REACT	: Reaktor		:

x" mengindikasikan sinyal yang harus disediakan untuk setiap jenis sambungan)

ATURAN OPERASI
(OPERATING CODE – OC)

Aturan Operasi menjelaskan tentang aturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin agar keandalan, mutu dan efisiensi operasi sistem Sulawesi dapat dipertahankan sesuai Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan).

OC 1 Pokok-Pokok

Bagian ini merangkum prinsip operasi sistem yang aman dan andal yang harus diikuti. Bagian ini juga menetapkan tanggung jawab yang mendasar dari semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam rangka berkontribusi terhadap operasi yang aman dan andal.

OC 1.1 Keadaan Operasi yang Baik atau Normal

Sistem dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik apabila:

- a. frekuensi dalam operasi normal pada kisaran 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz \pm 0,20 (nol koma dua nol) Hz, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengupayakan frekuensi dalam keadaan normal sedangkan selama kondisi gangguan, seluruh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tetap dapat beroperasi pada batas frekuensi 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, kecuali diatur khusus oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. tegangan di GI berada dalam batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.2 – Variasi pada Tegangan Sistem). Batas ini harus menjamin bahwa tegangan pada semua pelanggan berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik. Operasi pada batas tegangan tersebut diharapkan dapat membantu mencegah terjadinya *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik sistem;
- c. tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial (*credible outages*);
- d. tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan GI (transformator dan *switchgear*) berada dalam batas rating normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan; dan

- e. konfigurasi sistem sedemikian rupa sehingga semua PMT di jaringan transmisi akan mampu memutus arus gangguan yang mungkin terjadi dan mengisolir peralatan yang terganggu.

OC 1.2 Klasifikasi *Contingencies*

- a. *contingency* merupakan suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi;
- b. *credible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap berpotensi untuk terjadi, dan secara ekonomis sistem dapat diproteksi terhadap keadaan tidak terlayannya beban (*loss of load*) sebagai akibat kejadian tersebut. Misalnya kejadian *trip*-nya satu unit generator atau satu segmen transmisi;
- c. *noncredible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap kecil kemungkinannya untuk terjadi atau kejadian tersebut secara ekonomis tidak layak diproteksi. Misalnya, secara simultan *trip*-nya beberapa unit pembangkit, *trip*-nya 2 (dua) atau lebih transmisi oleh robohnya menara atau adanya beberapa kejadian gangguan simultan oleh badai; dan
- d. dalam keadaan tidak normal seperti badai atau kebakaran, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memilih untuk menetapkan sementara, suatu *noncredible contingency* (misalnya *trip*-nya lebih dari 1 (satu) transmisi atau terganggunya beberapa GI) sebagai suatu *credible contingency*, yang harus diproteksi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik apabila reklasifikasi seperti itu terjadi berikut saat berakhirnya.

OC 1.3 Keadaan Operasi yang Aman

Sistem dianggap berada dalam keadaan yang aman apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal; atau,
- b. sistem dapat dikembalikan ke keadaan operasi yang (normal) setelah terjadinya suatu *credible contingency*, tanpa adanya pemutusan beban.

OC 1.4 Mempertahankan Keamanan

Untuk mempertahankan keamanan sistem, syarat berikut harus diikuti :

- a. sampai batas yang aman, sistem harus dioperasikan sedemikian rupa sehingga berada dan akan tetap dalam keadaan operasi yang aman;

- b. setelah kejadian *credible contingency* atau perubahan kondisi dalam sistem, mungkin sistem menjadi tidak aman terhadap suatu *contingency* lainnya. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil langkah penyesuaian kondisi operasi untuk mengembalikan sistem ke keadaan aman;
- c. beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) harus dilepas untuk mencegah keadaan operasi pada frekuensi yang rendah atau keadaan cadangan yang tidak mencukupi. Beban yang dapat dilepas yaitu beban yang ditentukan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau beban yang menurut kontrak boleh dilepas secara manual maupun otomatis dalam rangka mempertahankan keamanan sistem. Beban tersebut umumnya akan dilepas sebelum bekerjanya pelepasan beban secara otomatis oleh relai frekuensi rendah tahap pertama;
- d. cara paling efektif untuk mencegah padamnya seluruh sistem (*total grid blackout*) yaitu dengan menjamin bahwa keseimbangan pembangkitan dengan beban selalu dipertahankan dalam semua kondisi yang diperkirakan akan terjadi. Harus tersedia fasilitas pelepasan beban yang memadai secara otomatis dengan relai frekuensi rendah untuk mengembalikan kondisi sistem ke operasi yang normal setelah kejadian *contingency* yang signifikan;
- e. skema pemisahan jaringan transmisi harus dipertahankan untuk menjamin bahwa apabila terjadi gangguan besar dalam sistem yang mengakibatkan sulit untuk mempertahankan integritasnya, sistem akan dipecah menjadi beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang masing-masing dapat mencapai keseimbangan kapasitas pembangkitan dengan beban, untuk sebagian besar gangguan *multiple contingency*; dan
- f. kemampuan fasilitas asut gelap (*black start*) yang memadai harus tersedia dalam sistem untuk memungkinkan pemulihan sistem ke kondisi operasi yang aman setelah suatu kejadian padam total.

OC 1.5 Keadaan Operasi yang Andal

Sistem berada dalam keadaan operasi yang andal apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal;
- b. menurut pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), tingkat cadangan kapasitas jangka pendek dan menengah paling sedikit sama dengan tingkat minimum sesuai yang diatur dalam OC 2.2; dan

- c. tidak ada kondisi abnormal seperti badai atau kebakaran yang sedang atau diperkirakan akan terjadi, yang mungkin akan mengakibatkan kejadian *noncredible contingency*.

OC 1.6 Tanggung Jawab Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memegang peran utama dalam mengoordinasikan operasi sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan sistem untuk kepentingan semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharuskan mematuhi perintah atau instruksi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pada batas pengoperasian peralatan yang aman dan disepakati dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan sistem.

Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan uji berkala terhadap fasilitas dan peralatan operasi sistem untuk menjamin bahwa semuanya berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal. Selain itu, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menguji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman bila terjadi gangguan dan pemadaman di sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menetapkan program dan jadwal pengujian yang dianggap perlu untuk menjamin keamanan dan keandalan sistem. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharuskan menjalankan program dan jadwal pengujian serta selalu berkoordinasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam pelaksanaan pengujian tersebut.

OC 1.6.1 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) sebagai Pusat Pengatur Beban untuk Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. secara terus-menerus memantau status operasi jaringan dan mengambil langkah yang perlu untuk mempertahankan dalam keadaan andal, berkualitas dan ekonomis;
- b. melaksanakan operasi buka-tutup PMT (*switching*) di jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV;
- c. mengoordinasikan kegiatan operasi sistem antara pengelola pembangkit, pengelola transmisi PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik, dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) yang diperlukan untuk mencapai sasaran sebagaimana dimaksud dalam huruf a;

- d. selalu menginformasikan kepada semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tentang status keamanan sistem yang sedang berlangsung maupun yang diharapkan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari para pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- e. merencanakan dan mereviu skema pelepasan beban otomatis pada peralatan transmisi dengan berkoordinasi kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), atau konsumen tenaga listrik dan memastikan kesiapan proteksi sistem sesuai dengan kebutuhan sistem;
- f. mengoordinasikan *setting* proteksi unit pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem;
- g. memastikan kesiapan semua peralatan dan fasilitas operasi baik peralatan SCADA, telekomunikasi, dan Proteksi sistem; dan
- h. menjaga dan memelihara keberadaan peralatan pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi rendah dan relai tegangan rendah pada penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka meminimalkan dampak Pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total (*black out*).

OC 1.6.2 Tanggung Jawab Pengelola Transmisi PT PLN (Persero) untuk Keamanan Sistem

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk:

- a. memastikan kesiapan peralatan kompensator daya reaktif sesuai dengan kebutuhan sistem;
- b. melaksanakan pekerjaan pemeliharaan dan perbaikan yang perlu terhadap fasilitas transmisi di kawasan instalasinya;
- c. membuat dan melaksanakan *setting* relai proteksi peralatan;
- d. melaksanakan pengujian relai proteksi secara periodik;
- e. memantau kondisi peralatan transmisi dan GI termasuk relai serta membuat deklarasi atas status atau kondisi peralatan instalasinya;
- f. merencanakan dan mengoordinasikan sistem proteksi semua komponen dalam sistem, termasuk proteksi utama dan cadangan (*back up*);
- g. berkoordinasi dengan semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas semua sistem proteksi pada semua titik sambung di sistem; dan

- h. menetapkan spesifikasi peralatan proteksi untuk semua pengembangan jaringan, seperti pengembangan saluran transmisi, GI, dan peralatan GI.

OC 1.6.3 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem

Pembangkit termal menyediakan porsi yang besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam Sistem Tenaga Listrik. Operasi pembangkit yang andal sangat penting bagi keandalan operasi sistem. Pengelola pembangkit termal dan tenaga air bertanggung jawab untuk:

- a. mampu memberikan pelayanan yang andal sebagaimana dinyatakan dalam PJBL terkait dan/atau ketentuan operasi yang berlaku;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit;
- c. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait;
- d. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke/dari sistem serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan sistem dalam batas teknis peralatan yang disepakati;
- e. menyiapkan unit pembangkit yang sewaktu-waktu dapat dikeluarkan secara otomatis dari sistem yang sudah ditentukan (*predefined*) untuk pengamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- f. setiap unit pembangkit memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan (dalam batas kemampuan unit pembangkit yang dideklarasikan);
- g. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC unit pembangkit yang dilengkapi dengan AGC;
- h. menyediakan sarana asut gelap (*black start*) sesuai yang direkomendasikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mempercepat proses pemulihan sistem;
- i. memelihara kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit yang memiliki fasilitas asut gelap (*black start*). Operator unit pembangkit harus dipersiapkan untuk melakukan uji asut gelap (*black start*) secara rutin paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun;

- j. selama gangguan atau keadaan darurat, unit pembangkit yang memikul beban terpisah (*isolated*) harus mengikuti perintah dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk berpartisipasi dalam proses interkoneksi dan pemulihan sistem;
- k. selama gangguan atau keadaan darurat, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem, kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit bila tidak segera dilepas dari sistem; dan
- l. menyediakan data pembebanan generator harian periode setengah jam untuk verifikasi data oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) termasuk kondisi harian duga muka air, air masuk, dan air keluar waduk pada PLTA.

OC 1.6.4 Tanggung Jawab Pengelola Distribusi PT PLN (Persero) dalam Keamanan Sistem

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mereka mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif. Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab dalam:

- a. melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) di semua GI;
- c. mengoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara pembangkitan, transmisi dan distribusi;
- d. menjaga dan memelihara keberadaan peralatan pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi rendah dan relai tegangan rendah pada trafo dan penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka meminimalkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total;
- e. mengoordinasikan pemulihan beban bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya. Cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadinya gangguan dan pemadaman yang lebih buruk; dan

- f. mengelola interaksi dengan pengelola pembangkit yang unit pembangkitnya tersambung ke jaringan distribusi.

OC 1.6.5 Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem

Konsumen tenaga listrik secara keseluruhan merupakan bagian yang sangat penting dari beban sistem dan kemungkinan merupakan beban yang dominan di wilayahnya. Konsumen tenaga listrik ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan sistem bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan lainnya. Tanggung jawab konsumen tenaga listrik yaitu:

- a. memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau dalam perjanjian interkoneksi;
- b. menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan melanggar standar sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan);
- c. melepas beban yang disiapkan untuk diputus (*interruptible load*) bila diperintahkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis karena frekuensi rendah dan/atau tegangan rendah, untuk memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka memproteksi keamanan sistem.

OC 1.6.6 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit EBT Intermiten untuk Keamanan Sistem

Pembangkit EBT intermiten secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban sistem. Pada kawasan tertentu pembangkit EBT intermiten dapat juga berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan. Pengelola pembangkit EBT intermiten bertanggung jawab dalam:

- a. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit dari kondisi yang sedang dinyatakan berlaku;
- b. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem, dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan sistem (*dispatchable*);

- d. untuk pembangkit dengan kapasitas total paling kecil 5 (lima) MW pada 1 (satu) titik penyambungan harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC;
- e. selama gangguan atau keadaan darurat dalam sistem, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit bila tidak segera dilepas dari sistem;
- f. menyampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) laporan rekaman pembebanan harian dengan resolusi 5 (lima) menit;
- g. pada kondisi emergency, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang menurunkan pembebanan pembangkit EBT intermiten sebagai prioritas terakhir sesuai dengan kebutuhan sistem;
- h. pembangkit EBT intermiten harus membantu pengaturan frekuensi dan tegangan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.4.2 - Persyaratan Kinerja Pembangkit);
- i. pola operasi start stop dan pembebanan pembangkit EBT intermiten harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang menentukan ramping rate pembangkit EBT intermiten;
- k. pembangkit EBT intermiten harus menyampaikan prakiraan beban harian dengan resolusi 15 (lima belas) menit dan di update setiap 6 (enam) jam;
- l. menghindari pemutusan unit pembangkit dari sistem selama gangguan atau keadaan darurat sesuai dengan karakteristik fault ride through (FRT); dan
- m. menyiapkan kompensator berupa baterai penyimpanan energi (*battery energy storage*) dengan kapasitas minimal 10% (sepuluh persen) dari total kapasitas pembangkit yang dibangun.

OC 1.6.7 Operasi Paralel Pembangkit Milik Konsumen Tenaga Listrik dan *Excess Power*

Pembangkit milik konsumen tenaga listrik diizinkan beroperasi paralel di jaringan hanya jika sudah memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.12 - Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke

jaringan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan) serta mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Ketentuan mengenai pola pengoperasian pembangkit paralel sesuai yang diatur dalam OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem).

OC 1.6.8 Operasi Pembangkit *Power Wheeling* dan Konsumen *Power Wheeling*

Pembangkit yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* hanya diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika sudah memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.12 - Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan). Konsumen tenaga listrik yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika sudah memenuhi syarat penyambungan konsumen sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan). Ketentuan mengenai pola pengoperasian pembangkit *power wheeling* diatur dalam OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem) dan pola pengoperasian konsumen *power wheeling* diatur dalam OC 1.6.5 (Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem).

OC 1.6.9 Operasi Interkoneksi dengan Sistem Lain

Apabila terdapat interkoneksi dengan sistem lain, pengaturan frekuensi dilakukan sistem yang lebih besar dan masing-masing pengatur beban memonitor batas transfer yang telah disepakati. Perlu disepakati pertahanan sistem bila terjadi gangguan di titik interkoneksi atau jaringan di suatu sistem yang mempengaruhi sistem lainnya berikut dengan *standard operating procedure* (SOP) pemulihannya. Syarat interkoneksi mengikuti aturan penyambungan interkoneksi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.2 - Persyaratan Teknis untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), (CC 4.3 - Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), dan (CC 5 - Prosedur Penyambungan).

OC 2 Margin Cadangan Operasi

OC 2.1 Cadangan operasi yaitu:

- a. cadangan putar, didefinisikan sebagai jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia, tidak dibebani, dan beroperasi dalam sistem. Unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban *interruptible* yang dapat dilepas dalam waktu 10 (sepuluh) menit, tergantung dari opsi yang dipilih oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dapat dianggap sebagai cadangan putar. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyiapkan cadangan putar dari pembangkit respons cepat (*fast respond*) paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari 1 (satu) unit terbesar yang beroperasi;
- b. cadangan dingin, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 4 (empat) jam; dan
- c. cadangan jangka panjang, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam tetapi kurang dari 2 (dua) hari.

OC 2.2 Margin cadangan (kebutuhan minimum) harus tersedia setiap saat:

- a. cadangan putar lebih besar atau sama dengan kapasitas unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem;
- b. cadangan putar ditambah cadangan dingin lebih besar atau sama dengan 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem; dan
- c. cadangan putar ditambah cadangan dingin ditambah cadangan jangka panjang lebih besar atau sama dengan 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem ditambah margin keandalan. tambahan margin keandalan ini dapat dinyatakan dalam persentase terhadap beban puncak harian atau dalam MW, yang perhitungannya berdasarkan studi energi tidak terlayani dan/atau *loss of load probability*.

Kriteria ini harus ditinjau ulang dan diperbarui secara periodik untuk menjamin efektivitas biaya dan keandalan sistem.

OC 3 Pengendalian Frekuensi

OC 3.1 Frekuensi di sistem akan konstan apabila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Frekuensi di sistem akan naik apabila total pembangkitan melebihi total beban ditambah rugi-rugi. Frekuensi sistem akan turun apabila total beban ditambah rugi-rugi melebihi total pembangkitan.

Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pelanggan akhir.

Frekuensi sistem dipertahankan dalam kisaran $\pm 0,20$ (nol koma dua nol) Hz di sekitar 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz, kecuali dalam periode *transient* yang singkat, di mana penyimpangan sebesar $\pm 0,50$ (nol koma lima nol) Hz atau lebih diizinkan, serta selama keadaan darurat. Pengendalian frekuensi dicapai melalui:

- a. aksi *governor* unit pembangkit (pengendalian primer);
- b. unit pembangkit yang memiliki AGC (pengendalian sekunder);
- c. perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) ke unit pembangkit untuk menaikkan atau menurunkan tingkat pembebanan unit pembangkit dalam rangka mengantisipasi perubahan beban;
- d. penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban sistem;
- e. pengurangan beban secara manual;
- f. peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah;
- g. pelepasan generator oleh relai frekuensi lebih; dan
- h. semua jenis pembangkit termasuk EBT intermiten harus berkontribusi dalam menjaga kualitas frekuensi.

OC 3.2 Kesalahan Waktu (*Time Error*)

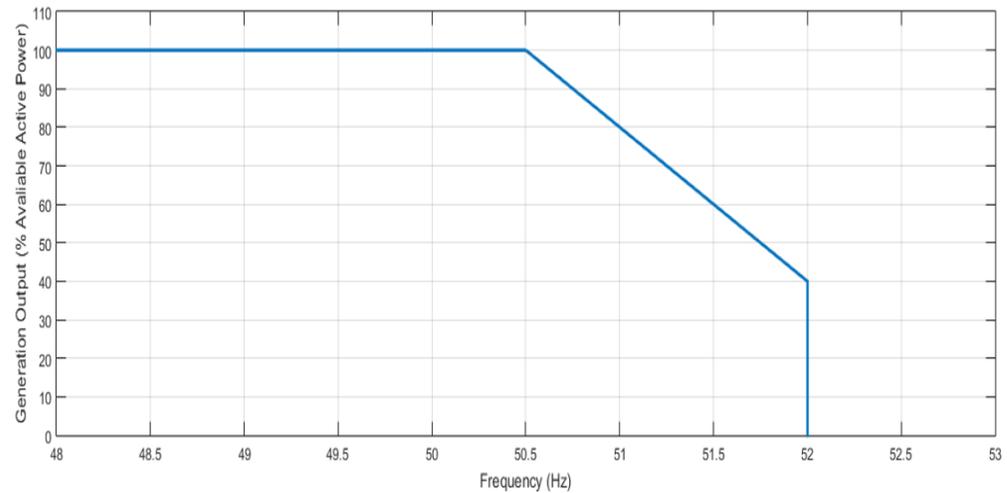
Dalam rangka menyediakan indikasi waktu yang andal bagi peralatan pelanggan yang menghitung jam berdasarkan frekuensi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk menghindari kesalahan waktu (*time error*) lebih dari 30 (tiga puluh) detik setiap saat.

OC 3.3 *Governor* Reaksi Cepat Unit Pembangkit

Unit pembangkit harus beroperasi dengan *governor* reaksi cepat, dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. untuk pembangkit *thermal*, *deadband* maksimum $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz, *speed droop* maksimum 5% (lima persen), dan *ramp rate* paling sedikit 3 (tiga) MW/menit;
- b. untuk pembangkit hidro, *deadband* maksimum $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz dan *speed droop* maksimum 2% (dua persen); dan
- c. pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sesuai dengan yang ditentukan dalam Pengaturan

Jangkauan Frekuensi Daya atau Kurva Kontrol Frekuensi pada Gambar 7 di bawah ini:



Gambar 7: Pengaturan Jangkauan Frekuensi Daya atau Kurva Kontrol Frekuensi

Pada rentang frekuensi sistem 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz, pembangkit EBT intermiten beroperasi dengan keluaran daya aktif normal sesuai dengan ketersediaan energi primernya.

Pada rentang frekuensi sistem 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,00 Hz (lima puluh dua koma nol nol) Hz, pembangkit EBT intermiten menurunkan keluaran daya aktif dengan *gradient* penurunan sebesar 0,4 (nol koma empat) Daya Tersedia/Hz.

Semua unit pembangkit harus mengikuti *setting* di atas kecuali diizinkan atau diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengatur *setting* pada tingkat yang lain.

OC 3.4 Pembangkit yang Memiliki *Automatic Generation Control (AGC)*

Operator unit pembangkit yang berkemampuan AGC harus segera mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengaktifkan atau mematikan AGC. Jumlah rentang pengaturan dari unit pembangkit ber-AGC harus dijaga paling sedikit sebesar 2,5% (dua koma lima persen) dari beban sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.

OC 3.5 Pengurangan Tegangan untuk Mengurangi Beban sistem

Dalam hal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,70 (empat puluh sembilan koma tujuh nol) Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan

bahwa terjadi keadaan darurat di sistem. Dalam hal ini pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan Unit di bawah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan operator unit pembangkit untuk mengurangi tegangan sebagaimana dijelaskan di Aturan Penyambungan (CC 3 – Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan). Dalam hal sistem telah dipulihkan ke kondisi normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengembalikan tegangan ke kisaran normal.

OC 3.6 Pengurangan Beban secara Manual

Dalam hal selama keadaan darurat pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,50 (empat puluh sembilan koma lima nol) Hz dan cadangan pembangkitan yang ada tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik untuk secara manual melepas beban yang termasuk kategori dapat diputus (*interruptible*).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memerintahkan pelepasan beban secara manual di kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*).

OC 3.7 Peralatan Pelepasan Beban secara Otomatis oleh Frekuensi Rendah

Dalam rangka menjamin keseimbangan antara beban dan pembangkitan dalam kondisi darurat, paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari beban sistem harus dapat dikontrol oleh peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah yang dievaluasi setiap tahun atau sewaktu-waktu diperlukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Beban sensitif yang ditetapkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dilarang masuk dalam program pelepasan beban (*load shedding*) oleh relai frekuensi rendah. pelepasan beban paling banyak 10 (sepuluh) tahapan yang tersebar secara geografis dan harus disediakan dan selalu dipertahankan. pelepasan beban tahap pertama harus diatur pada frekuensi yang cukup rendah sehingga terlepasnya pembangkit terbesar di sistem tidak akan menyebabkan bekerjanya tahap pertama tersebut. Tahap terakhir pelepasan beban harus diatur pada frekuensi di atas nilai *setting underfrequency* yang tertinggi dari generator yang dilengkapi relai frekuensi rendah, sehingga tidak ada unit pembangkit yang terlepas sebelum pelepasan beban tahap terakhir bekerja.

OC 3.8 Peralatan Pelepasan Pembangkit secara Otomatis

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang melepas unit pembangkit secara otomatis pada kondisi tertentu untuk mengamankan sistem. Kondisi tertentu tersebut meliputi namun tidak terbatas pada skema sistem isolasi terpisah (*islanding system*), keterbatasan jalur evakuasi daya pembangkit, dan kestabilan sistem.

OC 4 Pengendalian Tegangan

Menjaga tegangan sistem pada sekitar tingkat nominal diperlukan untuk mengurangi rugi-rugi jaringan dan ancaman *voltage collapse* serta masalah stabilitas *transient*, *dynamic*, dan *steady state*. Pengendalian tegangan juga diperlukan untuk menghindari kerusakan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi, baik oleh tegangan yang terlalu rendah maupun tegangan yang terlalu tinggi, serta untuk menjamin bahwa tegangan di sisi pelanggan berada dalam tingkat yang dapat diterima. Selain itu, ketidakseimbangan tegangan dan harmonik harus dikendalikan pula untuk memberi pelayanan yang memuaskan ke pelanggan.

OC 4.1 Pengendalian tegangan dicapai dengan langkah berikut:

- a. generator sinkron yang dilengkapi pengaturan tegangan. Penambahan *stabilization control loops* atau *power system stabilizer* (PSS) pada pengaturan tegangan memperbaiki stabilitas dinamik dari sistem;
- b. *synchronous condenser*;
- c. *compensator VAR* statik;
- d. kapasitor paralel (*shunt*);
- e. reaktor *shunts*;
- f. perubahan tap transformator; dan
- g. tegangan sumber *converter* untuk unit pembangkit EBT intermiten.

OC 4.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua GI dan untuk menyampaikan informasi tersebut ke unit pembangkit. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk mengarahkan operasi sistem sehingga tegangan sistem berada dalam tingkat yang aman. Operator peralatan pengendali tegangan sebagaimana dimaksud dalam OC 4.1 harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengoperasikan peralatan. Apabila terdapat masalah dalam memenuhi kebutuhan ini harus dilaporkan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 4.3 Ketidakseimbangan Tegangan

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyeimbangkan impedansi *phase* jaringan guna membatasi ketidakseimbangan tegangan. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyeimbangkan arus *phase* pada titik sambung guna membatasi tegangan urutan negatif kurang dari 1% (satu persen) sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3 - Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan).

OC 4.4 Harmonik Tegangan dan Arus

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa kontribusi mereka terhadap distorsi harmonik pada titik sambung dengan level tegangan yang berbeda tidak melebihi yang sudah diatur dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3.1 - Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik wajib mereduksi distorsi harmonik guna membatasi harmonik tersebut.

OC 4.5 Kedip dan *Flicker* Tegangan

Kedip tegangan disebabkan oleh asut motor sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.4 – Fluktuasi Tegangan). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa operasi mereka tidak menyebabkan *flicker* tegangan atau kelip berulang-ulang yang melebihi batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.4 – Fluktuasi Tegangan). Jika batas tersebut dilampaui, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) wajib mencari penyebab masalah dan mengambil langkah yang diperlukan untuk memperbaiki pelanggaran kriteria ini.

Untuk menjaga kelip tegangan yang disebabkan oleh gangguan sistem selama kurang dari 30 (tiga puluh) *cycle*, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mempunyai *filter* tersendiri.

OC 5 Proteksi Jaringan

Peralatan proteksi jaringan dan koordinasi proteksi yang memadai diperlukan untuk memproteksi komponen jaringan dan untuk membatasi dampak gangguan apabila terjadi gangguan atau kegagalan peralatan. Persyaratan rinci tercantum dalam *Appendix 1* Aturan Penyambungan (CCA1 2.3 - Peralatan Proteksi yang Diperlukan).

- OC 5.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyerahkan rencana perubahan skema proteksi ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk dipelajari dan disahkan.
- OC 5.2 Skema proteksi jaringan harus memberikan kemungkinan untuk pemanfaatan rating termal jangka pendek peralatan penghantar dan GI dengan nilai rating yang dideklarasikan oleh pengelola transmisi PT. PLN (Persero).
- OC 5.3 Jika seluruh atau sebagian dari suatu skema proteksi gagal atau tidak bekerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus memutuskan untuk:
- a. memadamkan peralatan yang diproteksi oleh skema proteksi tersebut;
 - b. membiarkan peralatan tetap bertegangan tanpa proteksi primer selama periode tertentu sepanjang proteksi cadangan tersedia dan memadai; atau
 - c. memasang skema proteksi sementara.
- OC 6 Stabilitas Sistem
- sistem menghadapi beberapa jenis gangguan besar yang berkaitan dengan masalah stabilitas, antara lain:
- a. ketidakstabilan *transient*, terjadi jika ada bagian dari sistem berosilasi tidak teredam dan berakhir dengan terpisahnya sistem (biasanya dalam beberapa detik). Gangguan semacam ini biasanya terjadi setelah suatu gangguan hubung singkat besar atau terlepasnya beberapa unit pembangkit;
 - b. ketidakstabilan dinamik, di mana osilasi kecil tidak teredam terjadi yang diawali oleh sebab yang tidak jelas, yaitu karena sistem dioperasikan terlalu dekat dengan kondisi tidak stabil; dan
 - c. ketidakstabilan tegangan, yaitu turunnya tegangan sistem lebih rendah dari suatu tingkat atau batas di mana peralatan pengendali tegangan dapat mengembalikan tegangan ke tingkat yang dapat diterima. Dalam kasus tersebut kenaikan rugi-rugi daya reaktif memperburuk permasalahan sehingga memperluas dan mempercepat Penurunan Tegangan seluruh sistem dan mengarah ke *voltage collapse*.

OC 6.1 Koordinasi Analisis Stabilitas

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk melakukan atau mengatur terselenggaranya studi yang diperlukan untuk menentukan batas operasi yang aman yang dapat melindungi sistem dari ancaman masalah ketidakstabilan, termasuk yang disebabkan oleh *credible outages*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan data dan informasi yang diperlukan untuk mendukung studi tersebut sesuai yang tercantum dalam Aturan Kebutuhan Data.

OC 6.2 Tanggung Jawab Operasional dalam Hal Stabilitas

Tanggung jawab para pihak yang terlibat dalam pengoperasian sistem untuk mempertahankan stabilitas operasi, antara lain:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengoperasikan sistem dalam batas operasi yang aman yang ditetapkan melalui studi berkala tentang stabilitas. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyebutkan keterbatasan kapasitas *static compensator*, reaktor, dan kapasitor yang menyebabkan jaringan beroperasi di luar batas normal;
- b. pengelola pembangkit harus mempertahankan peralatan pengendali tegangan dan alat kendali lain untuk menjamin dukungan daya reaktif sepenuhnya (rincian persyaratan mengacu ke Aturan Penyambungan) tersedia bagi sistem. Pengelola pembangkit harus mempertahankan kemampuan daya reaktif unit pembangkit sesuai dengan desain peralatan. Untuk Pembangkit EBT intermiten, kemampuan daya reaktif (unit individu) harus sesuai dengan ketentuan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.4.4.4).
- c. pengelola pembangkit dilarang melepas unit pembangkit dari sistem selama terjadinya gangguan, kecuali:
 1. kondisi frekuensi atau tegangan pada saat itu melebihi atau sangat kurang sehingga dapat merusak peralatan; atau
 2. apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah menyetujui dilakukannya pelepasan tersebut;
- d. pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memelihara peralatan pengendali tegangan di instalasi yang menjadi wewenang pengelola distribusi PT PLN (Persero) sehingga peralatan akan bekerja seperti yang diinginkan untuk mendukung tegangan jaringan transmisi dan tegangan jaringan distribusi; dan

- e. konsumen tenaga listrik harus memelihara semua peralatan pengendali tegangan yang dibutuhkan sesuai dengan PJBL sehingga peralatan akan bekerja sesuai dengan yang diinginkan untuk mendukung tegangan sistem selama kondisi normal dan kondisi gangguan.

OC 7 Prosedur Darurat

Keadaan darurat pada sistem dianggap terjadi apabila:

- a. kapasitas margin cadangan atau tegangan sistem kurang dari tingkat yang dapat diterima;
- b. gangguan telah menyebabkan sistem terpisah dan/atau pemadaman sebagian atau total; dan
- c. badai, gempa bumi, huru-hara, dan sebagainya yang mengancam keamanan sistem.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti prosedur sesuai yang diatur dalam OC 7.2 (Pengumuman Kekurangan Daya), OC 7.3 (Pemberitahuan Kekurangan Daya), OC 7.4 (Pengumuman Keadaan Darurat Sistem), OC 7.5 (Pemberitahuan Keadaan Darurat), dan OC 7.6 (Ruang Operasi Darurat) untuk mengembalikan kondisi sistem secepatnya ke keadaan aman.

OC 7.1 Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memelihara dan mendistribusikan petunjuk prosedur keadaan darurat sistem beserta daftar rinci semua pihak yang harus diberitahu bahwa sistem dalam keadaan darurat, termasuk nomor telepon dinas dan telepon rumah serta alternatif penyampaian lain apabila mereka tidak berada di rumah. Petunjuk tersebut harus menetapkan tempat ke mana petugas utama harus melapor untuk pelaksanaan pemulihan. Prosedur keadaan darurat di sistem diatur lebih lanjut dalam *standard operating procedure* (SOP).

OC 7.2 Pengumuman Kekurangan Daya

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan suatu kondisi kekurangan daya apabila:

- a. cadangan operasi turun di bawah kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya; atau
- b. cadangan operasi dalam rencana bulanan diperkirakan akan kurang dari kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan keadaan kekurangan daya paling sedikit 7 (tujuh) hari sebelumnya.

OC 7.3 Pemberitahuan Kekurangan Daya

Setelah kekurangan daya diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) bahwa telah terjadi kekurangan daya dan agar mempersiapkan pelepasan beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) untuk mempertahankan tingkat cadangan operasi minimum. Besarnya beban *interruptible* yang harus dilepas oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus berdasarkan target yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Target tersebut harus diusahakan proporsional dengan beban tersambung masing-masing pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- b. memberitahu pengelola pembangkit bahwa telah terjadi atau mungkin akan terjadi kekurangan daya dan agar berusaha untuk menambah daya tersedia di setiap unit pembangkit; dan
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero).

OC 7.4 Pengumuman Keadaan Darurat Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengumumkan adanya keadaan darurat dalam hal:

- a. cadangan putar di sistem turun ke tingkat di bawah kebutuhan minimum;
- b. pembebanan yang tinggi pada ruas transmisi, sehingga dapat menyebabkan ketidakstabilan sistem;
- c. tegangan sistem yang rendah dan dapat membawa ke kondisi *voltage collapse* dan semua upaya yang ada telah dilakukan untuk mengatasi masalah;
- d. gangguan jaringan telah menyebabkan terpisahnya sistem dan/atau pemadaman sebagian atau total; atau
- e. terdapat ancaman badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara, dan sebagainya yang berdasarkan pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengancam keamanan sistem.

OC 7.5 Pemberitahuan Keadaan Darurat

Setelah keadaan darurat di sistem diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera melakukan pemberitahuan berikut:

- a. memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melalui fasilitas pesan operasi (*grid operations message system*) bahwa keadaan darurat di sistem telah diumumkan;

- b. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengenai besar pengurangan beban yang diperlukan (apabila diperlukan);
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero); dan
- d. memberitahu pimpinan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perlunya mengaktifkan ruang operasi darurat.

Pemberitahuan harus secara ringkas dan jelas menyebutkan masalah yang terjadi dan tindakan yang diharapkan dari penerima pemberitahuan.

OC 7.6 Ruang Operasi Darurat

Ruang operasi darurat (ROD) diperuntukkan bagi manajemen untuk memantau, menganalisis, dan membuat strategi terkait yang sedang dilakukan oleh *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengatasi keadaan darurat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghubungi pihak yang bertanggung jawab yang terdaftar dalam petunjuk prosedur keadaan darurat di sistem dan meminta pengaktifan ruang operasi darurat (ROD).

OC 7.7 Pelatihan Keadaan Darurat

Pelatihan keadaan darurat harus dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur dan respon baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 7.8 *Back Up Control Center*

Untuk mengendalikan operasi sistem apabila ruang kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengalami gangguan teknis atau nonteknis, pengendalian operasi sistem dialihkan ke *backup control center* yang telah disiapkan.

OC 7.9 Pelatihan Cadangan Ruang Kontrol Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Pelatihan kondisi pengalihan kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan

kekurangan dalam prosedur dan respon baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 8 Prosedur Pemulihan Sistem

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti pengarahan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memastikan bahwa pemulihan sistem berlangsung cepat, aman, dan menghindari masalah yang tidak perlu terjadi.

OC 8.1 Prosedur Pemulihan dari Terpisahnya Sistem Menjadi Sistem Isolasi Terpisah (*Islanding System*)

Dalam hal telah terjadi 1 (satu) atau lebih sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil, urutan berikut harus diikuti:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus secepatnya menilai keadaan sistem dan menentukan tingkat dan sifat kerusakan fasilitas peralatan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik transmisi harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam membuat penilaian;
- b. menstabilkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) pada frekuensi 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz dan menyinkronkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) secepat mungkin;
- c. memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus atau padam untuk memulai proses pengasutan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. mengasut unit pembangkit yang tidak beroperasi yang menurut pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan. sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- e. mengasut unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap di kawasan yang padam dan menyinkronkan unit pembangkit ketika pasokan ke titik sambung pusat listrik telah dipulihkan dan telah diizinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk disinkronkan;
- f. menaikkan daya keluar unit pembangkit sesuai dengan perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Perlu diperhatikan agar tidak melakukan pembebanan berlebih pada penghantar dan/atau pembebanan yang mengakibatkan kondisi tegangan rendah;

- g. memulihkan pasokan ke GI yang padam secepat mungkin guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka tutup (*switching*) PMT. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengantisipasi kemungkinan terjadinya tegangan lebih yang disebabkan oleh arus *charging* ketika menutup ruas transmisi yang panjang;
- h. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk memulai pemulihan penyulang distribusi dengan menghindari pembebanan lebih ruas transmisi dan keadaan tegangan rendah serta menghindari turunnya cadangan putar ke tingkat yang tidak aman. Setelah padam cukup lama, mungkin diperlukan pembebanan penyulang secara bertahap untuk menghindari terjadinya beban lebih pada penyulang;
- i. menghindari menghubungkan unit pembangkit yang terisolasi ke beban lokal yang terisolasi, kecuali apabila tidak mungkin menyinkronkan unit pembangkit terlebih dahulu untuk kestabilan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) dan unit pembangkit telah dinyatakan mampu memikul beban terpisah; dan
- j. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tidak mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selama proses pemulihan harus dihadapkan pada proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Sulawesi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Manajemen Jaringan (GMC 5 - Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Sulawesi).

OC 8.2 Prosedur Pemulihan Padam Total

Pemulihan sistem setelah kejadian pemadaman total merupakan proses yang jauh lebih sulit dan memakan waktu panjang dibandingkan pemadaman sebagian. Dalam hal terjadi pemadaman total, langkah-langkah berikut harus ditambahkan pada kasus pemadaman sebagian:

- a. unit pembangkit yang mempunyai fasilitas asut gelap mampu memikul beban terpisah (*independent load pickup*) harus diasut dan diikuti dengan proses pemberian tegangan (*energize*) ruas penghantar, pemberian tegangan (*energize*) GI, dan pembebanan lokal. sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang terbentuk harus diperluas dengan menambahkan pembangkitan lokal, ruas penghantar, GI, dan beban. Ketika memperluas sistem isolasi terpisah (*islanding system*) perlu perhatian khusus untuk menghindari ketidakstabilan tegangan;

- b. setelah beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil terbentuk, sistem isolasi terpisah (*islanding system*) tersebut harus diperluas sehingga sistem yang semula terpisah dapat disinkronkan dengan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) lainnya;
- c. karena durasi dan lingkup pemadaman total jauh lebih besar dibandingkan pemadaman sebagian, pembebanan unit pembangkit harus secara bertahap untuk menghindari beban lebih pada penyulang dan untuk memungkinkan penstabilan beban. Selain itu, banyak fasilitas atau peralatan penyimpan energi (*energy storage*) di GI dan pusat listrik harus diisi ulang sebelum pengoperasian kembali fasilitas tersebut; dan
- d. usaha pemulihan sistem sesuai dengan *standard operating procedure* (SOP) pemulihan sistem yang disusun oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan direviu secara berkala.

OC 9 Koordinasi Keselamatan

Bagian ini menjelaskan prosedur proses buka tutup (*switching*) PMT dan pembebasan bagian instalasi untuk menjamin bahwa pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat dilaksanakan dengan aman. Hal ini diterapkan apabila pekerjaan dan/atau pengujian yang akan dilakukan memerlukan koordinasi keselamatan kerja dan keselamatan peralatan antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Selain itu, bagian ini memberi garis besar prosedur yang harus diikuti pada saat kegiatan pemeliharaan dan pengujian akan dilaksanakan di jaringan transmisi oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan Proses Perizinan Kerja sesuai yang diatur dalam OC 9.2 (Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi).

OC 9.1 Koordinator Keselamatan Kerja

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) suatu titik sambung baru, masing-masing pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik harus menunjuk seorang koordinator keselamatan kerja.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus saling memberitahu secara tertulis mengenai identitas koordinator keselamatan kerja yang ditunjuk. Dalam hal akan mengganti koordinator keselamatan kerja yang telah ditunjuk, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis identitas koordinator keselamatan kerja yang baru.

Koordinator keselamatan kerja harus bertanggung jawab tentang semua hal yang menyangkut keselamatan personel selama kegiatan pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 9.2 Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi

Suatu proses perizinan kerja telah ditetapkan untuk menjamin keselamatan pelaksanaan prosedur pemeliharaan peralatan tegangan tinggi. Proses ini meliputi koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), personel keselamatan kerja dan personel pemeliharaan yang melaksanakan pekerjaan, serta pengalihan kewenangan dari suatu grup ke grup yang lain selama kegiatan pemeliharaan dan pengujian melalui penggunaan formulir khusus perizinan kerja. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan izin kerja untuk pekerjaan di jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV.

Prosedur keselamatan kerja yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV dituangkan dalam dokumen prosedur pelaksanaan pekerjaan pada instalasi listrik tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi sistem Sulawesi yang disusun oleh pemilik pekerjaan yaitu pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Setiap pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terkait, paling lambat 7 (tujuh) hari sebelum pelaksanaan pekerjaan.

OC 9.3 Proses perizinan pekerjaan untuk pemeliharaan peralatan tegangan tinggi harus meliputi langkah berikut:

- a. proses dimulai dengan pengajuan formulir permohonan izin kerja ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempelajari rencana yang diajukan dalam kaitannya dengan tindakan buka tutup PMT (*switching*) dan rekonfigurasi jaringan transmisi untuk menjamin tingkat keandalan dan keamanan dapat dijaga. Jika rencana yang diajukan dianggap memenuhi syarat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan izin kerja yang diminta;

- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan manuver buka tutup PMT (*switching*) yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;
- d. personel pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik menyampaikan formulir rencana kerja kepada koordinator keselamatan kerja untuk disahkan dan ke operator GI yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan membumikan (*grounding*) peralatan;
- e. operator GI mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja sebagaimana dimaksud dalam huruf d dan menyampaikannya kepada staf pemeliharaan yang akan bertanggung jawab melaksanakan pekerjaan;
- f. operator GI selanjutnya melakukan pemisahan dan pembumian (*grounding*) lokal serta memasang tanda yang diperlukan pada peralatan *switching*;
- g. staf pemeliharaan melaksanakan pekerjaan pemeliharaan;
- h. staf pemeliharaan mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja dan mengembalikannya ke operator GI. Operator GI selanjutnya bertanggung jawab untuk melepas tanda dari peralatan *switching*, membuka pembumian, dan menutup PMS;
- i. koordinator keselamatan kerja mengesahkan selesainya kegiatan operator GI dalam formulir rencana kerja dan mengembalikannya kepada pemilik pekerjaan. Pemilik pekerjaan menyatakan bahwa pekerjaan telah selesai dan pemberian tegangan (*energize*) peralatan dapat dilaksanakan. Personel pengelola transmisi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik selanjutnya memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa peralatan dapat dioperasikan; dan
- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memimpin manuver buka tutup PMS dan PMT (*switching*) untuk melakukan pemberian tegangan kembali (*reenergize*) fasilitas tersebut dan merekonfigurasi jaringan transmisi kembali ke keadaan semula.

OC 10 Penghubung Operasi

Bagian ini memberi garis besar prosedur umum bagi koordinasi dan pertukaran informasi operasi di antara pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi ke sistem.

OC 10.1 Kebutuhan untuk Memberitahu Kondisi Operasi

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas sistem dan untuk mengomunikasikan informasi tersebut ke internal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan informasi mengenai kegiatan atau kondisi operasi yang dapat mempengaruhi keamanan dan keandalan sistem kepada pihak terkait.

Pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggung jawab untuk memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian terencana yang dapat mempengaruhi operasi normal dari setiap bagian sistem.

Apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat mempengaruhi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang lain, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera memberitahu kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat terpengaruh.

Pada saat menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian, penerima berita dapat menghubungi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik itu harus:

- a. memberi jawaban yang diminta; dan
- b. mengedarkan salinan pertanyaan dan jawaban ke semua penerima pemberitahuan.

OC 10.1.1 Masalah operasi yang harus dilaporkan, meliputi tetapi tidak terbatas pada:

- a. pengeluaran pusat pembangkit listrik dan/atau peralatan penyaluran dari operasi sistem untuk keperluan pemeliharaan atau pengujian yang mungkin mengurangi keandalan sistem;
- b. pelaksanaan pengujian peralatan unit pembangkit meskipun kegiatan tersebut tidak memerlukan penghentian pelayanan dari peralatan unit pembangkit;
- c. pengoperasian PMT, PMS, atau alat pembumian (*grounding*) yang belum mendapat izin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus tertentu, pemilik instalasi dapat mengoperasikan peralatan yang belum mendapat izin untuk melindungi personel atau peralatan. Dalam kasus tersebut,

operasi yang dilakukan dan penyebabnya harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);

- d. segala bentuk operasi yang bersifat mendadak dan tidak standar, kecuali telah diizinkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- e. suatu masalah operasi tidak dapat dipecahkan dengan segera, antara lain mengenai perkiraan lamanya masalah operasi dan kemungkinan pengaruhnya harus dilaporkan kepada pihak yang terkena dampak.

OC 10.1.2 Pemberitahuan yang diperlukan dalam rangka memenuhi ketentuan sebagaimana dimaksud dalam OC 10 (Penghubung Operasi) harus berisi penjelasan operasional yang cukup rinci agar penerima dapat menilai operasi tersebut dan dampaknya. Pemberitahuan harus berisi nama dan nomor telepon dari personel yang melaporkan operasi tersebut dan penerima berita dapat mengajukan pertanyaan untuk meminta penjelasan. Pemberitahuan harus disampaikan sedini mungkin.

OC 10.2 Kepentingan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk Memberitahu pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tentang kejadian di sistem.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyampaikan informasi kejadian di sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah terpengaruh oleh kejadian tersebut. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem harus menyediakan informasi tentang kejadian yang telah atau mungkin akan berdampak pada keandalan sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian tak terencana yang telah atau mungkin akan berpengaruh terhadap operasi normal dari bagian sistem. Jika diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem harus meneliti kejadian tak terencana beserta alasannya.

OC 10.2.1 Laporan kejadian dan jawaban tentang semua pertanyaan mengenai laporan dapat diberikan secara lisan dan selanjutnya ditindaklanjuti secara tertulis. Laporan tertulis harus:

- a. berisi nama, posisi dan organisasi dari personel yang menerbitkan laporan, tanggal, serta waktu penerbitan;
- b. melingkupi implikasi dan risiko operasional yang timbul dari kejadian tersebut secara rinci sehingga memungkinkan penerima untuk mengkajinya; dan

- c. merinci kronologis kejadian apabila telah berdampak pada keselamatan manusia.

OC 10.2.2 Kejadian yang harus dilaporkan, meliputi tetapi tidak terbatas pada:

- a. kegagalan atau kesalahan operasi alat kendali, komunikasi, peralatan ukur, dan perubahan kapabilitas fasilitas pusat listrik dan penghantar;
- b. waktu pada saat suatu unit pembangkit atau peralatan dioperasikan melebihi kapasitasnya;
- c. aktifnya suatu alarm yang menunjukkan kondisi operasi tidak normal; dan
- d. kondisi cuaca yang mempengaruhi atau mungkin mempengaruhi operasi.

OC 10.2.3 Dalam hal laporan tentang kejadian diberikan secara lisan:

- a. laporan tersebut harus didiktekan oleh pengirim ke penerima; dan
- b. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan setelah seluruh laporan lengkap, penerima harus membaca ulang seluruh laporan ke pengirim untuk mengonfirmasi ketepatannya.

OC 10.3 Kejadian Penting

Kejadian penting merupakan kejadian yang atas penilaian pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah berpengaruh penting pada sistem.

Selain itu, kejadian penting meliputi kejadian yang diyakini oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya. Pelaporan kejadian penting harus secara tertulis sesuai yang diatur dalam OC 11 (Pelaporan Kejadian Penting).

OC 10.3.1 Kejadian yang perlu dilaporkan secara tertulis ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan hal yang menyebabkan, tapi tidak terbatas pada:

- a. ketidakstabilan sistem;
- b. penyimpangan frekuensi di luar batas yang telah ditetapkan;
- c. tingkat tegangan di luar batas yang telah ditetapkan; atau
- d. pemadaman beban konsumen tenaga listrik akibat pengoperasian.

OC 10.4 Fasilitas Komunikasi Operasional

Semua pihak yang terinterkoneksi ke sistem harus menyediakan dan memelihara fasilitas komunikasi utama dan cadangan yang dibutuhkan, antara lain suara, data operasional, dan komunikasi SCADA.

OC 10.4.1 Kantor Perwakilan Komunikasi Operasional

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menetapkan sebuah kantor perwakilan yang bertugas untuk memberi atau menerima komunikasi operasional terkait dengan fasilitas yang dimilikinya. Kantor ini bertanggung jawab dalam pengoperasian dan pemeliharaan peralatan komunikasinya; dan
- b. kantor perwakilan harus memberikan informasi berikut:
 1. sebutan bagi personel penghubung;
 2. nomor telepon personel;
 3. alamat *e-mail* personel;
 4. nomor faksimile; dan
 5. lokasi.

OC 10.4.2 Perekaman Komunikasi Operasional

Berikut ini merupakan ketentuan minimum yang berkaitan dengan perekaman komunikasi operasional:

- a. setelah membuat atau menerima suatu komunikasi operasional, pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus segera mencatat setiap komunikasi operasional telepon secara tertulis dalam buku *log* atau dengan metode lain yang permanen dan dapat diperiksa;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara *dispatcher* dan personel operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. rekaman komunikasi operasional harus mencakup waktu dan isi setiap komunikasi dan harus memberi identitas pihak yang berkomunikasi;
- d. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan membaca ulang kepada pengirim seluruh laporan yang diterimanya untuk mengonfirmasikan ketepatannya, kecuali jika sifat komunikasi memerlukan tindakan segera; dan

- e. *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyimpan semua catatan komunikasi operasional termasuk rekaman suara, paling sedikit 5 (lima) tahun untuk rekaman tertulis dan 1 (satu) tahun untuk rekaman suara. Catatan atau rekaman disimpan untuk bahan penyelesaian perselisihan dan evaluasi prosedur operasional selama operasi normal, operasi darurat, atau proses pemulihan sistem.

OC 10.5 Pertemuan Koordinasi Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) dengan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

- a. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilaksanakan secara rutin setiap bulan. Pertemuan ini tidak diharuskan bagi konsumen tenaga listrik; dan
- b. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola distribusi PT PLN (Persero) dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun dan harus diikuti oleh konsumen tenaga listrik.

OC 11 Pelaporan Kejadian Penting

Kejadian penting yang mencakup kecelakaan atau kejadian tak biasa yang telah mengganggu operasi sistem atau telah menyebabkan atau dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau pemadaman harus dikaji bersama oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh. Kajian tersebut harus mendalam untuk menambah pengetahuan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai sifat operasional sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan. Hasil kajian gangguan harus tersedia bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

OC 11.1 Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting

Berdasarkan tingkat keseriusan dan lamanya suatu peristiwa atau kejadian penting, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dalam kejadian harus segera menyampaikan laporan tertulis termasuk rincian kondisi kejadian yang berlangsung untuk melengkapi laporan lisan yang mungkin sudah disampaikan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dengan suatu kejadian penting harus segera menyampaikan laporan tertulis setelah kejadian tersebut. Laporan

pendahuluan kejadian penting dalam bentuk konsep (*draft*) harus segera disampaikan paling lambat 4 (empat) jam terhitung sejak kejadian penting. Laporan tersebut paling sedikit berisi informasi sesuai yang diatur dalam OC 11.2 (Laporan Pendahuluan Kejadian Penting). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terlibat harus menyerahkan laporan pendahuluan kejadian penting paling lambat 24 (dua puluh empat) jam terhitung sejak kejadian penting.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan laporan final kejadian penting paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak kejadian penting, yang memuat antara lain penyebab gangguan atau kejadian, jumlah dan lamanya gangguan atau kejadian, dan rekomendasi apabila terdapat perubahan prosedur operasi, kebutuhan pelatihan, atau usulan perubahan ketentuan Aturan Jaringan Sulawesi.

OC 11.2 Laporan Pendahuluan Kejadian Penting

Laporan pendahuluan kejadian penting paling sedikit memuat:

- a. waktu dan tanggal kejadian;
- b. uraian kejadian;
- c. lama kejadian;
- d. peralatan spesifik yang langsung terlibat dalam kejadian, termasuk pengendali sistem dan peralatan proteksi;
- e. jumlah beban dan/atau pembangkitan yang terputus (dalam MW); dan
- f. perkiraan waktu dan tanggal pulihnya pelayanan serta prakiraan rencana tindak lanjut yang harus dilakukan agar kejadian serupa tidak terulang.

OC 11.3 Tinjauan Kejadian Penting

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan tinjauan terhadap suatu kejadian penting di sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan Aturan Jaringan Sulawesi untuk mempertahankan tingkat keandalan sistem yang dapat diterima;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus bekerja sama dengan pengelola operasi sistem dalam melakukan tinjauan atau analisis suatu kejadian penting di sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait; dan

- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberikan informasi yang berkaitan dengan unjuk kerja peralatan selama dan setelah suatu kejadian penting kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 11.4 Pemeriksaan dan Akses

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memeriksa peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan dalam rangka:
 - 1. mengkaji pemenuhan tanggung jawab operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terinterkoneksi ke jaringan transmisi sesuai dengan Aturan Jaringan Sulawesi;
 - 2. menyelidiki ancaman yang telah terjadi atau mungkin dapat terjadi terhadap keamanan sistem; atau
 - 3. mengkaji terlaksananya pelatihan berkala yang berkaitan dengan kebutuhan operasional peralatan;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu maksud pelaksanaan pemeriksaan paling lambat 2 (dua) hari kerja sebelum pemeriksaan. Pemberitahuan harus mencakup rincian:
 - 1. nama wakil yang akan melaksanakan pemeriksaan atas nama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 - 2. waktu mulai pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhir pemeriksaan; dan
 - 3. alasan rinci dilakukan pemeriksaan;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap tanggung jawab operasional sebagaimana diatur dalam Aturan Jaringan Sulawesi sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali terdapat bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya;
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan dan dilakukan dalam jangka waktu paling lama 2 (dua) hari kerja;
- e. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakil yang melaksanakan pemeriksaan berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan;

- f. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengizinkan wakil dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya untuk melakukan pemeriksaan;
- g. selama pemeriksaan suatu fasilitas, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakilnya:
 - 1. tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan;
 - 2. meyakinkan bahwa penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan, atau material hanya bersifat sementara;
 - 3. hanya memeriksa operasi peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan);
 - 4. mengamati kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam hubungannya dengan aktivitas fisik, kesehatan dan keselamatan kerja, serta hal yang terkait hubungan tenaga kerja; dan
 - 5. mengikuti semua aturan protokoler memasuki fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, jika aturan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses; dan
- h. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada saat memasuki kawasan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 12 Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan

Bagian ini menetapkan prosedur untuk kegiatan pengujian, pemantauan, dan pemeriksaan yang berkaitan dengan parameter berikut:

- a. unjuk kerja unit pembangkit tertentu;
- b. pemeriksaan untuk menguji kesesuaian terhadap Aturan Jaringan Sulawesi dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*);

- c. pengujian untuk verifikasi unjuk kerja sistem kendali dan proteksi, baik di peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik maupun peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang terkait dengan suatu titik sambung;
- d. pemasangan peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam kondisi operasi normal;
- e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara peralatan atau operasi peralatan tersebut dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan
- f. pengujian yang diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik.

OC 12.1 Pengujian

Bagian ini memberi hak yang sama pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambung antara peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, dengan ketentuan:

- a. dalam hal pihak yang merasa peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain tidak memenuhi Aturan Jaringan Sulawesi, boleh mengusulkan pengujian atas peralatan tersebut dengan pemberitahuan tertulis;
- b. jika pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf a telah diberikan, pihak pengusul harus melakukan pengujian pada waktu yang disetujui pihak pemilik;
- c. kedua belah pihak harus bekerja sama dalam melakukan pengujian yang diminta sebagaimana dimaksud dalam huruf a;
- d. biaya pelaksanaan pengujian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dibebankan kepada pihak pengusul, kecuali apabila hasil pengujian peralatan yang dipermasalahkan membuktikan bahwa peralatan tersebut tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Sulawesi. Dalam hal peralatan tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Sulawesi, semua biaya pengujian dibebankan kepada pihak pemilik peralatan;
- e. biaya pengujian tidak mencakup biaya kerugian akibat energi tak terjual tetapi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus meminimalkan kerugian tersebut selama proses pengujian. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang

melakukan pengurangan atas kesiapan pembangkit yang dideklarasikan sebagai akibat dari pengujian;

- f. pengujian yang diuraikan pada bagian ini harus dilaksanakan menggunakan prosedur uji yang disetujui kedua belah pihak, baik dilakukan sendiri oleh pihak pengusul maupun oleh pihak ketiga. Para pihak dilarang tanpa alasan memperlambat atau menunda persetujuan atas prosedur pengujian. Namun, jika para pihak tidak dapat bersepakat tentang prosedur uji, berdasarkan kebiasaan yang baik (*good utility practice*), pihak pengusul yang harus menetapkan prosedur uji;
- g. dalam hal pengujian dilakukan oleh pihak ketiga, pihak pengusul harus meyakinkan pihak pemilik bahwa hanya lembaga atau orang yang memiliki keterampilan dan pengalaman yang akan melakukan pengujian;
- h. pihak yang melakukan pengujian harus terlebih dahulu memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- i. pihak yang tidak melakukan pengujian dapat menunjuk wakil untuk menyaksikan pengujian dan pihak yang menguji harus mengizinkan wakil tersebut untuk hadir pada saat pengujian dilaksanakan;
- j. pihak yang melakukan pengujian harus menyampaikan hasil pengujian dan laporan lain yang terkait kepada pihak lain paling lambat 7 (tujuh) hari setelah pengujian berakhir;
- k. pihak yang melakukan pengujian dapat memasang peralatan uji dan/atau peralatan pemantau ke peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain atau meminta pihak lain untuk memasang suatu peralatan uji dan/atau peralatan pemantau; dan
- l. pihak yang melakukan pemantauan sebagai bagian dari suatu pengujian harus memastikan bahwa unjuk kerja peralatan yang dipantau sesuai dengan Aturan Jaringan Sulawesi dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*).

OC 12.2 Pengujian Unit Pembangkit

Pengujian unjuk kerja unit pembangkit dapat dilakukan:

- a. sewaktu-waktu, atas usulan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengonfirmasikan karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;

- b. secara periodik, dilakukan pemantauan unjuk kerja unit pembangkit oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai yang dideklarasikan seperti kemampuan *free governor*, AGC/LFC, *house load* dan *black start* (jika tersedia), penambahan beban (*load pick up*), serta fungsi pendukung pengaturan frekuensi dan tegangan; atau
- c. sewaktu-waktu, jika pengelola pembangkit meminta untuk dilakukan suatu pengujian terhadap unit pembangkit miliknya setelah suatu tindakan perbaikan atas permasalahan yang menyebabkan perubahan karakteristik operasi yang dideklarasikan. Dalam hal ini pengujian harus disaksikan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) agar pengujian dapat dianggap sah untuk merevisi karakteristik operasi yang dideklarasikan.

OC 12.3 Prosedur Pengujian dan Pemantauan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit dapat mengajukan permintaan pengujian suatu unit pembangkit secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang berisi informasi berikut:

- a. tanggal pengajuan permintaan;
- b. tanggal dimulainya pengujian (tanggal pengujian paling cepat 5 (lima) hari kerja sejak tanggal pengajuan permintaan);
- c. nama unit pembangkit;
- d. karakteristik operasi yang akan diuji;
- e. nilai karakteristik operasi yang akan diverifikasi melalui pengujian; dan
- f. kondisi pembebanan spesifik untuk pengujian.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan untuk melakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menolak waktu yang diminta dan menjadwalkan ulang pengujian, setelah berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setiap saat dapat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit. Namun demikian pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang menguji suatu unit pembangkit lebih dari 2 (dua) kali dalam setahun kecuali jika terjadi keadaan berikut ini:

- a. hasil pengujian menunjukkan bahwa nilai dari 1 (satu) atau beberapa karakteristik operasi tidak sama dengan deklarasi pengelola pembangkit, terlepas apakah pengujian sebelumnya dirancang untuk menguji karakteristik operasi atau tidak; atau

- b. kondisi sistem memaksa pengujian sebelumnya harus dihentikan dan dapat dimaklumi bahwa terjadinya kondisi tersebut memang tidak dapat diperkirakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus ini, hasil pengujian dianggap tidak ada.

Selama pemantauan terhadap pengujian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memiliki catatan unjuk kerja unit pembangkit sehingga memungkinkan verifikasi independen terhadap hasilnya. Selain itu, jika respons dari unit pembangkit membutuhkan pengujian terhadap frekuensi atau tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyimpan rekaman besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setiap saat dapat memantau unjuk kerja dari unit pembangkit menggunakan data SCADA dengan membandingkan *output* atau respons aktualnya dengan *output* atau respons yang seharusnya dicapai sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan.

Jika melalui pengujian atau pemantauan unjuk kerja unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pengelola pembangkit terkait kegagalan tersebut, termasuk rincian hasil pengujian dan pemantauan.

Setelah menerima pemberitahuan, pengelola pembangkit harus segera memberikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai:

- a. penjelasan tentang kegagalan;
- b. usulan revisi karakteristik operasi yang tidak sesuai seperti disyaratkan dalam prosedur yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi; dan/atau
- c. usulan rencana untuk mengatasi masalah.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus berusaha mencapai kesepakatan mengenai revisi nilai karakteristik pengoperasian yang dideklarasikan yang diusulkan oleh pengelola pembangkit. Jika persetujuan tercapai, pengelola pembangkit harus mendeklarasikan nilai yang direvisi. Jika persetujuan tidak tercapai dalam jangka waktu 3 (tiga) hari kerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan uji ulang dan kedua belah pihak harus mengakui hasil uji ulang tersebut.

OC 12.4 Pengujian peralatan proteksi dilaksanakan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. untuk setiap titik sambung, baik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) maupun pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, harus memeriksa dan/atau menguji peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambung, sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan setiap selang waktu 2 (dua) tahun;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung pada suatu titik sambung harus bekerja sama dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam pemeriksaan atau pengujian peralatan proteksi;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menanggung biaya pengujian yang diuraikan dalam bagian ini, kecuali dinyatakan lain dalam perjanjian jual beli atau perjanjian interkoneksi; dan
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan laporan realisasi tahun sebelumnya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambung ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding (*benchmark*) yang disetujui, paling lambat tanggal 1 Maret setiap tahun.

OC 12.5 Pengujian Peralatan Milik Pemakai Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pengujian terhadap peralatan miliknya yang:

- a. dapat mempengaruhi keandalan operasi sistem;
- b. mengancam keamanan sistem;
- c. memerlukan pengoperasian sistem secara khusus; atau
- d. dapat mempengaruhi pengukuran listrik yang normal pada titik sambung.

OC 12.6 Pemberitahuan Pengujian

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang berkaitan dengan suatu titik sambung harus memberitahu secara tertulis kepada pengelola operasi sistem

PT PLN (Persero), paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pengujian. Pemberitahuan tersebut harus mencakup:

- a. rincian rencana pengujian yang diusulkan;
- b. perkiraan waktu mulai dan akhir pengujian yang diusulkan;
- c. identifikasi peralatan yang akan diuji;
- d. kondisi sistem yang dibutuhkan untuk melakukan pengujian yang diusulkan;
- e. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap peralatan yang diuji;
- f. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap sistem; dan
- g. nama orang yang bertanggung jawab mengoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan dilaksanakan pengujian pada jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk menjadwalkan ulang pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang terpengaruh dalam memberi persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan melakukan pengujian harus memastikan bahwa orang yang bertanggung jawab dalam mengoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), sesaat sebelum memulai pengujian.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik segera memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) apabila pengujian telah berakhir.

OC 12.7 Pemeriksaan dan Akses

Bagian ini menjelaskan keadaan di mana:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian;

- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian; dan
- c. prosedur dan keharusan memasuki dan memeriksa area instalasi atau fasilitas mengikuti aturan pemilik instalasi atau fasilitas.

OC 12.8 Hak untuk Memeriksa Peralatan

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik mempunyai hak yang sama untuk saling memeriksa peralatan milik pihak lain pada titik sambung. Hak memeriksa tersebut hanya diberlakukan dalam usaha untuk meyakinkan kesesuaian peralatan dengan Aturan Jaringan Sulawesi;
- b. jika pihak yang memeriksa menganggap bahwa pihak lain tidak mematuhi ketentuan Aturan Jaringan Sulawesi dan bahwa pihak yang memeriksa menjadi atau mungkin akan menjadi korban karenanya, pihak yang memeriksa dapat masuk ke kawasan instalasi milik pihak lain untuk melakukan pemeriksaan;
- c. pihak yang akan memeriksa peralatan milik pihak lain harus memberitahu mengenai maksud pemeriksaan kepada pihak yang diperiksa paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pemeriksaan;
- d. untuk validitas, pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf c harus mencakup informasi berikut:
 - 1. nama wakil yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
 - 2. waktu mulai pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhirnya pemeriksaan; dan
 - 3. sifat ketidaksesuaian peralatan terhadap Aturan Jaringan Sulawesi yang menjadi objek pemeriksaan;
- e. pihak yang memeriksa dilarang melakukan pemeriksaan sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali untuk memverifikasi unjuk kerja peralatan hasil tindakan koreksi yang telah dilakukan untuk memperbaiki ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan Sulawesi yang ditemukan pada pemeriksaan sebelumnya;
- f. pihak yang diperiksa harus menunjuk seseorang yang berkompeten untuk mendampingi wakil dari pihak pemeriksa yang memasuki kawasan miliknya;
- g. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa pemeriksaan sedapat mungkin harus selesai dalam 2 (dua) hari. Jika

diperlukan waktu yang lebih lama, kedua belah pihak harus bersepakat penambahan waktu rencana pemeriksaan;

- h. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa wakil yang ditunjuknya mampu untuk melakukan pemeriksaan; dan
- i. biaya pemeriksaan harus ditanggung oleh pihak yang memeriksa, kecuali jika ditemukan defisiensi. Dalam hal ini biaya harus ditanggung oleh pihak yang memiliki defisiensi.

OC 13 Penomoran dan Penamaan Peralatan

Dalam rangka keseragaman, identifikasi peralatan yang berkaitan dengan fasilitas dan peralatan di sistem ditetapkan dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan)* untuk memperkecil peluang kesalahan operasi akibat salah pengertian terhadap perintah dalam mengoperasikan peralatan tertentu dalam sistem.

OC 13.1 Penerapan

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan sesuai yang diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan)* berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Unsur dari kode identifikasi peralatan mencakup antara lain:

- a. lokasi geografis peralatan sesuai dengan lokasi area pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. kode nama pusat pembangkit dan nama GI;
- c. kode tingkat tegangan;
- d. kode jenis komponen yang spesifik; dan
- e. kode kegunaan lain yang spesifik.

OC 14 Rating Peralatan

Peralatan penghantar dan GI di sistem harus mempunyai batas pembebanan normal dan darurat yang ditetapkan dan dicatat. Selain itu, konstanta waktu termal jangka pendek dan metode analisis *loss of life* dapat dipakai untuk menetapkan rating peralatan jika analisis itu dilakukan sesuai dengan standar ketenagalistrikan dan persetujuan pembuat peralatan.

Rating penghantar jenis saluran udara harus memperhitungkan batas andongan minimum konduktor dan temperatur lingkungan maksimum yang realistis dan input radiasi matahari.

ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI
(*SCHEDULE AND DISPATCH CODE – SDC*)

Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi menjelaskan aturan dan prosedur untuk perencanaan transaksi, perencanaan *outages* transmisi, dan alokasi pembangkit (termasuk EBT intermiten), antara lain meliputi:

- a. rencana operasi tahunan, yang dimuktahirkan setiap 6 (enam) bulan dengan horizon perencanaan 1 (satu) tahun;
- b. rencana operasi bulanan;
- c. rencana operasi mingguan;
- d. rencana operasi harian; dan
- e. *real time* untuk keperluan *dispatch* ulang.

SDC 1 Prinsip Dasar

Persiapan perencanaan operasi memerlukan informasi mengenai perkiraan kesiapan dan mampu pasok pembangkit (cadangan putar, cadangan panas, dan cadangan dingin), kesiapan transmisi, prakiraan beban dan perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) pembangkit EBT intermiten.

Prosedur dalam aturan perencanaan dan pelaksanaan operasi ini untuk pembuatan perencanaan operasi (*scheduling*), yang:

- a. mengonsolidasikan informasi mengenai prakiraan beban, kesiapan pembangkit, dan kesiapan transmisi termasuk margin operasi yang memadai, serta memperhitungkan pembangkit EBT intermiten dan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- b. memberikan kesempatan untuk pengaturan pengeluaran (*outages*) pembangkit dan transmisi, dengan mempertimbangkan kondisi keandalan, ekonomis, kualitas operasi sistem, dan kepentingan menjaga stabilitas sistem;
- c. memungkinkan optimasi pengoperasian pembangkit hidro dan termal dengan mempertimbangkan kemampuan pembangkit dan transmisi, bahan bakar, biaya *start up*, batasan lingkungan hidup, serta pemenuhan kebutuhan air untuk irigasi dan keperluan lainnya;
- d. membantu dalam identifikasi dan penyelesaian permasalahan operasional; dan
- e. meliputi pengelola pembangkit, yang terdiri atas pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan, pembangkit listrik swasta atau *independent power producer* (IPP), pembangkit sewa, pembangkit konsumen tenaga listrik, pembangkit *power wheeling*, dan pembangkit *excess power*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan prakiraan beban diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan rencana pemeliharaan diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai pernyataan atau deklarasi karakteristik unit pembangkit diatur dalam *Appendix 3 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai perintah pembebanan (*dispatch order*) diatur dalam *Appendix 4 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

SDC 2 Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan *draft* rencana operasi tahunan paling lambat tanggal 1 Oktober. Dalam *draft* tersebut terdapat informasi yang mencakup kebutuhan pembangkit bulanan dengan rincian mingguan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan informasi ini kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Rencana operasi tahunan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 15 Desember untuk perencanaan tahun berikutnya dan proyeksi umum 1 (satu) tahun berikutnya. Rencana operasi tahunan harus mencakup informasi sebagai berikut:

- a. estimasi alokasi bulanan produksi neto pembangkit dan prakiraan beban sistem;
- b. rencana pengeluaran (*outages*) unit pembangkit;
- c. rencana pengeluaran (*outages*) transmisi;
- d. operasi bulanan waduk (PLTA) dengan memperhatikan elevasi air, kondisi lingkungan, serta kebutuhan irigasi dan kebutuhan lainnya;
- e. operasi bulanan pembangkit EBT intermiten dengan memperhatikan prakiraan cuaca (*weather forecast*) dari pengelola pembangkit EBT intermiten, Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG), atau instansi terkait lain;
- f. proyeksi harga energi;
- g. estimasi energi tak terlayani;
- h. alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take or pay* (TOP);
- i. aliran daya dan kendala transmisi;

- j. prediksi *fuel mix*, *capacity factor* (CF) pembangkit, dan susut transmisi;
- k. alokasi tingkat cadangan putar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan sesuai definisi margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam OC 2.2;
- l. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel menyampaikan rencana kesiapan pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan pembangkit, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian; dan
- m. rencana pembangkitan dan beban pengelola pembangkit *power wheeling*, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian.

Estimasi unjuk kerja sistem yang meliputi kualitas tegangan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 Desember untuk rencana operasi tahun berikutnya.

SDC 2.1 Prosedur Perencanaan Operasi Tahunan

pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah (*least cost*) dalam memenuhi prakiraan beban, dengan tetap memperhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan.

Kendala jaringan dan konfigurasi jaringan yang sesuai ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan hasil studi aliran daya, hubung singkat, dan stabilitas jaringan.

pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus menyampaikan prakiraan beban setiap GI untuk 1 (satu) tahun yang akan datang, paling lambat pada tanggal 1 September untuk penyusunan rencana operasi tahunan.

SDC 2.2 Revisi Rencana Operasi Tahunan

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan. *Draft* revisi tengah tahunan atas rencana operasi tahunan diterbitkan paling lambat tanggal 1 April tahun berjalan.

Revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan harus diterbitkan paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan. Revisi harus mencakup sisa tahun berjalan dan tahun berikutnya.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi estimasi unjuk kerja sistem yang harus diterbitkan paling lambat tanggal 1 Juni tahun berjalan.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi prakiraan beban setiap GI yang harus disampaikan paling lambat tanggal 1 Maret tahun berjalan.

SDC 2.3 Perencanaan atau Penjadwalan Pemeliharaan

Berdasarkan *draft* rencana operasi tahunan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan *draft* rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk periode 1 (satu) tahun ke depan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) beserta usulan tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 September. Dalam hal diperlukan, terdapat revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk periode 1 (satu) tahun ke depan disampaikan paling lambat tanggal 1 November.

Berdasarkan usulan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan semua unit pembangkit dan jaringan, serta harus menyampaikannya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 1 Desember.

Dalam membuat rencana atau jadwal pemeliharaan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengubah tanggal pelaksanaan pemeliharaan (*outages*) unit pembangkit dalam batas waktu yang wajar, namun lama waktu pelaksanaan pemeliharaan tidak dapat dipersingkat tanpa persetujuan dari pengelola pembangkit.

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan setiap perubahan (revisi) rencana atau jadwal pemeliharaan paling lambat tanggal 1 Mei tahun berjalan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 Juni tahun berjalan.

SDC 2.4 Instalasi Baru

Rencana pekerjaan pemasangan instalasi baru yang akan tersambung dengan sistem dan mempengaruhi pola operasi atau konfigurasi sistem periode 1 (satu) tahun berikutnya harus disampaikan oleh Pengelola pembangunan PT PLN (Persero) kepada pengelola operasi sistem (PT PLN Persero) paling lambat tanggal 1 November.

Pengelola pembangunan PT PLN (Persero) harus menyampaikan setiap perubahan pekerjaan (revisi) dalam rencana tengah tahun paling lambat tanggal 1 Mei.

SDC 2.5 Studi Sistem Tenaga Listrik

Tujuan studi jaringan sistem tenaga untuk melakukan evaluasi kendala dalam jaringan dan margin pembangkitan yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan operasi bulanan, mingguan dan harian.

Perencanaan operasi tahunan harus melibatkan studi-studi Sistem Tenaga Listrik sebagai berikut:

- a. studi aliran daya dan stabilitas untuk menentukan batasan aliran daya di transmisi dan strategi pertahanan sistem (*defense scheme*);
- b. analisis hubung singkat untuk menentukan konfigurasi jaringan yang sesuai;
- c. penentuan peningkatan margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam OC 2.2 sehingga margin dapat ditentukan dengan memperhatikan perkiraan energi tidak terlayani (*energy not served*) dan probabilitas kehilangan beban atau *loss of load probability* (LOLP) yang masih dalam batas standar perencanaan operasional yang diizinkan yaitu 1 (satu) hari per tahun; dan
- d. pada saat menyusun perencanaan operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyampaikan kecukupan sarana yang diperlukan untuk mengatur frekuensi dan tegangan. Apabila terjadi ketidakcukupan daya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pemilik instalasi yang terkait. Untuk mengatasi ketidakcukupan tersebut, pemilik instalasi harus melakukan proses investasi.

SDC 2.6 Penerbitan Rencana Operasi Tahunan

Setelah menerima *draft* rencana operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana final operasi tahunan. Rencana final operasi tahunan harus sudah diterima oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 15 Desember dan revisi final tengah tahun rencana operasi tahunan harus sudah diterima paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan.

SDC 3 Rencana Operasi Bulanan

Rencana operasi bulanan merupakan rencana operasi seluruh unit pembangkit dan transmisi termasuk rencana keluaran pembangkit. Rencana pembangkitan harus dapat memenuhi prakiraan beban sistem dengan biaya variabel minimal dengan tetap memperhatikan kriteria keandalan, ekonomis, dan kualitas Sistem Tenaga Listrik.

SDC 3.1 Proses Perencanaan Operasi Bulanan

Proses perencanaan operasi bulanan digunakan untuk memenuhi kebutuhan operasi sistem. Kebutuhan informasi untuk rencana operasi bulanan paling lambat:

- a. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- b. hari ke-5 bulan berjalan, Pengelola Pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya;
- c. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- d. hari ke-5 bulan berjalan, konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanannya untuk bulan berikutnya;
- e. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberikan perkiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya;
- f. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk digunakan dalam alokasi energi yang ekonomis bulan berikutnya;
- g. hari ke-20 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya; dan
- h. hari ke-26 bulan berjalan, dokumen rencana operasi bulanan (ROB) untuk bulan berikutnya harus sudah didistribusikan ke semua pemangku kepentingan (*stakeholders*).

SDC 3.2 Kriteria Ekonomis Rencana Operasi Bulanan

Kriteria ekonomis untuk pengalokasian pembebanan unit pembangkit dalam rencana operasi bulanan didasarkan pada:

- a. produksi energi unit pembangkit yang harus dioperasikan karena kendala sistem sesuai kebutuhan;
- b. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) pengelola pembangkit dengan ketentuan pengambilan minimum (*minimum take*) terhadap unit pembangkit yang mempunyai kontrak *take or pay*;

- c. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) pengelola pembangkit EBT;
- d. produksi energi yang diperkirakan (*forecast*) pengelola pembangkit EBT intermiten;
- e. biaya variabel unit pembangkit dalam PJBL; dan
- f. biaya variabel unit pembangkit yang dinyatakan dalam rencana operasi bulanan untuk porsi pusat pembangkit yang tidak dijanjikan (*not committed*) dalam PJBL.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam sistem untuk memenuhi prakiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel ditambah biaya *outages*) dengan memperhatikan margin cadangan yang didefinisikan dalam rencana operasi tahunan. Dalam hal kesiapan unit pembangkit tidak cukup untuk memasok beban dengan tingkat cadangan yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyusun rencana operasi bulanan yang meminimalkan risiko pemadaman.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mendapatkan informasi mutakhir dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai kesiapan unit pembangkit, duga muka air waduk, perkiraan debit air masuk pada waduk dan perkiraan produksi PLTA *run of river*, dan perkiraan Pembangkit EBT intermiten. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan informasi tersebut dengan menggunakan formulir yang ditentukan dalam Aturan Kebutuhan Data. Tambahan informasi yang berkaitan dengan *testing* dan *commissioning* harus disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan menggunakan formulir sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data.

Metodologi dan program komputer yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan harus mampu mengoptimasi pembangkit hidro dan pembangkit termal dan mampu menghasilkan informasi sebagai berikut:

- a. perkiraan produksi energi setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan kebutuhan nonlistrik dan kendala lingkungan hidup lainnya;
- b. perkiraan produksi energi PLTA *run of river*;
- c. perkiraan produksi energi oleh pengelola pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
- d. daftar pembangkit termal yang diperkirakan akan melakukan *start up* atau *shutdown* dalam periode mingguan mengikuti *merit order* dalam bulan berjalan dan perkiraan energi produksinya;

- e. daftar pusat pembangkit yang sudah dipastikan sebagai cadangan dingin dalam bulan berjalan; dan
- f. perkiraan energi tak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan setiap saat, namun harus disetujui oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Rencana operasi bulanan harus dapat memenuhi tujuan berikut:

- a. optimasi *start up* dan *shutdown* pembangkit termal beban dasar dalam periode mingguan serta perkiraan operasi apakah pembangkit tersebut beroperasi terus-menerus, hanya selama hari kerja, atau padam selama minggu tersebut;
- b. alokasi pembangkitan PLTA waduk dalam periode mingguan dengan mempertimbangkan kebutuhan air untuk nonlistrik dan kendala lainnya;
- c. pengaturan kendala ketersediaan bahan bakar;
- d. memasukkan rencana pelaksanaan pengujian operasi unit pembangkit dan transmisi baru;
- e. penentuan kebutuhan mengoperasikan unit pembangkit yang harus operasi (*must run*) yang tidak ekonomis untuk memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga tegangan atau memproteksi suatu area;
- f. alokasi cadangan putar menjamin bahwa cadangan tersebut siap apabila diperlukan;
- g. alokasi pembangkitan minimum pada setiap area untuk menjamin kontinuitas pelayanan dalam hal terjadi gangguan pada transmisi penting dan pemisahan sistem;
- h. penetapan rencana pemeliharaan transmisi;
- i. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- j. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 3.3 Prosedur rencana operasi bulanan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala transmisi akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas peralatan transmisi, trafo, atau kompensator;
- b. revisi perkiraan debit air masuk yang diinformasikan oleh pengelola pembangkit PLTA atau institusi yang berkompeten;
- c. revisi perkiraan produksi energi pengelola pembangkit energi baru dan terbarukan termasuk EBT intermiten;

- d. revisi prakiraan beban; dan
- e. revisi kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan dari konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*.

SDC 3.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi bulanan:

- a. model beban kronologis setiap setengah jam untuk langgam beban hari kerja dan hari libur (tipikal);
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi penting;
- c. studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must-run (forced dispatch)* unit pembangkit; dan
- d. model yang disederhanakan untuk studi rugi-rugi penyaluran.

SDC 3.5 Tanggapan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik atas Konsep Rencana Operasi Bulanan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diberikan kesempatan untuk menyampaikan tanggapan atas konsep rencana operasi bulanan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 23 sebelum bulan pelaksanaan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mempertimbangkan menerima atau tidak menerima tanggapan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

SDC 4 Rencana Operasi Mingguan

Tujuan perencanaan operasi mingguan untuk merencanakan operasi dari seluruh unit pembangkit dan transmisi untuk mengakomodir pengeluaran jangka pendek tidak terencana pada rencana operasi bulanan unit pembangkit dan transmisi. Periode rencana operasi mingguan dimulai sejak hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya.

SDC 4.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi optimal pembangkit hidro dan pembangkit termal mingguan dan memperkirakan produksi dari setiap unit pembangkit untuk meminimalkan total biaya variabel dan biaya *outages* jaringan. Hasil rencana mingguan yang harus digunakan dalam pelaksanaan atau *dispatch* harian meliputi:

- a. produksi energi total setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan faktor penggunaan air untuk nonlistrik dan lingkungan hidup;

- b. perkiraan energi yang akan diproduksi oleh setiap PLTA yang *must run*;
- c. produksi energi yang dibangkitkan oleh pengelola pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. daftar unit pembangkit termal yang diperkirakan untuk *start up* atau *shutdown* dalam minggu berjalan sesuai *merit order* yang dihasilkan dalam proses optimisasi;
- e. daftar pusat pembangkit yang ditetapkan sebagai cadangan dingin dalam minggu berjalan; dan
- f. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

SDC 4.2 Rencana operasi mingguan harus dapat memenuhi sasaran berikut:

- a. penetapan waktu untuk *start up* dan *shutdown* unit pembangkit termal beban dasar;
- b. alokasi pembangkitan atau produksi PLTA waduk dalam periode harian yang merefleksikan penggunaan air untuk kebutuhan nonlistrik dan lingkungan hidup;
- c. alokasi pembangkitan atau produksi unit pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. mempertimbangkan kendala ketersediaan bahan bakar yang dilaporkan pihak pengelola pembangkit;
- e. unit pembangkit yang siap beroperasi dengan AGC;
- f. identifikasi kebutuhan *must run unit (forced dispatch)* untuk memproduksi daya reaktif untuk mendukung tegangan dan menghindari transmisi berbeban lebih (*overload*);
- g. alokasi energi minimum untuk diproduksi oleh unit pembangkit baru yang sedang melakukan pengujian (*testing*);
- h. alokasi cadangan putar untuk menjamin kesiapan unit pembangkit;
- i. alokasi pembangkitan minimum pada suatu area yang kekurangan kapasitas unit pembangkit untuk menjamin terus berlangsungnya pasokan setelah terjadi gangguan pada transmisi penting atau pemisahan sistem;
- j. penentuan rencana pemeliharaan mingguan transmisi;
- k. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- l. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

- SDC 4.3 Prosedur perencanaan operasi mingguan harus meliputi:
- a. pertimbangan kendala jaringan akibat ketidaksiapan transmisi, trafo, atau alat kompensator;
 - b. koreksi perkiraan debit air masuk berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit hidro atau institusi yang berkompeten;
 - c. rencana pembangkitan untuk unit pembangkit EBT berdasarkan perkiraan kesiapannya termasuk EBT intermiten;
 - d. pembangkitan dan transmisi di luar rencana karena pengujian unit pembangkit dan transmisi baru;
 - e. pernyataan kesiapan kapasitas dalam MW dari setiap unit pembangkit dan waktu spesifik atas mulai dan berakhirnya periode kesiapan unit pembangkit;
 - f. pemutakhiran karakteristik operasi unit pembangkit yang dinyatakan siap. Proses pemutakhiran harus meliputi informasi berikut:
 1. identifikasi karakteristik pengoperasian sesuai yang diatur dalam *Appendix 3 – Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*;
 2. nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan
 3. waktu implementasi nilai parameter baru.
 - g. rencana pembangkitan dan pembebanan pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*; dan
 - h. Pembatasan operasi yang mungkin timbul dari pertimbangan lingkungan hidup.

SDC 4.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan sebagai berikut:

- a. karakteristik beban untuk hari kerja dan hari libur secara kronologis setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi, dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi yang penting;
- c. studi aliran daya untuk menentukan kemungkinan keterbatasan transfer daya yang memerlukan *must run unit*; dan
- d. model yang disederhanakan untuk rugi-rugi transmisi.

SDC 4.5. Penjadwalan untuk Proses Rencana Operasi Mingguan

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau

jaringan paling lambat setiap hari Selasa pukul 10:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Dalam hal terdapat perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit dan jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan usulan perubahan yang disampaikan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) paling lambat setiap hari Rabu pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan rencana operasi mingguan paling lambat setiap hari Kamis pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola pembangkit harus mengikuti rencana operasi mingguan pembangkitan kecuali ada instruksi lain dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5 Rencana Operasi Harian (*Dispatch*)

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan rencana operasi harian alokasi pembangkitan untuk hari berikutnya. Rencana ini harus memperlihatkan pembebanan setiap unit pembangkit dalam basis waktu setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Pembebanan pembangkitan harus memenuhi kebutuhan beban sistem dan biaya variabel minimum serta mempertimbangkan kendala jaringan dan kondisi lain yang berpengaruh seperti peristiwa khusus kenegaraan atau hari libur.

Terkait dengan penetrasi pembangkit EBT intermiten, dibutuhkan prakiraan cuaca (*weather forecast*) yang dibuat oleh pengelola pembangkit EBT intermiten, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dan pihak independen seperti Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG).

Prakiraan cuaca (*weather forecast*) yang dibuat oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) digunakan sebagai pembanding prakiraan cuaca (*weather forecast*) yang dibuat oleh pengelola pembangkit EBT intermiten. Namun yang digunakan sebagai dasar dalam pembuatan rencana operasi harian yaitu prakiraan cuaca (*weather forecast*) yang dibuat oleh pihak independen.

SDC 5.1 Informasi dari Pengelola Pembangkit

Pengelola pembangkit (termasuk pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*) harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perubahan atas informasi yang telah disampaikan pada proses pembuatan rencana operasi mingguan dan perubahan atas karakteristik unit pembangkitnya. Informasi yang mutakhir harus disampaikan kepada pengelola

operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi harian.

Pengelola pembangkit hidro harus menginformasikan setiap jam kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai realisasi debit air masuk waduk dan perkiraan pembebanan PLTA *run of river* untuk hari berikutnya.

Pengelola pembangkit EBT intermiten yang terkoneksi ke jaringan transmisi harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) setiap unit pembangkit berdasarkan prakiraan cuaca yang di sediakan oleh pengelola pembangkit EBT intermiten untuk 1 (satu) hari ke depan dengan resolusi setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5.2 Prakiraan Beban Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat prakiraan beban setiap area dan subsistem setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk 1 (satu) hari berikutnya.

SDC 5.3 Identifikasi Kendala Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan analisis aliran beban, hubung singkat, dan stabilitas untuk memverifikasi bahwa pengalokasian secara ekonomis (*economic dispatch*) tidak akan mengakibatkan kerawanan kondisi sistem. Apabila teridentifikasi adanya kendala jaringan, rencana pembebanan harus disesuaikan untuk menjamin operasi sistem yang aman.

SDC 5.4 Prosedur Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasi harian sehingga meminimalkan total biaya bahan bakar pembangkit dengan menggunakan simulasi produksi.

Pertimbangan rugi-rugi jaringan dan kendala sistem pada tegangan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV harus terakomodir pada prosedur rencana operasi harian.

Total pembangkitan hidro dalam rencana operasi harian harus dialokasikan dalam basis pembebanan setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila terjadi perubahan debit air masuk waduk atau perubahan debit air pada *run of river*, tingkat pembebanan PLTA yang bersangkutan harus direvisi.

SDC 5.5 Jadwal Rencana Operasi Harian

Jadwal rencana operasi harian harus mencakup:

- a. pembangkitan daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu *start up* dan *shutdown*;
- b. pembangkitan total daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk unit pembangkit hidro;
- c. pembangkitan total daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk unit pembangkit EBT termasuk Pembangkit EBT intermiten;
- d. sumber dan kapasitas cadangan putar serta unit pembangkit yang beroperasi dengan pengaturan daya otomatis (AGC);
- e. waktu pemasukan dan pengeluaran untuk peralatan kompensasi reaktif yang statik;
- f. waktu pemberian tegangan (*energize*) atau pemadaman transmisi;
- g. identifikasi unit pembangkit yang ditentukan sebagai cadangan dingin;
- h. rencana pemeliharaan unit pembangkit dan rencana pemeliharaan penyaluran;
- i. rencana pembangkitan dan pembebanan konsumen tenaga listrik yang memiliki unit pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- j. identifikasi unit pembangkit yang akan memasok daya reaktif minimum untuk menjaga kualitas tegangan;
- k. pengurangan beban dalam hal diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan antara beban dan pembangkitan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menginformasikan kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) apabila perlu dilakukan pengurangan beban; dan
- l. resolusi waktu rencana operasi harian dapat ditetapkan berbeda oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan kebutuhan sistem.

SDC 5.6 Jadwal Penyampaian Data Unit Pembangkit dan Penerbitan Rencana Operasi Harian

Pengelola pembangkit harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi mutakhir kesiapan unit pembangkit sebelum pukul 10:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian. Pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan pada Aturan Kebutuhan Data.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat pukul 15:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian.

Pengelola pembangkit harus untuk mengikuti jadwal pembebanan setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang tercantum dalam rencana operasi harian, kecuali terdapat perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila karena alasan teknis suatu unit pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 6 Operasi *Real Time* dan *Dispatch* Ulang

SDC 6.1 Operasi *Real Time*

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berpedoman kepada rencana operasi harian dan menggunakan unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) untuk mengikuti variasi beban dari waktu ke waktu. Frekuensi sistem dan tegangan harus dikendalikan untuk memenuhi persyaratan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi. Apabila unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) akan mencapai batas kontrol, *dispatcher* harus memerintahkan unit pembangkit tertentu untuk menaikkan atau menurunkan pembebanan dari yang dijadwalkan untuk memenuhi beban sistem.

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat merevisi rencana operasi harian untuk menjaga operasi sistem yang aman jika terjadi perbedaan yang cukup besar antara kondisi perkiraan rencana harian dan kondisi aktual.

Jika diperlukan mempertahankan pengoperasian sistem yang ekonomis dan andal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang unit pembangkit.

Dispatch ulang dapat meliputi:

- a. *start up* unit pembangkit cadangan dingin untuk memasok beban yang lebih besar dari perkiraan, atau karena adanya unit pembangkit atau transmisi keluar tidak terencana;

- b. menambah unit pembangkit yang mempunyai fasilitas AGC untuk menjaga rentang kendali beban;
- c. penurunan tingkat pembebanan unit pembangkit, atau mengeluarkan unit pembangkit akibat perubahan kesiapan unit pembangkit;
- d. menurunkan pembebanan (*curtail*) atau mengeluarkan unit pembangkit EBT intermiten untuk kebutuhan keamanan sistem;
- e. perubahan pembangkit hidro akibat perubahan aliran air masuk yang tidak diperkirakan; dan
- f. pemasukan atau pengeluaran transmisi, trafo, atau peralatan kompensator reaktif untuk mengatasi masalah kapasitas jaringan (*grid*).

Revisi rencana operasi harian harus dilaporkan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan akan menggantikan rencana operasi harian yang dibuat sebelumnya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik akan mampu memenuhi revisi rencana operasi harian sebelum diterbitkan.

SDC 6.2 Kriteria untuk Prosedur *Dispatch* Ulang

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang apabila salah satu dari hal di bawah ini terjadi:

- a. perbedaan prakiraan beban dengan realisasi beban melebihi 5% (lima persen);
- b. satu atau lebih unit pembangkit yang memasok lebih besar dari 5% (lima persen) beban mengalami gangguan (keluar tidak terencana);
- c. lonjakan perubahan beban yang drastis pada unit pembangkit EBT intermiten akibat perubahan cuaca (angin dan cahaya matahari);
- d. transmisi mengalami atau diperkirakan akan mengalami pembebanan lebih;
- e. terjadi gangguan transmisi yang menyebabkan perubahan konfigurasi; dan
- f. peningkatan debit air masuk pada PLTA yang mengharuskan peningkatan beban PLTA lebih dari 5% (lima persen) dari beban sistem untuk menghindari pelimpasan air.

SDC 7 Pembebanan Pembangkit

Bagian ini mengatur prosedur bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam:

- a. memerintahkan tingkat pembebanan daya aktif dan daya reaktif unit pembangkit;
- b. memberikan persetujuan kepada Pengelola Pembangkit untuk mengeluarkan unit pembangkitnya dalam rangka pemeliharaan terencana; dan
- c. pelaksanaan optimasi ulang rencana operasi harian.

SDC 7.1 Tujuan Pembebanan Pembangkit

Tujuan pembebanan (*dispatch*) pembangkit agar pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengatur operasi secara langsung sehingga pasokan daya dapat memenuhi beban secara andal, ekonomis dan berkualitas dengan cadangan memadai serta mempertimbangkan:

- a. hal yang tercantum dalam rencana operasi harian, termasuk kebutuhan keluarnya unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan (keluar terencana);
- b. *merit order* berdasarkan cara sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- c. keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*); dan
- d. standar pengoperasian seperti frekuensi sistem dan pengaturan tegangan.

SDC 7.2 Informasi yang Digunakan dalam *Dispatch* atau Pembebanan Pembangkit

Dalam pembuatan keputusan pengoperasian unit pembangkit dan rencana pengeluaran unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan hal berikut:

- a. rencana operasi harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- b. kesiapan dan karakteristik unit pembangkit yang mutakhir;
- c. frekuensi dan tegangan sistem yang diterima pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melalui SCADA; dan
- d. informasi lain yang dianggap relevan dalam melaksanakan operasi sistem.

SDC 7.3 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Unit Pembangkit

Setiap pengelola pembangkit harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluarnya atau turunnya kemampuan pembebanan (*derating*) unit pembangkit besar dan medium dari rencana operasi harian.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi persetujuan pengeluaran tidak terencana unit pembangkit dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian, dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola pembangkit untuk merubah jadwal pembangkitannya untuk pelaksanaan perbaikan permasalahan unit pembangkit yang dilaporkan.

Dalam hal unit pembangkit kecil mempunyai permasalahan yang menyebabkan unit pembangkit tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola pembangkit harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi pengeluaran unit pembangkit terhadap jadwal pembangkitan (kondisi sistem). Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan unit pembangkit.

SDC 7.4 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Peralatan Transmisi

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan pada peralatan transmisi *backbone* 500 (lima ratus) kV atau 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV yang dapat menyebabkan keluarnya peralatan transmisi atau perubahan konfigurasi.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi persetujuan pengeluaran tidak terencana peralatan transmisi tersebut dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa permasalahan yang timbul di sistem transmisi tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan peralatan transmisi untuk pelaksanaan perbaikan.

Dalam hal peralatan transmisi 66 (enam puluh enam) kV atau 150 (seratus lima puluh) kV mempunyai permasalahan yang menyebabkan peralatan tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi dari pengeluaran peralatan transmisi tersebut terhadap kondisi sistem.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran peralatan transmisi dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan tersebut.

SDC 7.5 Perintah Pembebanan (*Dispatch*)

Semua pengelola pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa penundaan waktu.

SDC 7.5.1 Penyampaian Perintah Pembebanan

Perintah pembebanan dapat disampaikan setiap saat pada hari bersangkutan atau sebelum hari bersangkutan dalam hal kondisi operasi memerlukan. Semua perintah dilaksanakan dalam bahasa Indonesia.

Perintah pembebanan harus disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) langsung kepada unit pembangkit dan harus mencakup informasi mengenai nama operator. Perintah harus disampaikan melalui telepon atau media lain yang telah disetujui antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Perintah pembebanan diberikan dalam bentuk formulir sesuai yang diatur dalam *Appendix 4 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Penerimaan perintah pembebanan harus segera diberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara resmi oleh pengelola pembangkit, sekaligus menyatakan setuju atau tidak setuju atas perintah yang diterima. Pengelola pembangkit tidak dapat menolak perintah yang diberikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kecuali:

- a. terdapat permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan; dan
- b. perintah akan mengakibatkan unit pembangkit dioperasikan di luar kemampuan peralatan yang telah dinyatakannya.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersebut harus segera melapor kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 7.5.2 Bentuk Perintah

Perintah pembebanan atau *dispatch* dapat meliputi:

- a. perintah untuk menyediakan cadangan untuk menjaga frekuensi sistem;
- b. perintah untuk mengaktifkan atau mematikan fasilitas AGC;

- c. perintah untuk menyerap atau memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga kualitas tegangan;
- d. pemberitahuan dan perubahan pemberitahuan mengenai waktu sinkron;
- e. perintah sinkron atau pengeluaran;
- f. perintah yang berkaitan dengan pemberian tegangan (*energize*) atau perubahan tap dari trafo pembangkit;
- g. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan *switching* yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem;
- h. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan kontrol yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara unit pembangkit dan sistem di mana tanggung jawab ini telah diserahkan kepada pengelola pembangkit dalam kontrak atau kesepakatan;
- i. perintah untuk penggantian bahan bakar, yang harus diatur dalam perjanjian antara PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit;
- j. perintah untuk pengoperasian governor pembangkit; dan
- k. perintah untuk mengurangi pembebanan (*curtailment*) unit pembangkit EBT intermiten.

SDC 7.5.3 Hal yang Harus Dilakukan oleh Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi seluruh perintah operasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa menunda waktu, kecuali jika terjadi hal sebagaimana dimaksud dalam SDC 7.5.1 (Penyampaian Perintah Pembebanan).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan pernyataan dari pengelola pembangkit yang menyangkut waktu *start up* dan *shutdown*, tingkat kecepatan pembebanan dan penurunan beban pada saat memerintahkan melakukan sinkronisasi, mengubah beban, dan/atau menghentikan unit pembangkit.

Dalam mengoperasikan unit pembangkit, pengelola pembangkit harus dapat memenuhi tingkat kinerja pembebanan berikut ini:

- a. sinkronisasi atau mengeluarkan unit pembangkit dalam kurun waktu kurang lebih 5 (lima) menit dari target waktu yang disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit;
- b. apabila tidak ada target waktu spesifik yang diberikan, tingkat pembebanan yang diperintahkan harus dicapai dalam kurun

waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari perkiraan waktu berdasarkan deklarasi *ramp rate*-nya;

- c. apabila target waktu spesifik ditentukan, tingkat pembebanan sesuai perintah harus sudah dipenuhi dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari target waktu yang ditentukan; dan
- d. apabila diperintahkan untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, tingkat pembebanan harus sudah dicapai dalam rentang kurang lebih 2% (dua persen) dari daya mampu unit pembangkit yang dideklarasikan.

SDC 8 Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi

SDC 8.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyiapkan evaluasi dari realisasi operasi hari sebelumnya, yang meliputi:

- a. diskusi atau analisis mengenai setiap kegagalan dalam memenuhi kriteria keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*) sistem;
- b. perbandingan antara realisasi total biaya tenaga listrik yang dibeli dan perkiraan biaya yang disimulasikan atas dasar prakiraan beban sistem dan kesiapan pembangkitan;
- c. diskusi atau analisis mengenai perbedaan antara rencana operasi harian dan realisasi operasi yang dilaksanakan;
- d. ringkasan dan catatan mengenai pengoperasian sistem termasuk data pembangkitan dan *switching*; dan
- e. hal yang dapat disimpulkan atau hal baru yang merupakan pelajaran (apabila ada).

SDC 8.2 Laporan Evaluasi Operasi

Laporan evaluasi operasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi bulanan dan laporan evaluasi operasi bulanan harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi tahunan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan laporan evaluasi operasi bulanan dan tahunan, serta menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada waktu yang disepakati.

Appendix 1: Prakiraan Beban

SDCA1 1 Pendahuluan

Appendix ini menjelaskan persiapan prakiraan beban untuk tujuan berikut:

- a. persiapan rencana operasi tahunan;
- b. persiapan rencana operasi bulanan;

- c. persiapan rencana operasi mingguan; dan
- d. persiapan rencana operasi harian.

Prakiraan beban pada setiap titik sambung harus dihitung dari faktor titik sambung yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dikalikan dengan prakiraan beban sistem.

SDCA1 2 Tujuan

Tujuan *Appendix* ini untuk:

- a. menentukan sumber utama informasi yang akan digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban;
- b. menguraikan faktor yang akan dipertimbangkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban; dan
- c. menetapkan prosedur untuk menjamin bahwa prakiraan beban untuk periode waktu yang berbeda harus dibuat dengan dasar yang konsisten.

SDCA1 3 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana operasi tahunan, yang berisi prakiraan berikut:

- a. beban puncak (MW) distribusi dan konsumen tenaga listrik, berdasarkan prakiraan kebutuhan energi (MWh) dan prakiraan beban puncak tahunan setiap GI dari pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- b. beban puncak pada setiap titik sambung dan rugi-rugi transmisi; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 1 September sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi tahunan.

SDCA1 3.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Tahunan

Dalam pembuatan prakiraan tahunan, pengelola operasi sistem harus mempertimbangkan faktor atau data berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. prakiraan beban tahunan dan faktor beban tahunan yang diperoleh dari prakiraan beban sistem;
- c. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;

- d. statistik beban puncak harian;
- e. catatan langgam beban harian sistem;
- f. kebijakan cadangan operasi yang ditentukan dalam Aturan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

SDCA1 4 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi bulanan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) ke setiap area;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 10 setiap bulan sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi bulanan.

SDCA1 4.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi bulanan, antara lain:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana tahunan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
- d. kebijakan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- e. informasi lain yang relevan.

SDCA1 5 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi mingguan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat hari Rabu sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

SDCA1 5.1 Pertimbangan dalam Penyusunan Prakiraan Beban Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi mingguan, antara lain:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi bulanan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
- c. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- d. informasi lain yang relevan.

SDCA1 6 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan berikut untuk pelaksanaan atau *dispatch* setengah jam dari suatu rencana atau *pra-dispatch* harian, sebagai berikut:

- a. beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi dalam rencana operasi mingguan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban aktif (MW) dan beban reaktif (MVAR) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

SDCA1 6.1 Jadwal Penyelesaian Prakiraan Beban Harian

Prakiraan beban yang dibuat untuk kebutuhan *dispatch* harian sudah harus siap pada pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan *dispatch* harian.

SDCA1 6.2 Dalam pembuatan prakiraan beban harian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik beban puncak siang dan malam khususnya data hari terakhir yang tersedia;

- d. statistik beban hari kerja, hari libur dan hari khusus lainnya;
- e. prakiraan cuaca;
- f. kebutuhan cadangan operasi yang sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

Appendix 2: Rencana Pemeliharaan

SDCA2 1 Pendahuluan

SDCA2 1.1 *Appendix* ini menguraikan pengkoordinasian pemeliharaan unit pembangkit dan transmisi, serta pengeluaran unit pembangkit dan fasilitas jaringan untuk kepentingan pekerjaan konstruksi, perbaikan, pengujian, dan pemeliharaan.

SDCA2 1.2 Rencana pemeliharaan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan rencana atau jadwal lain yang relevan untuk menjamin pemenuhan kapasitas pembangkitan memenuhi prakiraan beban termasuk kebutuhan cadangan.

SDCA2 1.3 Dalam hal informasi yang dibutuhkan pada *Appendix* ini untuk hari selain hari kerja, informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

SDCA2 1.4 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk mengakomodir permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan unit pembangkit atau transmisi pada hari tertentu. Permintaan tersebut mungkin harus ditolak oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem. Dalam hal permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) tidak dipenuhi serta konsultasi dan prosedur penyelesaian perselisihan sudah dilaksanakan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menerima keputusan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai penentuan waktu pengeluaran unit pembangkit atau peralatan transmisi yang bersifat final dan mengikat.

SDCA2 2 Tujuan

SDCA2 2.1 Tujuan *Appendix* ini untuk menetapkan peraturan bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengkoordinasikan pengeluaran unit pembangkit, peralatan transmisi, atau fasilitas jaringan terencana (*planned outages*), dengan:

- a. mempertahankan kapasitas pembangkitan dan jaringan yang memadai untuk memenuhi prakiraan beban termasuk cadangan operasi; dan

- b. melindungi keandalan, keekonomian dan kualitas operasi sistem dalam mengeluarkan unit pembangkit atau suatu fasilitas jaringan untuk pemeliharaan atau perbaikan.

SDCA2 3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan 1 (Satu) Tahun

SDCA2 3.1 Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan usulan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (*planned outages*) atau peralatan transmisi 1 (satu) tahun berikutnya, paling lambat tanggal 1 September. Usulan tersebut harus mencakup:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. identifikasi peralatan transmisi;
- c. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- d. kapasitas (kA dan MVA) peralatan transmisi;
- e. alasan pengeluaran unit pembangkit (*outages*) dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- f. perkiraan lamanya waktu keluar dari sistem (*outages*) dalam harian dan mingguan; dan
- g. tanggal mulai keluar dari sistem yang diinginkan.

SDCA2 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan dengan mempertimbangkan:
 - 1. prakiraan beban sistem;
 - 2. jadwal pemeliharaan yang terdahulu;
 - 3. usulan pengelola pembangkit;
 - 4. usulan pengelola transmisi PT PLN (Persero);
 - 5. kebutuhan untuk pengeluaran komponen dari sistem;
 - 6. kebutuhan meminimalkan total biaya operasi sistem sehubungan dengan pengeluaran komponen dari sistem; dan
 - 7. faktor lain yang relevan; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) mengenai pengalokasian waktu tanggal mulai dan penyelesaian masing-masing pengeluaran (*outages*) unit pembangkit atau peralatan transmisi yang sudah final, paling lambat tanggal 1 Desember.

SDCA2 3.3 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana atau jadwal pemeliharaan (*planned outages*) yang dialokasikan untuk

unit pembangkitnya, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Desember dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terkait. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, jadwal yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 3.4 Pengelola pembangkit harus menyampaikan koreksi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (provisional) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang merefleksikan setiap revisi termasuk perubahan yang telah disepakati dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 3.3 paling lambat tanggal 1 Mei.

SDCA2 3.5 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. merevisi dan menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan:
 1. rencana atau jadwal pemeliharaan yang dibuat berdasarkan SDCA2 3.2;
 2. setiap perubahan atas rencana atau jadwal pemeliharaan yang sebelumnya telah disepakati berdasarkan SDCA2 3.3;
 3. revisi rencana pengeluaran unit pembangkit yang disampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan SDCA2 3.4;
 4. alasan pengeluaran unit pembangkit atau jaringan dari sistem;
 5. kebutuhan untuk meminimalkan total biaya operasi sistem atas pengeluaran (*outages*) dari sistem; dan
 6. faktor lain yang relevan.
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan penyelesaian setiap permohonan pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 Juni.

SDCA2 3.6 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atas unit pembangkitnya, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Juni dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terlibat. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Tahun Berjalan

SDCA2 4.1 Rencana atau jadwal pemeliharaan tahun berjalan harus didasarkan pada rencana atau jadwal pemeliharaan final yang diterbitkan pada tahun sebelumnya. Dalam hal dilakukan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun berjalan.

SDCA2 4.2 Dalam hal pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang tidak ditentukan dalam rencana atau jadwal pemeliharaan final atau pengeluaran (*outages*) mengakibatkan perubahan situasi, pengelola pembangkit harus segera memberitahukan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi terkait:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- c. alasan pengeluaran unit pembangkit dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- d. perkiraan lama waktu pengeluaran unit pembangkit yang diusulkan dan waktu pengeluaran unit pembangkit yang disepakati (apabila perlu dalam satuan waktu hari dan minggu); dan
- e. tanggal mulai pengeluaran unit pembangkit yang diusulkan dan tanggal mulai pengeluaran unit pembangkit yang disepakati.

SDCA2 4.3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Bulanan

SDCA2 4.3.1 Pada minggu ke-4 setiap bulan pada tahun berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan melakukan revisi dengan mempertimbangkan antara lain:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan final untuk bulan terkait tahun berjalan;
- b. revisi prakiraan beban;
- c. permohonan pengeluaran (*outages*) baru atau revisi rencana yang telah ada sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2; dan
- d. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.3.2 Pada akhir minggu ke-4 setiap bulan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. membuat rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan final untuk bulan berikutnya; dan
- b. menyampaikan kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan berakhirnya pelaksanaan pekerjaan setiap pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk bulan berikutnya.

SDCA2 4.4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Mingguan

SDCA2 4.4.1 Dalam hal pengelola pembangkit memerlukan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) (termasuk pengeluaran (*outages*) tidak terencana) 2 (dua) minggu mendatang, pengelola pembangkit harus menyampaikan usulan perubahan paling lambat hari Rabu pukul 16:00 pada minggu berjalan. Usulan tersebut harus mencakup data sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2.

SDCA2 4.4.2 Setelah menerima usulan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) dari pengelola pembangkit (yang disampaikan berdasarkan SDCA2 4.4.1), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan revisi dalam jangka waktu paling lama 12 (dua belas) jam, dengan mempertimbangkan:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan untuk minggu terkait;
- b. revisi prakiraan beban untuk minggu terkait;
- c. perkiraan kesiapan kapasitas yang tersedia dari unit pembangkit dan asesmen risiko dari kemungkinan bahwa sebagian kapasitas yang diperkirakan siap menjadi tidak siap dengan alasan di luar rencana;

- d. usulan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit oleh pengelola pembangkit sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.4.1;
- e. keluarnya atau terganggunya fasilitas (*grid*) di luar rencana; dan
- f. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.4.3 Setiap hari Kamis pukul 15:00, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan mingguan untuk minggu berikutnya; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai tanggal mulai dan selesai padam (*outages*) yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk minggu berikutnya.

Appendix 3 : Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit

SDCA3 1 Pendahuluan

SDCA3 1.1 *Appendix* ini menjelaskan parameter karakteristik pengoperasian unit pembangkit yang harus dideklarasikan atau dinyatakan oleh pengelola pembangkit. Pernyataan tersebut harus merefleksikan karakteristik pengoperasian sesungguhnya atas unit pembangkit yang ditentukan berdasarkan kebiasaan yang sudah diterima (*good utility practice*).

SDCA3 1.2 Untuk unit pembangkit termal, pengelola pembangkit harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai karakteristik kesiapan sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit).

SDCA3 1.3 Untuk unit pembangkit hidro (PLTA), kategori kesiapan unit pembangkit sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit) tidak berlaku dan dapat diabaikan.

SDCA3 2 Pernyataan Pengelola Pembangkit

SDCA3 2.1 Kesiapan Unit Termal untuk Sinkronisasi

SDCA3 2.1.1 Definisi Kesiapan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit harus memberikan informasi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam 4 (empat) kondisi yaitu dingin, hangat, panas, dan sangat panas. Definisinya sebagai berikut:

dingin : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam.

- hangat : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 1 (satu) jam sampai dengan 4 (empat) jam.
- panas : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu sampai dengan 1 (satu) jam.
- sangat panas : suhu dan tekanan turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan pemutaran (*rolling*) turbin untuk unit pembangkit segera disinkronisasi setelah menerima instruksi melakukan sinkronisasi.

SDCA3 2.2 Karakteristik Pengoperasian

SDCA3 2.2.1 Set pertama karakteristik pengoperasian mengenai kemampuan daya *output* serta kemampuan perubahan daya aktif dan daya reaktif, termasuk:

- a. kapasitas daya aktif maksimum dan minimum untuk kemungkinan konfigurasi operasi, seperti jumlah *boiler feed pump* (BFP), jumlah *mill* untuk unit pembangkit berbahan bakar batubara, dan jumlah turbin gas dan HRSG untuk PLTGU;
- b. kemampuan daya reaktif, memproduksi daya reaktif (faktor daya atau *power factor lagging/pf lagging*), dan menyerap daya reaktif (faktor daya atau *power factor leading/pf leading*) pada tingkat pembebanan tertentu;
- c. batasan tingkat pembebanan *governor* dan setelan (*setting droop*);
- d. lama waktu *start up*, biaya *start up*, waktu keluar minimum, dan biaya mempertahankan kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam kondisi dingin, hangat, panas, dan sangat panas;
- e. tingkat beban sesaat setelah sinkron;
- f. kecepatan penambahan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- g. kecepatan penurunan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- h. waktu operasi minimum;
- i. perubahan bahan bakar maksimum yang dapat dilakukan dalam periode 24 (dua puluh empat) jam (apabila diperlukan).

SDCA3 2.2.2 Set kedua karakteristik pengoperasian mengenai keekonomian operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit harus menyampaikan informasi keekonomian operasi unit

pembangkitnya, sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.2.3 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal) atau SDCA3 2.2.4 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)). Karakteristik operasi ini biasa disebut sebagai karakteristik operasi ekonomis.

SDCA3 2.2.3 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal

Terdapat 2 (dua) pilihan penyampaian karakteristik operasi ekonomis unit pembangkit termal, yaitu:

- a. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:
 1. bahan bakar, yaitu pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit pembangkit;
 2. kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori per satuan volume atau berat;
 3. energi untuk *start up*, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/*start up* atau kilokalori/*start up* untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan sinkronisasi unit pembangkit;
 4. energi ke putaran penuh, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/jam atau kilokalori/jam untuk mempertahankan unit pembangkit siap sinkron;
 5. data *heat rate*, yaitu kecepatan perubahan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;
 6. data perubahan *heat rate*, yaitu kecepatan pertambahan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;
 7. energi *start up standby*, yaitu energi dalam *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke kondisi yang sangat panas;
 8. energi *standby* panas, yaitu energi dalam *british thermal unit* (BTU)/jam atau kilokalori/jam yang dibutuhkan untuk mempertahankan *boiler* dan turbin dalam kondisi panas;
 9. biaya O&M *start up*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* sehubungan dengan proses *start up*;

10. biaya O&M daya (*output*), yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/MWh untuk proses memproduksi daya *output*;
 11. biaya O&M *start up standby*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin ke kondisi panas; dan
 12. biaya O&M *standby* panas, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/jam untuk mempertahankan kesiapan *boiler* dan turbin pada kondisi panas.
- b. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:
1. harga *start up* unit pembangkit dalam rupiah/jam, untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi;
 2. harga beban minimum, yaitu harga dalam rupiah/jam untuk mempertahankan unit pembangkit tetap beroperasi (sinkron) pada beban minimum;
 3. harga inkremental, yaitu harga *output* dalam rupiah/MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;
 4. harga *start up standby*, yaitu harga dalam rupiah/*start up*, untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke tingkat kondisi yang sangat siap; dan
 5. harga kesiapan panas, yaitu harga dalam rupiah/jam, untuk mempertahankan *boiler* pada kondisi unit pembangkit siap sinkron.

SDCA3 2.2.4 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)

Untuk PLTA *run of river* tidak diperlukan karakteristik operasi ekonomis.

Data pengoperasian untuk unit pembangkit PLTA waduk harus meliputi:

- a. tinggi muka air (TMA) dan/atau volume waduk saat laporan; dan
- b. debit air masuk waduk dan debit air keluar untuk keperluan nonlistrik.

SDCA3 2.2.5 Karakteristik Operasional Pembangkit EBT Intermiten

Untuk pembangkit EBT intermiten, karakteristik operasi ekonomis tidak diperlukan dan untuk data operasional harus disertakan perkiraan *resources* untuk setiap periode pengiriman.

Appendix 4: Perintah Dispatch (Pelaksanaan)

SDCA4 1 Pendahuluan

SDCA4 1.1 Perintah *dispatch* harus mencakup paling sedikit informasi berikut:

- a. nama para operator;
- b. identifikasi unit pembangkit yang dituju atau dimaksudkan oleh perintah *dispatch*;
- c. tugas yang harus dilaksanakan pada unit pembangkit atau tingkat pembebanan unit pembangkit yang diperintahkan;
- d. waktu saat unit pembangkit di-*start* sesuai dengan perintah (apabila waktunya berbeda dengan waktu penyampaian perintah); dan
- e. dalam hal dianggap perlu, memberikan target waktu pada saat tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.

Pihak yang menerima perintah lisan harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin bahwa perintah tersebut dimengerti. *Dispatcher* harus mencatat perintah dan waktu pemberian perintah tersebut dalam buku catatan (*log*).

SDCA4 1.2 Contoh jenis perintah utama dari *dispatcher* tercantum dalam SDCA4 2 sampai dengan SDCA4 7. Pada setiap contoh, dianggap bahwa kebutuhan saling memberitahu nama operator telah dilaksanakan. Sebuah perintah dapat mencakup waktu *start* dan waktu target.

SDCA4 2 Perintah Mengubah Tingkat Pembebanan

Pada setiap contoh, perintah untuk Unit 3 mengubah beban menjadi 20 MW, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 13.00:

- a. dalam hal perintah harus segera dilaksanakan:
“Unit 3 menjadi 20 MW, sekarang”
- b. dalam hal perintah mulai dilaksanakan 1 (satu) jam kemudian:
“Unit 3 menjadi 20 MW, dimulai pada pukul 14:00”
- c. dalam hal perintah tingkat beban yang diperintahkan harus dicapai pada pukul 13:30:
“Unit 3 menjadi 20 MW pada pukul 13:30”

SDCA4 3 Perintah untuk Sinkronisasi

SDCA4 3.1 Perintah sinkronisasi, biasanya langsung disertai dengan perintah pembebanan. Dalam hal tingkat pembebanan tidak termasuk dalam perintah yang diberikan, unit pembangkit harus disinkronkan dan segera dibebani ke tingkat beban minimum (sesuai dengan

kecepatan pembebanan yang saat itu berlaku), kemudian segera melapor ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa unit pembangkit telah dibebani dengan beban minimum. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan waktu untuk proses sinkronisasi yang diberikan pengelola pembangkit dan memberikan target waktu sinkronisasi.

SDCA4 3.2 Pada contoh berikut, Unit 3 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 08:00. Waktu sejak pemberitahuan kepada pengelola pembangkit untuk sinkronisasi selama 4 (empat) jam.

Dalam contoh ini, waktu yang dibutuhkan untuk sinkronisasi sesuai dengan waktu pemberitahuan:

“Unit 3 sinkron pada pukul 12:00, beban 20 MW”

SDCA4 4 Perintah *Shut down* atau Mengeluarkan Unit Pembangkit dari Operasi Sistem

SDCA4 4.1 Perintah untuk mengeluarkan dari operasi sistem harus diartikan sebagai perintah untuk melepas PMT Unit 1 dan mengeluarkan Unit 1 dari sistem.

Contoh perintah sebagai berikut:

a. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem sesegera mungkin, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 sekarang"

dan operator unit harus segera melepas PMT unit tersebut;

b. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem dalam beberapa waktu kemudian, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 pada pukul 11:30"

SDCA4 4.2 Perintah untuk *shutdown* (mematikan) unit pembangkit harus diartikan sebagai kebutuhan mengurangi daya *output* unit pembangkit ke tingkat beban minimum sebelum melepaskannya dari sistem. Perintah mengeluarkan unit pembangkit harus mempertimbangkan kecepatan penurunan beban unit pembangkit dan/atau sesuai perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem. Pada contoh berikut, Unit 1 sedang beroperasi dengan beban 80 MW, mempunyai karakteristik kecepatan penurunan beban 3 MW/menit, dan tingkat beban minimumnya 20 MW, perintahnya:

“Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 10:00 dan lepaskan pada pukul 10:20”

atau

“Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 12:00, penurunan beban 2 MW/menit dan lepaskan pada pukul 12:30”

SDCA4 5 Pengaturan Frekuensi

SDCA4 5.1 Perintah Mengaktifkan atau Mematikan Pengatur Beban Otomatis (AGC)

SDCA4 5.2 Contoh perintah untuk mengaktifkan atau mematikan AGC

“Unit 1 beroperasi AGC pada pukul 12:00”

dan

“Unit 1 beroperasi tanpa AGC pada pukul 12:00”

SDCA4 6 Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

Perintah menyediakan cadangan operasi biasanya diberikan sebagai bagian dari perintah pembebanan. Contohnya:

“Beban unit 4 menjadi 20 MW dan pertahankan 40 MW cadangan”

SDCA4 7 Perintah Menyediakan Dukungan Tegangan

Untuk menjaga tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memerintahkan beberapa unit dengan berbagai cara.

Contoh perintah sebagai berikut:

“Unit 2 membangkitkan daya reaktif maksimum”

“Pertahankan tegangan 155 kV pada *busbar* 150 kV pembangkit”

“Pertahankan tegangan maksimum Unit 2”

ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK
(*SETTLEMENT CODE – SC*)

Aturan transaksi tenaga listrik menjelaskan peraturan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pelayanan energi.

SC 1 Pendahuluan

Pembayaran dan biaya yang dikenakan atas transaksi pada sistem dihitung berdasarkan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan pembangkit, serta berdasarkan ketentuan kontrak antara para pihak. Semua transaksi tenaga listrik harus berdasarkan mekanisme kontraktual. Aturan ini harus diperbarui seiring dengan perubahan dan perkembangan jenis kontrak dan pasar tenaga listrik.

SC 2 Penagihan dan Pembayaran

SC 2.1 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Pembangkit

Periode penagihan untuk pengelola pembangkit dimulai sejak pukul 10:00 WITA hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 WITA hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 WITA hari pertama setiap bulan dan dituangkan dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero) paling lambat 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter dan data pendukung transaksi lainnya, atau lebih awal jika ditentukan oleh PJBL. Proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi milik PT PLN (Persero) yang disepakati para pihak dan berlaku secara legal atau secara manual apabila aplikasi tersebut belum tersedia.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang diproduksi oleh pengelola pembangkit berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.2 Pembayaran kepada Pengelola Pembangkit

Pembayaran untuk pembelian tenaga listrik jangka panjang dilakukan secara bulanan dan tahunan dari pengelola pembangkit berdasarkan PJBL atau perjanjian kontraktual lainnya dengan PT PLN (Persero). Pembayaran tersebut meliputi namun tidak terbatas

pada pembayaran atas kapasitas, energi, dan *ancillary services*. Pembayaran *ancillary services* paling sedikit meliputi:

- a. daya reaktif dan pengendalian tegangan;
- b. pengaturan frekuensi (*load following* dan *ramp rate*);
- c. asut gelap (*black start*);
- d. pembebanan di bawah *technical minimum load* (TML);
- e. *house load*; dan
- f. *start up*.

Pembayaran energi diperhitungkan dari total perintah *dispatch* dikurangi saat kondisi pembangkit *derating* dengan sumber data meter transaksi. Energi yang dibangkitkan di atas perintah *dispatch* tidak diperhitungkan dengan toleransi yang diizinkan lebih atau kurang 2% (dua persen) terhadap rencana operasi harian atau perintah *dispatch* pada setiap *slot* waktu pemantauan, kecuali untuk unit pembangkit dengan status AGC aktif atau LFC aktif. Untuk verifikasi AGC atau LFC untuk status aktif, besaran dan waktunya ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit berdasarkan data *event logger* pada *master station* yang akan menjadi salah satu acuan dalam perhitungan pembayaran energi yang dibangkitkan.

Unit pembangkit dapat dikenai penalti jika tidak dapat memenuhi kemampuan teknis pembangkit yang telah disepakati antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.3 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan PT PLN (Persero) paling lambat 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang dikonsumsi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) terkait. Konsumen tenaga listrik yang tersambung

ke jaringan diperlakukan sebagai pelanggan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

SC 2.4 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pemanfaatan Bersama Jaringan Transmisi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak penyewa transmisi dan PT PLN (Persero) paling lambat 6 (enam) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui jaringan transmisi yang disewa oleh penyewa jaringan berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan penyewa jaringan.

SC 2.5 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Sistem Interkoneksi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pemilik sistem interkoneksi dan PT PLN (Persero) paling lambat 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui sistem interkoneksi berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pemilik sistem interkoneksi terkait.

SC 3 Penyelesaian Perselisihan Transaksi

Salinan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan unit pembangkit, serta data dan informasi lainnya yang digunakan untuk pembuatan tagihan dan pembayaran disediakan berdasarkan permintaan. Dalam hal terdapat pertanyaan atau sanggahan terhadap suatu data pendukung, pertanyaan atau sanggahan tersebut disampaikan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Dalam hal terdapat prosedur penyelesaian perselisihan dalam:

- a. PJBL antara pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero), penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam PJBL yang berlaku; atau
- b. perjanjian antara pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam perjanjian yang berlaku.

Dalam hal proses penyelesaian perselisihan tidak diatur dalam perjanjian, proses penyelesaian perselisihan dilakukan secara musyawarah mufakat. Dalam hal tidak tercapai penyelesaian secara musyawarah mufakat, perselisihan diselesaikan melalui badan arbitrase.

SC 4 Pemrosesan Data Meter

SC 4.1 Pemrosesan Data Meter Pembangkit termasuk EBT Intermiten

Pemrosesan data meter pembangkit mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu 2 (dua) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua unit pembangkit yang dituangkan dalam berita acara pembacaan meter;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter berdasarkan data meter utama dibandingkan dengan data meter pembanding dengan menggunakan suatu metode validasi data yang konsisten;
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WITA. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transaksi tenaga listrik yang telah disahkan kepada pengelola pembangkit dalam waktu 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter yang dilengkapi data pendukung transaksi lainnya. Semua berita acara dan dokumen pendukung transaksi menjadi dasar pengajuan tagihan kepada PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang digunakan sesuai prosedur yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data;

- g. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyerahkan data rekaman energi impor (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk diperhitungkan dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan
- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC 4.2 Pemrosesan Data Meter Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pemrosesan data meter pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu paling lama 4 (empat) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memperoleh dan melakukan validasi data meter semua trafo di GI;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter berdasarkan data meter utama dibandingkan dengan data meter pembanding dengan menggunakan suatu metode validasi data yang konsisten;
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WITA. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transfer tenaga listrik kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 7 bulan berjalan. Semua berita acara tersebut menjadi dasar perhitungan transfer tenaga listrik dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) segera setelah suatu kesalahan teridentifikasi;
- g. pengelola distribusi PT PLN (Persero) memproses data rekaman energi impor unit pembangkit (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan

- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC4.3 Pemrosesan Data Meter Konsumen Tenaga Listrik oleh Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab atas pemrosesan data meter semua konsumen tenaga listrik. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tidak ikut dalam pemrosesan data terkait penagihan. Proses verifikasi dan validasi pencatatan meter konsumen tenaga listrik untuk keperluan internal PT PLN (Persero) dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero).

SC 5 Pemrosesan Data *Anemometri* atau *Irradiant* untuk Pembangkit EBT Intermiten

Pemrosesan data *anemometri* atau *irradiant* untuk Pembangkit EBT intermiten mengikuti langkah berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memperoleh data dan melakukan validasi data *anemometri* atau *irradiant* unit pembangkit paling lama 2 (dua) hari setelah akhir periode penagihan;
- b. proses validasi data *anemometri* atau *irradiant* dilakukan dengan membandingkan data utama dengan data pembanding menggunakan metode validasi data yang konsisten;
- c. jika data utama *anemometri* atau *irradiant* tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data *anemometri* atau *irradiant* pembanding harus digunakan. Jika data *anemometri* atau *irradiant* pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- d. dalam hal terdapat koreksi data *anemometri* atau *irradiant* dalam bulan berjalan, penyampaian koreksi dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WITA. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- e. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data;
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara pembacaan *anemometri* atau *irradiant* berdasarkan hasil validasi data;

- g. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan dan menyampaikan berita acara transaksi tenaga listrik yang telah disahkan kepada pengelola pembangkit dalam waktu 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan *anemometri* atau *irradiant* yang dilengkapi data pendukung transaksi lainnya. Semua berita acara dan dokumen pendukung transaksi menjadi dasar pengajuan tagihan kepada PT PLN (Persero);
- h. semua data *anemometri* atau *irradiant* yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC 6 Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengembangkan dan mengaplikasikan perangkat lunak proses transaksi tenaga listrik berdasarkan ketentuan PJBL dan perangkat lunak tersebut harus divalidasi dan diakui oleh pihak yang bertransaksi sebelum diterapkan.

SC 7 Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain

Data meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dikategorikan sebagai tidak rahasia (*nonconfidential*) dan tersedia bagi pihak lain atas permintaan. Data yang dapat diminta termasuk:

- a. jumlah energi listrik yang dijual atau dibeli setiap setengah jam;
- b. harga rata-rata energi listrik yang dijual atau dibeli; dan
- c. data terukur pada setiap titik interkoneksi.

Permintaan data harus mengikuti prosedur tetap yang berlaku pada PT PLN (Persero).

SC 8 Ketentuan Lainnya

Ketentuan dan prosedur transaksi tenaga listrik yang belum ditetapkan dalam aturan ini akan diatur lebih lanjut dalam prosedur tetap transaksi tenaga listrik yang disepakati para pihak yang bertransaksi.

ATURAN PENGUKURAN
(*METERING CODE – MC*)

Aturan pengukuran menjelaskan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter transaksi yaitu meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung.

MC 1 Kriteria Pengukuran

MC 1.1 Besaran yang Diukur

Meter harus terpasang melalui trafo arus dan trafo tegangan pada setiap titik sambungan untuk mengukur besaran-besaran berikut ini:

- a. kWh ekspor;
- b. kWh impor;
- c. kVARh ekspor;
- d. kVARh impor;
- e. kVAh ekspor;
- f. kVAh impor;
- g. tegangan *phase* RST-Netral;
- h. arus *phase* RST-Netral;
- i. frekuensi;
- j. faktor daya per *phase*;
- k. daya aktif, daya reaktif, dan daya semu; dan
- l. daya kVA maksimum (tidak perlu untuk sambung ke generator).

Arah ekspor menunjukkan aliran energi dari sumber (pembangkit ke *grid* atau dari *grid* ke beban).

MC 1.2 Urutan Kanal Rekaman *Load Profile*

Meter terpasang harus dapat mencatat dan merekam besaran energi dan *instantaneous* per interval 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit dengan urutan sebagai berikut:

- a. kWh ekspor;
- b. kVARh ekspor;
- c. kWh impor;
- d. kVARh impor;
- e. tegangan *phase* R;

- f. tegangan *phase* S;
- g. tegangan *phase* T;
- h. arus *phase* R
- i. arus *phase* S;
- j. arus *phase* T;
- k. $\cos\phi$ total;
- l. frekuensi;
- m. daya aktif; dan
- n. daya reaktif.

Satuan energi dinyatakan dalam orde kilo, satuan tegangan dalam orde kilo, satuan arus *unity*, satuan $\cos\phi < 1$, satuan frekuensi dalam *unity*, dan satuan daya dalam orde mega.

MC 1.3 Ketelitian

MC 1.3.1 Ketelitian Meter untuk Semua Titik Sambung

Setiap komponen meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:

a. Trafo Instrumen

Trafo tegangan harus memiliki ketelitian kelas 0.2 S sesuai dengan standar IEC 60044-2 dan IEC 60044-5 atau perubahannya. Trafo arus harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 S standar IEC 60044-1 atau perubahannya. Untuk trafo instrumen jenis *combined* menggunakan standar IEC 60044-3 atau perubahannya.

b. Meter *kilowatt-hour* (kWh *Active Meter*)

Setiap meter kWh harus dari jenis elemen tiga arus, *solid state*, tiga *phase* empat kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0.2 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

c. Meter *kiloVAR-hour* (kVARh *Reactive Meter*)

Setiap meter kVARh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 2.0 dan memenuhi standar IEC 62053-23 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai

fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

d. Meter Daya kVA Maksimum

Setiap meter daya kVA maksimum harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *multiple tariff*, *solid-state* yang memiliki registrasi, ketelitian kelas 0.5 S, memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa untuk transmisi ke suatu alat perekam atau mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

MC 1.4 Titik Sambung

Meter untuk generator harus mengukur energi neto (setelah *main transformer* atau *step up transformer*).

MC 1.5 Standar Waktu

Semua instalasi meter harus mencatat waktu berdasarkan Waktu Indonesia Tengah (WITA). Setiap meter terpasang harus memiliki fasilitas sinkronisasi waktu terhadap GPS atau server (*network time protocol*).

MC 1.6 Ketelitian Perekam Waktu

Batas kesalahan total untuk pencatat waktu meter *demand*:

- a. awal dari setiap periode harus pada waktu standar yang ditetapkan dengan toleransi ± 2 (dua) menit; dan
- b. *programming* ulang atas meter harus dilakukan:
 - a. segera, jika terjadi kesalahan waktu mencapai 5 (lima) menit atau lebih; atau
 - b. dalam waktu 6 (enam) bulan, jika terjadi kesalahan waktu melebihi 2 (dua) menit dan kurang dari 5 (lima) menit.

MC 2 Persyaratan Peralatan Meter

MC 2.1 Meter

Meter pengukur energi aktif dan reaktif untuk ekspor dan impor, baik utama maupun pembanding, harus terpasang pada setiap titik sambung. Hal ini harus dipenuhi dengan penggunaan meter *bidirectional* sebagai berikut:

- a. meter energi aktif utama;
- b. meter energi aktif pembanding;
- c. meter energi reaktif utama;
- d. meter energi reaktif pembanding; dan

- e. meter *demand* daya kVA maksimum (tidak perlu untuk generator dan sambungan trafo distribusi).

Meter transaksi yang terpasang di konsumen tenaga listrik dan pembangkit EBT intermiten harus memiliki fitur perekaman *power quality*.

Meter transaksi yang digunakan harus sesuai dengan spesifikasi teknik dan konfigurasi yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.2 Trafo Instrumen

MC 2.2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang paling sedikit 1 (satu) set trafo tegangan dan/atau trafo arus dengan belitan atau inti yang terpisah untuk proteksi dan pengukuran (transaksi). Trafo tersebut sekaligus digunakan untuk meter utama dan meter pembanding. Trafo arus dan trafo tegangan untuk meter utama dan meter pembanding menggunakan belitan atau inti yang terpisah.

MC 2.2.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus menginformasikan setiap penggantian trafo instrumen yang terkait dengan pengukuran (transaksi) ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Penggunaan rasio dan kelas trafo instrument pengganti harus sesuai rekomendasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.3 Koleksi Data

MC 2.3.1 Perekam Data

MC 2.3.1.1 Impuls yang dihasilkan oleh meter harus direkam oleh meter tersebut.

MC 2.3.1.2 Apabila terdapat lebih dari 1 (satu) titik sambung kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik di suatu lokasi, dapat dilakukan pemasangan *recorder* terpisah untuk penjumlahan energi aktif dan reaktif dari semua meter utama dan meter pembanding sesuai dengan pernyataan dalam kontrak interkoneksi dan/atau PJBL;

MC 2.3.1.3 Periode perekaman bervariasi antara 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit.

MC 2.3.1.4 Meter harus mampu mempertahankan semua data yang direkam dalam hal terjadinya kegagalan pasokan daya *auxiliary*-nya (memiliki tipe memori *nonvolatile*).

MC 2.3.2 Komunikasi

MC 2.3.2.1 Setiap meter harus mempunyai kemampuan transfer data elektronik serta dilengkapi dengan *port* komunikasi *ethernet* dan serial yang tersambung dengan jaringan komunikasi *automatic meter reading* (AMR) milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang dipersiapkan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau oleh pemakai jaringan secara otomatis atau *manual remote*.

MC 2.3.2.2 Dalam hal karena suatu sebab pembacaan dari jauh secara otomatis (*remote reading* atau AMR) atau *manual remote* tidak dapat dilakukan, pengambilan data secara lokal harus dilakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. *Storage* meter yang terpasang harus mampu menampung data paling singkat 3 (tiga) bulan untuk mengantisipasi terjadinya kegagalan *link* komunikasi. Data harian yang di-*download* dari meter harus disimpan dalam *database* khusus pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.3.2.3 Protokol komunikasi, format informasi, dan *software* yang digunakan pada sarana komunikasi ke/dari peralatan *metering* harus sesuai (*compatible*) dengan yang digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan harus terlebih dahulu mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.4 Persyaratan Instalasi

MC 2.4.1 Untuk transaksi dengan penyedia pembangkit, meter utama dan meter pembanding harus dipasang di sisi instalasi PMT utama (sisi neto setelah *step-up transformer* dari *generator*) dalam satu lokasi. Dalam hal transaksi dengan pengelola distribusi PT PLN (Persero), maka meter utama dan meter pembanding harus dipasang di sisi *incoming* trafo distribusi dalam satu lokasi. Dalam hal transaksi dengan konsumen tenaga listrik, meter utama dan meter pembanding harus dipasang di sisi instalasi PMT utama (sisi neto setelah *step up transformer* dari sisi konsumen) dalam satu lokasi.

MC 2.4.2 Lemari (*cubicles*) yang memadai harus disediakan untuk meter pada setiap titik sambung. Penyediaan lemari (*cubicles*) harus mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Konstruksinya harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Akses lemari meter tersebut harus dikunci dan disegel.

- MC 2.4.3 Pasokan daya (*auxilliary*) ke meter harus diamankan dengan cara yang disepakati oleh para pihak sebagai berikut:
- pasokan melalui *inverter* dari sumber *dc-battery* yang tersedia;
 - pasokan melalui tegangan *potensio transformer* (PT) yang kontinyu (PT *bus* atau PT *bay*);
 - pasokan dari sebuah UPS (*un-interruptible powersupply*) dengan *battery internal* dan tersambung dengan pasokan sumber AC.
- MC 2.4.4 Setiap peralatan *metering* di konsumen tenaga listrik harus dilengkapi dengan:
- undervoltage relay* atau sarana pendeteksi tegangan untuk memonitor tegangan *phase* masuk ke meter dan memberikan alarm jika terjadi tegangan rendah; atau
 - kWh meter yang digunakan dilengkapi fitur monitoring *sag & swell*.
- MC 2.4.5 *Burden* yang sesungguhnya dari trafo arus dan trafo tegangan harus disesuaikan dengan ratingnya.
- MC 2.4.6 Diameter kabel rangkaian tegangan harus cukup besar sehingga drop tegangan harus lebih kecil dari 1% (satu persen).
- MC 2.4.7 Rangkaian tegangan pengukuran ke masing-masing meter utama dan meter pembanding harus terpisah dan masing-masing dilengkapi dengan MCB yang terpasang pada *marshalling kiosk* dan pada panel kWh meter.
- MC 2.4.8 Rangkaian sekunder trafo arus dan trafo tegangan harus langsung tersambung ke terminal meter (tidak tersambung peralatan pengukuran lain nontransaksi), dan kabel tegangan harus dilengkapi dengan *screen* atau *marker*.
- MC 2.5 Kepemilikan
- Meter utama disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak penjual, sedangkan meter pembanding disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak pembeli. Masing-masing pihak harus mengoperasikan dan memelihara meternya, kecuali telah ditetapkan dalam PJBL.
- MC 2.6 Proses Data Pengukuran (*Metering*) untuk Pembayaran
- MC 2.6.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melakukan manajemen dan pemeliharaan database pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambung. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil data pengukuran secara otomatis

atau *remote* dari semua meter pada titik sambung serta menyimpan data dalam database untuk maksud perhitungan jual beli. Dalam hal pengambilan data secara otomatis atau *remote* mengalami kegagalan atau fasilitas belum tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal atau pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke *database*.

MC 2.6.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menggunakan data pengukuran yang disimpan dalam *database* pada hari pertama bulan berikutnya untuk perhitungan bulan tagihan.

MC 2.6.3 Data yang digunakan untuk perhitungan tagihan jual beli yaitu rekaman data pada meter utama. Dalam hal diketahui terjadi kesalahan pada meter utama, data yang digunakan yaitu rekaman data pada meter pembanding (parsial atau seluruhnya).

Kesalahan yang dimaksudkan meliputi dan tidak terbatas pada:

- a. data yang kacau;
- b. data yang tidak lengkap;
- c. kesalahan waktu yang signifikan; dan/atau
- d. perbedaan antara rekaman data oleh meter utama dan meter pembanding untuk satu atau lebih periode pembacaan atau untuk waktu penuh satu bulan, melebihi jumlah kelas ketelitian meter utama dan meter pembanding ($\pm 0,4\%$ (nol koma empat persen) untuk meter kelas 0,2 (nol koma dua)).

MC 2.6.4 Jika diketahui terjadi perbedaan pengukuran meter utama dan meter pembanding yang keluar dari kelas akurasi meter namun tidak memungkinkan menentukan meter yang salah atau keduanya salah, data yang digunakan untuk proses perhitungan penagihan harus disepakati oleh kedua belah pihak, dan dinyatakan dalam berita acara yang ditandatangani oleh kedua belah pihak.

MC 3 *Commissioning*

MC 3.1 Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan dokumen atas peralatan pengukuran atau sistem *metering* kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling sedikit memuat:

- a. *single line* diagram dan *wiring* diagram yang menunjukkan titik sambung dan peralatan *metering*-nya sesuai yang terpasang;
- b. sertifikat awal pengujian dan kalibrasi trafo arus, trafo tegangan, dan meter;

- c. perhitungan dan hasil uji drop tegangan pada rangkaian tegangan;
- d. perhitungan dan hasil uji *burden* rangkaian meter; dan
- e. hasil *continuity test*.

MC 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan badan atau institusi penguji harus memeriksa dan menguji peralatan pengukuran atau sistem *metering* yang disaksikan oleh perwakilan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pemeriksaan meliputi kesesuaian terhadap Aturan Pengukuran dan *best practice* dalam instalasi kelistrikan. Hal-hal lain yang perlu dilakukan sebagai berikut:

- a. pemrograman dan kalibrasi meter mengikuti standar IEC 62053 atau perubahannya;
- b. pengukuran drop tegangan dan *burden* rangkaian meter; dan
- c. pemasangan segel instalasi.

MC 3.3 Hasil pengujian dan pemeriksaan harus ditandatangani oleh pihak terkait dan dicantumkan dalam sertifikat yang disahkan oleh badan atau institusi penguji.

MC 3.4 Pemilik meter harus membayar biaya pengujian peralatan pengukuran atau sistem *metering* miliknya.

MC 4 Pengujian Setelah *Commissioning*

MC 4.1 Pengujian Periodik

MC 4.1.1 Setelah *commissioning*, peralatan meter harus diperiksa dan diuji oleh lembaga inspeksi teknis yang terakreditasi menggunakan standar nasional Indonesia, IEC, dan/atau standar PT PLN (Persero) dengan interval waktu sebagai berikut:

- a. trafo arus dan trafo tegangan pada saat pertama kali dioperasikan; dan
- b. peralatan pengukuran atau sistem *metering* setiap 5 (lima) tahun atau disebutkan lain dalam PJBL.

MC 4.1.2 Biaya pengujian periodik peralatan meter ditanggung oleh pemilik.

MC 4.1.3 Pembayaran biaya perbaikan atau penggantian bagian yang rusak ditanggung oleh pemilik meter.

MC 4.2 Pengujian di Luar Jadwal

MC 4.1.4 Salah satu pihak dapat mengajukan permintaan tertulis kepada pihak lain untuk melakukan kalibrasi ulang meter utama atau

meter pembanding, dengan mencantumkan analisis rinci kesalahan yang ditemukan.

- MC 4.1.5 Jika pemilik meter setuju untuk mengadakan kalibrasi ulang, kalibrasi ulang harus dilaksanakan oleh badan atau institusi pengujian yang terakreditasi yang disepakati oleh kedua belah pihak.
- MC 4.1.6 Dalam hal hasil pengujian kalibrasi ulang menunjukkan kondisi meter sesuai dengan standar kelasnya, badan atau institusi pengujian harus menerbitkan sertifikat kalibrasi. Dalam hal tidak mungkin dilakukan kalibrasi ulang, badan atau institusi pengujian harus membuat laporan pengamatan dan merekomendasikan tindak lanjut.
- MC 4.1.7 Pengujian disaksikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Laporan resmi pengujian dibuat dan ditandatangani oleh pihak terkait.
- MC 4.1.8 Dalam hal kalibrasi ulang tidak mungkin dilakukan karena kerusakan sehingga meter harus diganti, meter tersebut harus diganti atas tanggungan pemilik meter.
- MC 4.1.9 Pembayaran pengujian diatur sebagai berikut:
- a. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut sesuai dengan standar kelasnya, pihak yang meminta pengujian yang membayar biaya pengujian; atau
 - b. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut memerlukan kalibrasi ulang, pemilik meter yang membayar biaya pengujian.

MC 5 Segel dan *Programming* Ulang

Setelah pelaksanaan pengujian peralatan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik segera memasang segel dengan identifikasi yang jelas.

Pemutusan segel oleh salah satu pihak hanya dapat dilakukan berdasarkan izin pihak lain.

Programming ulang meter hanya dapat dilakukan oleh pemilik meter dengan dihadiri pihak lain.

Penggantian segel atau *programming* ulang meter harus disertai dengan laporan resmi yang ditandatangani oleh semua pihak yang hadir.

MC 6 Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan

MC 6.1 Hak Akses ke Data dalam Meter

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik berhak mengakses data pengukurannya dalam database elektronik atau di kantor pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 6.2 Akses ke Peralatan *Metering*

Pemilik peralatan meter harus menyediakan akses bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk verifikasi kesesuaian peralatan meter dengan Aturan Pengukuran, serta menyaksikan pengujian, membaca register, dan/atau memeriksa segel.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilarang melakukan kegiatan yang dapat mempengaruhi operasi meter, kecuali diperlukan untuk memenuhi tanggung jawab sesuai ketentuan dalam Aturan Jaringan Sulawesi.

MC 6.3 Akses dan Pemeriksaan

Bagian ini menjelaskan beberapa kondisi sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) boleh memasuki fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik boleh memasuki fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- c. pengaturan prosedur dan kegiatan dalam memasuki fasilitas suatu pihak dan pelaksanaan inspeksi.

MC 6.4 Hak Memeriksa

Setiap kegiatan pemeriksaan harus melibatkan pengelola transmisi PT PLN (Persero) sebagai pemilik jaringan. Lingkup pemeriksaan ini meliputi (tidak termasuk pemeriksaan meter untuk penertiban aliran listrik di pelanggan):

- a. bagian ini memberikan hak kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memeriksa setiap peralatan meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan sebaliknya yang peralatan meternya tersambung dengan *grid* dan untuk memeriksa setiap peralatan meter pihak lain pada titik sambung;

- b. dalam hal salah satu pihak merasa yakin bahwa pihak lain tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Sulawesi dan hal tersebut merugikan atau diduga merugikan, pihak yang bersangkutan dapat meminta inspeksi atau pemeriksaan atas peralatan meter yang dicurigai;
- c. dalam hal salah satu pihak menginginkan melakukan pemeriksaan peralatan meter milik pihak lain, pihak yang bersangkutan harus memberitahukan maksudnya kepada pihak lain, paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pelaksanaan pemeriksaan;
- d. agar pemberitahuan pada huruf c berlaku, pemberitahuan harus dilengkapi dengan informasi:
 - 1. nama representasi yang akan melaksanakan pemeriksaan mewakili pihak yang menginginkan pemeriksaan;
 - 2. waktu mulai pelaksanaan pemeriksaan dan perkiraan lama penyelesaian; dan
 - 3. ketidaksesuaian dengan Aturan Pengukuran yang dicurigai;
- e. pihak yang dicurigai harus menugaskan personel yang mampu untuk mendampingi representasi pihak pemeriksa yang akan memasuki fasilitasnya dalam melakukan pemeriksaan;
- f. pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa pemeriksaan yang akan dilakukan hanya sesuai kebutuhan dan tidak lebih dari 24 (dua puluh empat) jam;
- g. pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa representasi pihak pemeriksa mampu melakukan pemeriksaan; dan
- h. biaya pemeriksaan ditanggung oleh pihak yang menginginkan pemeriksaan, kecuali ditemukan kesalahan sehingga yang menanggung biaya pemeriksaan adalah pihak yang diperiksa.

MC 7 Keamanan Instalasi Meter dan Data

MC 7.1 Perubahan Peralatan *Metering*

Semua perubahan yang akan dilakukan terhadap peralatan *metering* termasuk peralatan meter, parameter, dan/atau *setting* harus mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik terkait.

MC 7.2 Perubahan Data *Metering*

Perubahan terhadap data orisinal yang disimpan dalam sebuah meter tidak diperbolehkan kecuali selama pelaksanaan pengujian ketelitian di lapangan.

MC 7.3 *Proteksi Password dalam Data Metering*

Data yang disimpan dalam *database* harus diproteksi dengan *password* terhadap akses elektronik langsung, lokal, dan *remote* yang tidak berhak. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku manajer *database* harus memonitor akses ke *database* untuk menjamin bahwa semua data terproteksi terhadap yang tidak berhak mengakses dan/atau menggunakan.

MC 8 Hal Lain

Hal lain yang bersifat teknik operasional yang secara rinci tidak diatur dalam Aturan Jaringan Sulawesi ini akan diatur dalam prosedur tetap *metering* yang dibuat oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit terkait.

ATURAN KEBUTUHAN DATA
(DATA REQUIREMENT CODE - DRC)

Aturan kebutuhan data merangkum kebutuhan data teknis detail yang dibutuhkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, termasuk pengelola pembangkit dan pengelola distribusi PT PLN (Persero). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerlukan data teknis detail untuk mengevaluasi kesesuaiannya dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Sulawesi guna meyakinkan keamanan, keandalan, dan efisiensi operasi sistem.

DRC 1 Kebutuhan Data Spesifik

Kebutuhan data utama meliputi:

a. Data Desain Unit Pembangkit

Data ini menjelaskan kebutuhan data desain teknis setiap unit pembangkit, termasuk data teknis umum, data reaktansi dan resistansi, parameter saturasi, data trafo, kemampuan aktif dan reaktif, karakteristik eksitasi dan peralatan *governor*, data *prime mover*, dan data *power system stabilizer* yang tercantum dalam Tabel 19 (Data Desain Unit Pembangkit) dan Tabel 20 (Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh pengelola pembangkit dengan ketentuan:

1. pengelola pembangkit dengan kapasitas ≥ 5 (lima) MW mengisi Tabel 19 dan Tabel 20; dan
2. pengelola pembangkit dengan kapasitas < 5 (lima) MW mengisi Tabel 19.

b. Data *Setting* Unit Pembangkit

Data ini mencakup data *setting* unit pembangkit, termasuk *setting* proteksi, data kontrol, dan *setting* peralatan kontrol untuk setiap unit pembangkit yang tercantum dalam Tabel 21 (Data *Setting* Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

c. Parameter Respons Unit Pembangkit

Data ini mencakup parameter respons unit pembangkit, seperti kemampuan *output* normal, pemberitahuan waktu sinkronisasi, waktu terakhir pengeluaran dari operasi, fleksibilitas unit pembangkit, kecepatan perubahan pembebanan, parameter regulasi, dan ketelitian dalam memenuhi target *dispatch* yang tercantum dalam Tabel 22 (Parameter Respons Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

- d. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Data ini menunjukkan data instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (fasilitas dan peralatan) yang tersambung ke *grid*, termasuk rating tegangan, koordinasi isolasi, rating arus, pembumian, kontribusi arus hubung singkat ke *grid*, dan kemampuan pembebanan yang tercantum dalam Tabel 23 (Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

- e. Data *Setting* Instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik

Data ini meliputi data *setting* instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, seperti data proteksi, data kontrol perubahan *tap*, dan kontrol kompensasi daya reaktif yang tercantum dalam Tabel 24 (Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

- f. Karakteristik Beban pada titik sambung

Data ini mencakup detail data beban pada titik sambung, termasuk proyeksi kebutuhan daya aktif, daya reaktif dan karakteristik beban seperti fluktuasi beban dan respons dinamik terhadap perubahan tegangan dan frekuensi yang tercantum dalam Tabel 25 (Karakteristik Beban pada titik sambung).

Data ini harus diisi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik.

DRC 2 Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

DRC 2.1 pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian sebagaimana dimaksud dalam DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik). Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data. Format tersebut digunakan untuk penyampaian data tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

DRC 2.2 Nama personel yang ditunjuk oleh manajemen untuk menyampaikan data harus dinyatakan secara tertulis.

DRC 2.3 Dalam hal tersedia saluran data (*data link*) komputer antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan *file* pada jaringan komputer bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasukkan semua data milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik).

DRC 2.4 pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat meminta pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, seperti *flashdisk* atau *compact disk* jika saluran data (*data link*) komputer terganggu atau belum tersedia.

DRC 2.5 Perubahan atas Data Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyadari terjadinya perubahan data suatu peralatan yang sudah tercatat pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah ditentukan dalam Aturan Jaringan Sulawesi.

DRC 3 Data yang Tidak Disampaikan

pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data. Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak menyampaikan data yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat data estimasi. Tindakan tersebut tidak melepaskan tanggung jawab pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk segera menyampaikan data sesungguhnya (*actual data*) yang dibutuhkan, kecuali jika pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setuju secara tertulis bahwa data yang sesungguhnya (*actual*) tidak diperlukan.

Tabel 19. Data Desain Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Teknis Umum		
1.1.1	MVA <i>Rated</i>	MVA	
1.1.2	Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.3	<i>Rated Gross</i> MW	MW	
1.1.4	Tegangan Terminal	KV	
1.1.5	Beban <i>Auxiliary</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.6	Daya Reaktif (<i>Output</i>) <i>Rated</i>	MVAR	
1.1.7	Beban Minimum	MW	
1.1.8	Konstanta <i>Inertia Turbo Generator Rated</i>	MW-sec	
1.1.9	Rasio Hubung Singkat	kA	
1.1.10	Arus Stator (<i>Rated</i>)	Amps	
1.1.11	Arus Rotor pada <i>Rated</i> MVA dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	Amps	
1.2	Tahanan/ <i>Resistances</i>		
1.2.1	Tahanan Stator R_s	per unit	
1.2.2	Tahanan <i>Negative Sequence</i> R_2	per unit	
1.2.3	Tahanan <i>Zero Sequence</i> R_0	per unit	
1.2.4	Tahanan Pembumian R_e	per unit	
1.3	Reaktansi/ <i>Reactances (Unsaturated)</i>		
1.3.1	Reaktansi <i>Direct Axis Synchronous</i> X_d	per unit	
1.3.2	Reaktansi <i>Direct Axis Transient</i> X_d'	per unit	
1.3.3	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> X_d''	per unit	
1.3.4	Reaktansi <i>Quad Axis Synchronous</i> X_q	per unit	
1.3.5	Reaktansi <i>Quad Axis Transient</i> X_q'	per unit	
1.3.6	Reaktansi <i>Quad Axis Subtransient</i> X_q''	per unit	
1.3.7	Reaktansi Kebocoran Stator	per unit	
1.3.8	Reaktansi Urutan Nol X_0	per unit	
1.3.9	Reaktansi Urutan Negatif X_2	per unit	
1.3.10	Reaktansi <i>Potier</i> X_{pot}	per unit	
1.3.11	Reaktansi Pembumian X_e	per unit	
1.4	Reaktansi/ <i>Reactance (Saturated)</i>		
1.4.1	Reaktansi <i>Direct Axis Sinkron</i> X_{dsat}	per unit	
1.4.2	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> $X_d''sat$	per unit	
1.5	Daya Bruto (<i>Rated</i>) MW		
1.5.1	1.0 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.5.2	1.2 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.6	Konstanta Waktu (<i>Unsaturated</i>)		
1.6.1	<i>Direct Axis Short Circuit Transient</i> T_d'	sec	
1.6.2	<i>Direct Axis Short Circuit Subtransient</i> T_d''	sec	
1.6.3	<i>Quad Axis Short Circuit Transient</i> T_q'	sec	

Data		Satuan	Nilai		
Item	Deskripsi				
1.6.4	<i>Quad Axis Short Circuit Transient Tq'</i>	sec			
1.7	Trafo Generator (<i>Step Up</i>)		1	2	3
1.7.1	Jumlah Belitan				
1.7.2	<i>Rated</i> MVA Setiap Belitan	MVA			
1.7.3	Tegangan Utama <i>Tap Rated</i>	kV			
1.7.4	Tahanan Setiap Belitan	per unit			
1.7.5	Reaktansi Urutan Positif Setiap Belitan	per unit			
1.7.6	Reaktansi Urutan Negatif Setiap Belitan	per unit			
1.7.7	Reaktansi Urutan Nol Setiap Belitan	per unit			
1.7.8	Tegangan Minimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.9	Tegangan Maksimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.10	Jenis <i>Tap Change (on Load/off Load)</i>				
1.7.11	<i>Tap Changer Cycle Time</i>	sec			
1.8	Kemampuan Reaktif (pada Terminal)				
1.8.1	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MVAR			
1.8.2	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Pembangkitan Minimum	MVAR			
1.8.3	Daya Reaktif <i>Lagging</i> Sesaat	MVAR			
1.9	Karakteristik Peralatan Eksitasi				
1.9.1	Tegangan Medan pada <i>Rated</i> MVA dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	per unit			
1.9.2	Tegangan Medan Maksimum Efdmx	per unit			
1.9.3	Tegangan Medan Minimum Efdmx	per unit			
1.9.4	Maksimum Kecepatan Kenaikan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.5	Maksimum Kecepatan Penurunan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.6	Arus Eksitasi Maksimum Curmx	amps			
1.9.7	Arus Eksitasi Minimum Curmn	amps			
1.9.8	<i>DC Gain of Excitation Control Loop</i> Vspp	per unit			
1.9.9	<i>Regulator Input Filter Time Constant</i> Tvm	sec			
1.9.10	<i>Regulator Integration Time Constant</i>	sec			
1.9.11	<i>Regulator Amplifier Time Constant</i> Tvs	sec			
1.9.12	<i>Maximum Internal Voltage Regulator Signal</i> Urma	per unit			
1.9.13	<i>Minimum Internal Voltage Regulator Signal</i> Urmin	per unit			
1.9.14	<i>Regulator Stabilizing Gain</i> Vss	per unit			
1.9.15	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant</i> Tst1	sec			
1.9.16	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant</i> Tst2	sec			
1.9.17	<i>Excitation Constant</i> Kerr	per unit			
1.9.18	<i>Excitation Time Constant</i> Terr	sec			
1.9.19	<i>Excitation Saturation Constant 1</i> Aerr	per unit			
1.9.20	<i>Excitation Saturation Constant 2</i> Berr	per unit			

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.9.21	<i>Regulator Time Constant Ta</i>	sec	
1.9.22	<i>Coefficient of Ceiling Regulator Voltage to Terminal Voltage Kc</i>	per unit	
1.9.23	<i>Voltage Gain from Shunt Self Excitation Kp</i>	per unit	
1.10	<i>Power System Stabilizer</i>		
1.10.1	<i>PSS Gain for Mechanical Speed Input Signal kaom</i>	per unit	
1.10.2	<i>Time Constant for Mechanical Speed Measurement Taom</i>	sec	
1.10.3	<i>PSS Gain for Electrical Frequency Measurement Kafe</i>		
1.10.4	<i>Time Constant for Electrical Frequency Measurement Tafe</i>	sec	
1.10.5	<i>PSS Gain for Electrical Power Input Signal Kape</i>	per unit	
1.10.6	<i>Time Constant for Electrical Power Measurement Kape</i>	sec	
1.10.7	<i>PSS Gain for Terminal Voltage Input Signal</i>	per unit	
1.10.8	<i>Time Constant for Terminal Voltage Measurement Tau1</i>	sec	
1.10.9	<i>Steady State PSS Gain Kpss</i>	per unit	
1.10.10	<i>PSS Gain for Turbine Torque Input Signal Ktrg</i>	per unit	
1.10.11	<i>PSS Gain for Valve Position Input Signal Kayt</i>	per unit	
1.10.12	<i>Time Constant for Valve Position Measurement Tayt</i>	sec	
1.10.13	<i>Stabilizing Time Constant</i>	Tss	
1.10.14	<i>Water Hammer Filter Time Constant Tw</i>	Tw	
1.10.15	<i>Output Signal Magnitude Limit Upsmx</i>	per unit	
1.11	<i>Unit Governor</i>		
1.11.1	<i>Time Constant for Electrical Power Transducer Tp</i>	sec	
1.11.2	<i>Frequency Shifted Power Controller Static Droop bpf</i>	%	
1.11.3	<i>Frequency Shifted Power Controller Transient Droop bpf</i>	%	
1.11.4	<i>Time Constant Tdf</i>	sec	
1.11.5	<i>Power Controller Gain Kf</i>	per unit	
1.11.6	<i>Power Controller Integration Time Constant Tip</i>	sec	
1.11.7	<i>Speed Controller Static Drop bp</i>	%	
1.11.8	<i>Speed Controller Transient Drop bp</i>	%	
1.11.9	<i>Regulator Time Constant (Pilot Value) Tr</i>	sec	
1.11.10	<i>Main Servo Dead Band Dband</i>	per unit	
1.11.11	<i>Main Servo Time Constant Ty</i>	sec	
1.11.12	<i>Main Servo Maximum Opening Time Tyo</i>	sec	
1.11.13	<i>Main Servo Maximum Closing Time Tyc</i>	sec	
1.11.14	<i>Maximum Main Servo Position Ytmax</i>	per unit	
1.11.15	<i>Valve Characteristic Yyt</i>	%	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.11.16	<i>Electrical Frequency/Speed Input Signal Switch ippco</i>		
1.11.17	<i>Power Set Point Integration Time grdpu</i>	sec	
1.11.18	<i>SCO - Participation Factor bpace</i>	per unit	
1.11.19	<i>Pilot Value Opening Time (Hidro) Tro</i>	sec	
1.11.20	<i>Pilot Value Closing Time (Hidro) Trc</i>	sec	
1.11.21	<i>Speed Controller Input Filter Time Constant Tm</i>	sec	
1.11.22	<i>Power Controller Input Filter Time Constant Tp</i>	sec	
1.11.23	<i>Temperature Speed Dependency alft</i>		
1.11.24	<i>Temperature Input Filter Time Constant Tvr</i>	sec	
1.11.25	<i>Temperature Controller Amplification Gain Kt</i>	per unit	
1.11.26	<i>Temperature Controller Integration Time Constant Tit</i>	sec	
1.11.27	<i>Speed Power Controller Amplification Gain Vr</i>	per unit	
1.11.28	<i>Speed Power Controller Time Constant Tn</i>	sec	
1.12	<i>Unit Governor</i>		
1.12.1	<i>Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.2	<i>Non Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.3	<i>Load Rejection Capability</i>	MW	
1.13	<i>Prime Mover</i>		
1.13.1	<i>High Pressure Turbine Time Constant (GT) Thp</i>	sec	
1.13.2	<i>First Reheater Time Constant tip</i>	sec	
1.13.3	<i>Second Reheater Time Constant Tlp</i>	sec	
1.13.4	<i>High Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.5	<i>Low Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.6	<i>Boiler Capacity Time Constant</i>	sec	
1.13.7	<i>Heat Transfer Time Constant Tkes</i>	sec	
1.13.8	<i>Fuel Controller Amplification Kmbr</i>	per unit	
1.13.9	<i>Fuel Controller Integration Time Constant Kmbr</i>	sec	
1.13.10	<i>Water Starting Time Constant (Hidro) TW</i>	sec	
1.13.11	<i>Half Reflexion Time of Pressure Tube (Hidro) TI</i>	sec	
1.13.12	<i>Allievi Constant Zw (Hidro) Zw</i>		
1.13.13	<i>Initial Water Pressure (Hidro) Ho</i>	per unit	
1.13.14	<i>Turbine Water Flow Dependency to Mechanical Speed komwp</i>	per unit	
1.13.15	<i>Dynamic Pressure Losses (Hidro) rbdyn</i>	per unit	
1.13.16	<i>Static Pressure Losses (Hidro) rbsta</i>	per unit	
1.13.17	<i>Water Flow for Point Wip 1 (min) (Hidro) wqmin</i>	per unit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.13.18	<i>Water Flow for Point Wip 5 (max) (Hidro)</i> wqmax	per unit	
1.13.19	<i>Turbine Efficiency (Hidro) wip</i>	%	

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.14	<i>Charts</i>	
1.14.1	<i>Capability Chart</i>	<i>graphical data</i>
1.14.2	<i>Open Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.3	<i>Short Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.4	<i>Zero Power Factor Curve</i>	<i>graphical data</i>
1.15	<i>Trafo Generator</i>	
1.15.1	<i>Tapped Winding</i>	teks, diagram
1.15.2	<i>Vector Group</i>	diagram
1.15.3	<i>Earthing Arrangement</i>	teks, diagram
1.16	<i>Reactive Capability (di Terminal Generator)</i>	
1.16.1	<i>Overload at Rated Capacity</i>	diagram as a <i>function of time</i>
1.17	<i>Eksitasi (Excitation)</i>	
1.17.1	<i>Generator and Exciter Saturation Characteristic</i>	diagram 50-120% teg. rated
1.17.2	<i>Dynamic Characteristics of Overexcitation Limiter</i>	teks, <i>block diagram</i>
1.17.3	<i>Dynamic Characteristics of Underexcitation Limiter</i>	teks, <i>block diagram</i>

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.18	<i>Power Plant Technical Data</i>		
1.18.1	<i>Tegangan pada Titik Sambung</i>	kV	
1.18.2	<i>Kapasitas Maksimum Total Sentral</i>	MW	
1.18.3	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.4	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Tidak Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.5	<i>Impedansi Minimum Urutan Nol Generator</i>	per unit	
1.18.6	<i>Impedansi Minimum Urutan Negatif Generator</i>	per unit	

Selain itu, harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing-masing unit pembangkit.

Tabel 20. Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.1	Generator				
1.1.1	<i>Rated Capacity</i>	S	teks	teks	MVA
1.1.2	<i>Rated Voltage</i>	V	teks	teks	kV
1.1.3	<i>Rated Current</i>	I	teks	teks	A
1.1.4	<i>Power Factor</i>	PF	teks	teks	
1.1.5	<i>Speed</i>	N	teks	teks	RPM
1.1.6	<i>Exciter Voltage</i>	Ve	teks	teks	V
1.1.7	<i>Rotor Current</i>	Ir	teks	teks	A
1.2	<i>Generator Impedance Data</i>				
1.2.1	<i>Synchronous Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	Xdi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.2	<i>Synchronous Quadrature Axis Reactance Unsaturated</i>	Xqi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.3	<i>Transient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X'di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.4	<i>Transient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X'qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.5	<i>Subtransient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X"di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.6	<i>Subtransient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X"qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.7	<i>Leakage Reactance</i>	Xl	teks	teks	Pu/ohm
1.2.8	<i>Positive Sequence Resistance</i>	Ra	teks	teks	Pu/ohm
1.3	<i>Combined Turbine Generator Exciter Inertia</i>		teks	teks	
1.3.1	<i>Inertia Constant</i>	H	teks	teks	
1.4	<i>Open Circuit Saturation</i>				
1.4.1	<i>Saturation at 1.0 pu Generator Voltage</i>	S1.0	teks	teks	
1.4.2	<i>Saturation at 1.2 pu Generator Voltage</i>	S1.2	teks	teks	
1.4.3	<i>Open Circuit Saturation Curve</i>		graph	graph	
1.5	<i>Other Data</i>				
1.5.1	<i>Generator Open Circuit Saturation Curve with Air Gap Line</i>		graph	graph	
1.5.2	<i>Air Gap Field Current at Rated Generator Voltage</i>		teks	teks	A
1.5.3	<i>Field Winding Resistance</i>	Rf	teks	teks	Ohms

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.5.4	<i>Field Winding Temperature or Generator Hot Air/Gas Temperature at Which the Field Winding Resistance</i>		teks	teks	°C
1.6	Sistem Eksitasi dan AVR				
1.6.1	Tipe Eksitasi (antara lain <i>Static, AC Rotating, Brushless, dan DC Gen</i>)			teks	
1.6.2	Pabrikan Sistem Eksitasi			teks	
1.6.3	Foto <i>Nameplate</i> Sistem Eksitasi			<i>graph</i>	
1.6.4	<i>Voltage Regulator Type</i>			teks	
1.6.5	<i>Voltage Regulator Manufacturer</i>			teks	
1.6.6	<i>Block Diagram Model of Excitation and Voltage Regulator</i>			<i>graph</i>	
1.7	<i>Line Drop Compensation</i>				
1.7.1	<i>Line Drop Compensation (Enable/Disable)</i>			teks	
1.7.2	<i>Value Setting in pu (Rated to Machine)</i>			teks	pu
1.8	<i>Power System Stabilizer</i>				
1.8.1	<i>PSS Type</i>			teks	
1.8.2	<i>PSS Manufacturer</i>			teks	
1.8.3	<i>Block Diagram Model of PSS</i>			<i>graph</i>	
1.9	<i>Overexcitation Limiter</i>				
1.9.1	<i>OEL Type (Static, AC Rotating, Brushless, DC Generator, etc)</i>			teks	
1.9.2	<i>OEL Manufacturer</i>			teks	
1.9.3	<i>OEL Time Characteristics (Definite Time, Inverse Time) and Pickup vs Time Characteristic Curve</i>			<i>graph</i>	
1.9.4	<i>OEL Actions (e.g Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>			teks	
1.9.5	<i>Block Diagram Model of OEL</i>			<i>graph</i>	
1.10	<i>Underexcitation Limiter</i>				
1.10.1	<i>Information of UEL</i>			teks	
1.10.2	<i>UEL Type (Conventional or Voltage Sensitive, PQ Limiter, etc)</i>			teks	
1.10.3	<i>UEL Actions (e.g. Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field</i>			teks	

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
	<i>Current Control, Trip the Generator</i>				
1.10.4	<i>Limit Setting (Curve of Real and Reactive Power)</i>			gambar	
1.11	<i>Turbine Governor Data</i>				
1.11.1	<i>Turbine Type (Hidro)</i>			teks	
1.11.2	<i>Turbine Type (Gas)</i>			teks	
1.11.3	<i>Turbine Type (Steam)</i>			teks	
1.11.4	<i>Turbine Manufacturer</i>			teks	
1.12	<i>Power System Dynamics Model (Please Include Name of Model, Standard in One Enclosed Report)</i>				
1.12.1	<i>Governor Model</i>		graph	software	
1.12.2	<i>Exciter Model</i>		graph	software	
1.12.3	<i>PSS Model</i>		graph	software	

Tabel 21. Data Setting Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.1	<i>Setting Proteksi</i>	
1.1.1	<i>Kehilangan Medan (Loss of Field)</i>	teks
1.1.2	<i>Penguatan Kurang (Underexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.3	<i>Penguatan Lebih (Overexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.4	<i>Overfluxing (V/Hz)</i>	teks, diagram
1.1.5	<i>Differential</i>	teks
1.2	<i>Control Data</i>	
	Detail dari Rangkaian Penguatan (<i>Excitation Loop</i>) yang Diuraikan dalam Bentuk <i>Block Diagram</i> , Menunjukkan <i>Transfer Functions</i> Masing-Masing Elemen Individual dan Unit Pengukur (<i>Measurement Units</i>)	diagram
1.3	<i>Control Devices Settings</i>	
1.3.1	Pembatas Penguatan Lebih (<i>Overexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.2	<i>Overfluxing Limiter (V/H)</i>	teks, diagram
1.3.3	Pembatas Penguatan Kurang (<i>Underexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.4	<i>Manual Restrictive Limiter (if Fitted)</i>	teks
1.3.5	Kompensasi <i>Load Drop</i> /Pembagian VAR	teks, <i>function</i>

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.3.6	Model Dinamik dari Poros Turbin/Generator dalam Bentuk <i>Lumped Element</i> , Menunjukkan Komponen Inersia, <i>Damping</i> , dan <i>Shaft Stiffness</i>	

Data Requirement for Generator and Grid Relay Coordination

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
IP				

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
2.1	<i>Single Line Diagram</i>	
2.1.1	<i>Power Plant's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.2	<i>Protection's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.3	<i>Tripping Logic Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2	Generator	
2.2.1	<i>Load Capability Curve</i>	<i>graphical data</i>
2.2.2	<i>Area of Underexcitation/Minimum Excitation Limiter in the R - X or P - Q Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2.3	<i>Generator Capability Due to Overexcitation (V/Hz) Condition</i>	<i>graphical data</i>
2.2.4	<i>Generator Capability Due to Overfrequency/Underfrequency Condition</i>	<i>graphical data</i>

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1	Data Generator		
3.1.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.1.2	<i>Inertia Constant</i>	H	
3.1.3	<i>Nominal Voltage Generator</i>	kV	
3.1.4	<i>Capacity</i>	MVA	
3.1.5	<i>Power Factor</i>	pf	
3.1.6	<i>Generator Connection</i>		
3.1.7	<i>Direct Synchronous Reactance (Xd)</i>	per unit	
3.1.8	<i>Direct Transient Reactance (X'd)</i>	per unit	
3.1.9	<i>Direct Subtransient Reactance (X''d)</i>	per unit	
3.1.10	<i>Negative Sequence Reactance (X2)</i>	per unit	
3.1.11	<i>Negative Sequence Resistance (r2)</i>	per unit	
3.1.12	<i>Zero Sequence Reactance (X0)</i>	per unit	
3.1.13	<i>Zero Sequence Resistance (r0)</i>	per unit	
3.1.14	<i>Number of Pole</i>	<i>pole</i>	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1.15	<i>Quadrature Synchronous Reactance (X_q)</i>	per unit	
3.1.16	<i>Quadrature Transient Reactance (X'_q)</i>	per unit	
3.1.17	<i>Quadrature Subtransient Reactance (X''_q)</i>	per unit	
3.2	NGR		
3.2.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.2.2	<i>Impedance</i>	Ohms	
3.2.3	<i>Nominal Current NGR</i>	Amps	
3.2.4	<i>Continous Current NGR</i>	Amps	
3.2.5	<i>Continous Time</i>	second	
3.3	<i>Data Generator Transformer</i>		
3.3.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.3.2	<i>Power</i>	MVA	
3.3.3	<i>Voltage</i>	kV	
3.3.4	<i>Vektor Group</i>		
3.3.5	<i>Impedance</i>	per unit	
3.3.6	<i>AVR</i>		
3.3.7	<i>Step AVR</i>	step	
3.3.8	<i>X/R Ratio</i>		

Harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing - masing unit pembangkit.

Tabel 22. Parameter Respons Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Kemampuan <i>Output</i>		
1.1.1	Beban Penuh Normal	MW	
1.1.2	Beban Minimum Normal	MW	
1.1.3	Beban Minimum yang Dapat Dipertahankan (pada Tekanan <i>Rated Boiler</i> untuk Unit Pembangkit Termal)	MW	
1.2	Kemampuan <i>Output</i> Keadaan Darurat		
1.2.1	Tambahan Daya <i>Output</i>	MW	
1.2.2	Pengurangan MVAR untuk Tambahan MW <i>Output</i>	MVAR	
1.2.3	Keperluan Pemberitahuan	menit	
1.2.4	Periode Waktu Minimum untuk Pembatalan	menit	
1.3	Pemberitahuan untuk Sinkronisasi		
1.3.1	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.2	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.3	Setelah Jam Keluar	menit	
1.4	Waktu Tercepat untuk Sinkronisasi		
1.4.1	Senin	xxx jam	
1.4.2	Selasa sampai dengan Jumat	xxx jam	
1.4.3	Sabtu	xxx jam	
1.5	Waktu Tercepat Pengeluaran Unit Pembangkit		
1.5.1	Senin sampai dengan Kamis	xxx jam	
1.5.2	Jumat	xxx jam	
1.5.3	Sabtu dan Minggu	xxx jam	
1.6	<i>Flexibility</i>		
1.6.1	Minimum Waktu <i>Shutdown</i> Unit Pembangkit	menit	
1.6.2	Batasan <i>Shutdown (Maximum Number Per Day)</i>	No./day	
1.7	Kecepatan Perubahan Beban		
1.7.1	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.2	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.3	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.4	Kecepatan Penurunan Beban (Hingga Keluar)	MW/min	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.8	Parameter Pengaturan		
1.8.1	Tingkat Cadangan Putar	MW	
1.8.2	<i>Response Time</i> ke Beban Penuh	menit	
1.9	Ketepatan Memenuhi Target <i>Dispatcher</i>		
	Standar Deviasi Kesalahan untuk Periode 30 Min	MW	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Presentation
Item	Deskripsi	
1.10	<i>Flexibility</i>	
	Periode Operasi Minimum Setelah Waktu Keluar	<i>graphical data</i>
1.11	Parameter Pembebanan	
	<i>Synchronizing Block Load after Hours Off Load</i>	<i>graphical data</i>

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.12	Interval Sinkronisasi		
1.12.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.12.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.12.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.12.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.13	Interval untuk Pengeluaran (<i>Shutdown</i>)		
1.13.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.13.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.13.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.13.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.14	<i>Flexibility</i>		
	Waktu Minimum <i>Shutdown</i> Pusat Pembangkit	menit	

Tabel 23. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Unit	Value
Item	Deskripsi		
1.1	Rating Tegangan		
1.1.1	Tegangan Nominal	kV	
1.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	
1.2	Koordinasi Isolasi		
1.2.1	<i>Rated Lightning Impulse Withstand Voltage</i>	kV	
1.2.2	<i>Rated Short Duration Power Frequency Withstand Voltage</i>	kV	
1.3	<i>Rated Short Time Withstand Current</i>	kA	
1.4	<i>Rated Current</i>		
	<i>Circuit Maximum Current</i>	amps	
1.5	Pembumian (<i>Grounding</i>)		
	<i>Earth Grid Rated Thermal Current</i>		
1.6	<i>Insulation Pollution Performance</i>		
1.6.1	<i>Minimum Total Creepage</i>	milimeter	
1.6.2	<i>Pollution Level as per IEC 815</i>		
1.7	<i>Short Circuit Infeed to the System</i>		
1.7.1	<i>Maximum 3 Phase Short Circuit Symmetrical Infeed, Including Infeeds from Embedded Power Plants Directly Connected to the User's System</i>	kA	
1.7.2	<i>Total Infeed at the Instant of Fault Taking into Consideration Induction Motors Contribution</i>	kA	
1.7.3	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.7.4	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.8	Kemampuan Penyaluran Daya		
	Di Mana Beban atau Grup Beban Dapat Dipasok Melalui Beberapa Alternatif Titik Sambung:		
1.8.1	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.8.2	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.9	Jaringan Penghubung <i>Embedded Power Plants</i> Ke (Base : 100 MVA)		
1.9.1	Tahanan	per unit	
1.9.2	Reaktansi	per unit	
1.9.3	<i>Susceptance</i>	per unit	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format
Item	Deskripsi	Penyampaian
1.10	Pembumian (<i>Grounding</i>)	
	Metode Pembumian (<i>Grounding</i>)	teks
1.11	<i>Remote Control</i> dan Transmisi Data	teks
1.12	Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Diagram Operasi, Menunjukkan Rangkaian Listrik yang Telah Ada dan Usulan Fasilitas Utama dalam Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik, Termasuk Pengaturan <i>Busbar</i> , Fasilitas <i>Switching</i> , dan Tegangan Operasi	<i>single line diagram</i>
1.13	Impedansi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Untuk Setiap Komponen dalam Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik : Detail Impedansi Seri dan Paralel Urutan Positif, Negatif, dan Nol Termasuk <i>Mutual Coupling</i> Antara Elemen yang Berdekatan (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel
1.14	Kemampuan Transfer Beban	
	Pengaturan Transfer untuk Kondisi Terencana atau Gangguan	teks

Tabel 24. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Proteksi		
1.1.1	Jangkauan Semua Skema Proteksi pada Transmisi, <i>Busbar</i> , dan Kabel (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel	%
1.1.2	Jumlah Skema Proteksi pada Setiap <i>Item</i>	teks	
1.1.3	Waktu Total <i>Fault Clearing</i> untuk Gangguan Dekat dan Jauh	tabel	milidetik
1.1.4	Detail Urutan <i>Reclosure</i>	teks	
1.2	Data Pengatur <i>Tap Change</i>		
	<i>Setting</i> Waktu Tunda Semua <i>Tap Changer</i> Trafo	tabel	detik
1.3	Pengatur Kompensasi <i>Reactive</i>		
1.3.1	Rating Daya Reaktif Setiap Reaktor	tabel	MVAR
1.3.2	Rating Daya Reaktif Setiap Bank Kapasitor	tabel	MVAR
1.3.3	Detail Pengatur Otomatis Setiap Reaktor dan Bank Kapasitor	teks	

Tabel 25. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
1.1	Data untuk Semua Jenis Beban			
1.1.1	Daya Aktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MW
1.1.2	Daya Reaktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MVAR
1.1.3	Jenis Beban (Misalnya <i>Controlled Rectifiers</i> dan Motor Penggerak Besar)	tahunan	teks	
1.2	Data untuk <i>Demand</i> yang Fluktuatif			
1.2.1	Siklus Variasi Daya Aktif Satu Periode	tahunan		

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
1.2.2	Siklus Variasi Daya Reaktif Satu Periode	tahunan		
1.2.3	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Aktif	tahunan		
1.2.4	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Reaktif	tahunan		
1.2.5	Interval Waktu Terpendek Pengulangan Fluktuasi Daya Aktif dan Reaktif	7 tahun ke depan, ditinjau tahunan	tabel	detik
1.3	<i>Step</i> Perubahan Terbesar			
1.3.1	Untuk Daya Aktif	tahunan	tabel	MW/det
1.3.2	Untuk Daya Reaktif	tahunan	tabel	MVAR/det

Persyaratan Data yang diperlukan untuk pembangkit EBT intermiten (PLT Bayu dan PLTS):

- a) Ketentuan dalam informasi *Modelling*
Perusahaan atau produsen pembangkit EBT intermiten harus menyediakan semua data yang terkait dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memungkinkan pemodelan turbin angin, trafo, surya PV dan sistem kontrolnya sesuai tabel yang diberikan di bawah ini.
- b) Ketentuan dalam Validasi Model (*Modelling Validation*)
 - 1) Perusahaan/produsen pembangkit EBT intermiten harus menyediakan data yang telah tervalidasi yang ditunjukkan oleh hasil pengujian kinerja fisik paling sedikit satu unit PLTB untuk setiap jenis/model PLTB yang digunakan di fasilitas tersebut.
 - 2) Perusahaan/produsen pembangkit EBT intermiten harus memvalidasi kembali data model dari waktu ke waktu sebagaimana diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

7. Pembangkit EBT intermiten

Persyaratan data pembangkit EBT intermiten termasuk data spesifikasi pembangkit yang akan diberikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk keperluan studi dampak sistem dan studi stabilitas *transient*.

APPENDIX A - RANGKUMAN JADWAL

Appendix ini merangkum semua jadwal kegiatan operasional dan perencanaan jaringan yang termasuk dalam Aturan Jaringan Sulawesi ini. Kegiatan tersebut diorganisir dalam 6 (enam) kategori.

I. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan

a. Jadwal Operasional Tahunan untuk 1 (Satu) Tahun ke Depan

- 1 Oktober : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* rencana operasi tahunan (SDC 2)
- 15 Desember : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi tahunan (SDC 2 dan SDC 2.6)
- 1 April : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)
- 15 Juni : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)

b. Jadwal Pemeliharaan untuk 1 (Satu) Tahun ke Depan

- 1 September : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan *draft* rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan kepada pengelola operasi sistem sistem PT PLN (Persero) (SDC 2.3)
- 1 Desember : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk 1 (satu) tahun ke depan (SDC 2.3)
- 1 Mei : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)
- 1 Juni : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)

c. Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

- 1 September : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyelesaikan prakiraan beban untuk rencana operasi tahunan (SDCA1 3)

d. Laporan Tahunan Unjuk Kerja Proteksi Jaringan (untuk Tahun Sebelumnya)

1 Maret : pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan laporan tahunan realisasi unjuk kerja proteksi jaringan (OC 12.4)

II. Manajemen Jaringan

Rangkuman Operasi Jaringan Tahunan (untuk Tahun Sebelumnya)

1 Maret : KMAJ Sulawesi menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya (GMC 6.1)

III. Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)

hari ke-5 bulan berjalan : 1. pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1);
2. pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1);
3. pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1); dan
4. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanannya untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-10 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberikan perkiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-10 bulan berjalan : pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi (SDC 3.1)

hari ke-20 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-23 bulan berjalan : pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyampaikan tanggapan atas rencana operasi bulanan (SDC 3.5)

hari ke-26 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi bulanan (SDC 3.1)

IV. Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)

Selasa pukul 10:00 : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan unit pembangkit atau jaringan (SDC 4.5)

Rabu pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempertimbangkan usulan perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan (SDC 4.5)

Kamis pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi mingguan (SDC 4.5)

V. Rencana *Dispatch* Harian (untuk Hari Berikutnya)

Pukul 10:00 : pengelola pembangkit menyampaikan informasi yang mutakhir mengenai unit pembangkit atau karakteristik pengoperasian unit (SDC 5.1 dan SDC 5.6)

Pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan dan menyampaikan rencana *dispatch* harian untuk hari berikutnya (SDC 5.6)

VI. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik

hari ke-1 setiap bulan : pembacaan meter dan pembuatan berita acara pembacaan meter oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) (SC 2.1)

hari ke-7 setiap bulan : setelah menerima berita acara pembacaan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik yang tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca (SC 2.1)

APPENDIX B - TERMINOLOGI (GLOSSARY)

Glossary ini mendefinisikan terminologi yang digunakan dalam Aturan Jaringan Sulawesi. Penggunaan yang konsisten atas definisi akan mengurangi kemungkinan terjadi kesalahpahaman dalam memahami ketentuan pada Aturan Jaringan Sulawesi.

Kata dan frasa yang digunakan dalam Aturan Jaringan Sulawesi diartikan sebagai berikut, kecuali permasalahan memerlukan pengertian lain:

alat atau peralatan	alat atau peralatan yang tersambung ke jaringan tegangan tinggi yang merupakan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dibutuhkan untuk memproduksi, mengatur, atau mengukur listrik
area	pembagian wilayah kerja pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
arus eksitasi atau arus medan	arus yang mengalir melalui kumparan medan pada suatu generator
asut gelap	pengasutan suatu unit pembangkit yang dilakukan tanpa ketersediaan pasokan daya dari luar
<i>automatic generation control</i> atau AGC	pengatur pembebanan pembangkit secara otomatis yaitu suatu fasilitas komputerisasi yang secara otomatis mengatur daya listrik yang keluar dari generator sebagai respons terhadap perubahan frekuensi sistem, yang memungkinkan optimisasi biaya pembangkitan secara keseluruhan dengan pengiriman sinyal untuk mengubah <i>set point governor</i> unit pembangkit
<i>automatic voltage regulator</i> atau AVR	regulator yang berfungsi untuk terus menjaga stabilitas tegangan listrik
<i>auto recloser relay</i> atau A/R	relai penutup balik otomatis yang dipasang pada <i>bay</i> penghantar
beban puncak	beban tertinggi yang dipasok oleh jaringan atau kepada pemakai tertentu

beban puncak harian	beban tertinggi harian
cadangan dingin	kapasitas unit pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke jaringan dalam waktu 4 (empat) jam
cadangan jangka panjang	unit pembangkit yang dapat diasut dan dihubungkan ke jaringan dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam sampai dengan kurang dari 2 (dua) hari
cadangan operasi	kapasitas tersedia dalam skala waktu operasional yang dalam realisasinya telah dioperasikan untuk memproduksi daya listrik yang dijadwalkan sebagai kapasitas cadangan
cadangan putar	kapasitas pembangkitan yang tidak dibebani dan siap melayani kenaikan beban yang dinyatakan dalam persentase (%) terhadap beban sistem atau dalam MW, yang berdasarkan pilihan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) <i>output</i> pembangkit yang dapat dihubungkan dengan sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban yang dapat dilepaskan dalam waktu 10 (sepuluh) menit dapat dianggap sebagai komponen cadangan putar panas
<i>circuit breaker failure</i> atau CBF	jenis proteksi yang digunakan pada sistem transmisi sebagai proteksi cadangan
<i>circulating current protection</i> atau CCP	jenis proteksi yang digunakan untuk mengamankan diameter
<i>contingency</i>	kejadian yang diakibatkan oleh kegagalan 1 (satu) atau lebih komponen seperti generator, penghantar, atau trafo
CT	<i>current transformer</i>
daya aktif	pembangkitan, penyaluran, atau penggunaan daya listrik sebagai hasil perkalian antara tegangan dengan komponen se- <i>phase</i> arus bolak-balik yang dinyatakan dalam kW atau MW, yang merupakan bagian dari daya semu VA atau kVA yang dapat ditransformasikan menjadi cahaya, gerak fisik, atau panas
daya reaktif	bagian dari daya listrik yang membangkitkan dan mempertahankan medan listrik atau magnetis dari suatu peralatan arus bolak-balik yang harus dipasok ke peralatan magnetis (seperti motor dan trafo) serta harus dipasok untuk mengompensasi

	rugi-rugi reaktif pada fasilitas transmisi, yang dinyatakan dalam kVAR atau MVAR
daya semu	hasil perkalian tegangan dengan arus dalam suatu rangkaian listrik yang dinyatakan dalam kVA atau MVA yang mengandung daya aktif dan daya reaktif
<i>dedicated</i>	saluran telekomunikasi yang diperuntukkan khusus dan tidak dapat diintervensi untuk peruntukkan lain
DEF	<i>directional earth fault</i>
deklarasi	pernyataan rencana kesiapan yang berisi angka karakteristik operasi atau faktor lain yang dibuat oleh pengelola pembangkit atas unit pembangkitnya.
<i>direct</i> atau <i>point to point</i>	saluran komunikasi yang terhubung langsung di antara perangkat akhir (<i>end device</i>) tanpa melalui perangkat antara
<i>dispatch</i>	instruksi kepada pengelola pembangkit untuk membebani unitnya ke tingkat tertentu yang jumlah keseluruhannya sesuai dengan kebutuhan atau beban dengan cara yang andal dan ekonomis
<i>dispatch</i> harian	pembebanan harian pembangkit yang diharapkan
distorsi harmonik	distorsi yang disebabkan oleh ketidaklinieran karakteristik peralatan daya listrik tertentu seperti penyearah, <i>inverter</i> , dan motor penggerak dengan kecepatan bervariasi, antara lain diakibatkan dari arus harmonik yang dibangkitkan di jaringan bersama karakteristik respons frekuensi, yang dinyatakan sebagai % (persen) terhadap tegangan pada frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
<i>disturbance fault recorder</i> atau DFR	<i>tools</i> untuk merekam kejadian gangguan pada suatu Sistem Tenaga Listrik dan data rekaman dapat digunakan sebagai bahan analisis pascakejadian (<i>post mortem</i>)
<i>droop</i>	parameter <i>governor</i> pembangkit yang didefinisikan sebagai perubahan daya <i>output</i> untuk perubahan frekuensi sebesar 1 (satu) Hz yang dinyatakan dalam persentasi (%) dari <i>rated output</i> , contoh pembangkit 100 (seratus) MW dengan karakteristik <i>droop</i> 5% (lima persen) akan mengalami penambahan <i>output</i> 5 (lima) MW

	untuk setiap penurunan frekuensi 1 (satu) Hz dari 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
<i>DTT</i>	<i>direct transfer trip</i>
energi aktif	kecepatan penyaluran daya aktif dalam suatu periode waktu yang biasanya diukur dalam watt-jam (Wh) atau kilowatt-jam (kWh)
energi baru dan terbarukan intermiten atau EBT intermiten	pembangkit listrik dengan menggunakan energi baru dan terbarukan yang bersifat intermiten dan berubah-ubah berdasarkan energi primer, seperti pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB)
<i>excess power</i>	kelebihan tenaga listrik (<i>excess power</i>) yang dijual kepada PT PLN (Persero)
faktor beban	rasio rata-rata <i>output</i> atau beban terhadap maksimum <i>output</i> atau beban dalam 1 (satu) periode waktu
<i>flicker</i>	perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu yang dapat terdeteksi oleh mata manusia jika terjadi pada lampu pijar
FO	<i>fiber optic</i>
FO terpisah secara fisik	kabel yang berbeda, pemisahan <i>core</i> FO tidak dalam 1 (satu) kabel yang sama
gangguan	kejadian tidak terencana yang mengakibatkan kondisi abnormal dalam jaringan
<i>gas insulated substation</i> atau GIS	GI yang menggunakan gas sebagai bahan isolasi
GFR	<i>ground fault relay</i>
GI	gardu induk tegangan tinggi
GITET	GI tegangan ekstratinggi
GPS	<i>global positioning system</i>
hari	hari kalender
hari kerja	setiap hari dalam seminggu kecuali hari Sabtu, hari Minggu, atau hari libur yang ditetapkan oleh Pemerintah

<i>heat rate</i>	energi panas yang digunakan oleh unit pembangkit dalam memproduksi 1 (satu) unit energi listrik yang dinyatakan dalam gigajoule/megawatt-hour (GJ/MWh)
hidro	tenaga air yang digunakan memproduksi tenaga listrik
HV	<i>high voltage</i>
Hz	Hertz
IBT	<i>interbus transformer</i>
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>intelligent electronic device</i>
jadwal pemeliharaan	jadwal yang menunjukkan rencana <i>outages</i> untuk pelaksanaan pemeliharaan
jaringan atau <i>grid</i>	jaringan Sulawesi yang digunakan untuk menyalurkan daya yang terdiri atas penghantar pada tingkat tegangan 66 (enam puluh enam) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, dan 500 (lima ratus) kV berikut GI, trafo, dan komponen lain
kA	kiloampere
kapasitas	daya <i>output</i> yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, trafo, penghantar, atau peralatan lain yang dinyatakan dalam MW atau MVA
karakteristik operasi ekonomis	data pengoperasian yang memberi informasi atas operasi ekonomis unit pembangkit
karakteristik pengoperasian	parameter yang mendefinisikan kemampuan suatu unit pembangkit merespons instruksi <i>dispatch</i>
keadaan darurat	situasi di mana integritas, keamanan, atau stabilitas keseluruhan atau sebagian dalam keadaan terancam
keandalan	kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir pada semua kondisi
kebutuhan atau beban	jumlah daya aktif dan daya reaktif yang telah dipasok atau diharapkan akan dipasok kepada seluruh pelanggan melalui jaringan (<i>grid</i>) atau

	bagian dari jaringan, yang dinyatakan dalam MW dan MVAR dalam periode waktu tertentu
kecepatan pembebanan	kecepatan kenaikan pembebanan unit pembangkit yang tersambung ke jaringan dalam kondisi kendali operator dan pengoperasian normal yang dinyatakan dalam MW/menit
kedip tegangan	penurunan tegangan <i>root mean square</i> (RMS) dalam fraksi milidetik selama beberapa detik
kejadian penting	kejadian serius yang mempengaruhi keamanan dan keandalan operasi sistem atau subsistem atau terhentinya pasokan listrik yang berdampak luas kepada masyarakat
keluar terencana	pengeluaran fasilitas jaringan yang diusulkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau unit pembangkit yang diusulkan oleh pengelola pembangkit selama waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
kemampuan asut gelap	kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi asut gelap
kesiapan atau ketersediaan	ukuran waktu mampu atau kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar, atau fasilitas lain dalam operasi pelayanan apakah dioperasikan atau tidak, yang dinyatakan dalam persentase (%) ketersediaannya dalam periode waktu yang dievaluasi
konsumen tenaga listrik	badan usaha yang membeli tenaga listrik dari PT PLN (Persero) yang tersambung dengan jaringan Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi
koordinator keselamatan kerja	individu yang ditunjuk oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk mengoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambung, termasuk persiapan, aplikasi, persetujuan, dan revisi atas prosedur keselamatan kerja setempat
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampere

kVAR	kilovolt-ampere reactive
kVARh	kilovolt-ampere reactive hour
kW	kilowatt
laporan tahunan operasi jaringan	laporan perencanaan operasional tahun sebelumnya dan analisis kemampuan jaringan (<i>grid</i>) melayani proyeksi tingkat beban dan pembangkitan untuk 5 (lima) tahun ke depan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
laporan tahunan rangkuman operasi jaringan	rangkuman operasi jaringan yang dibuat dan diterbitkan oleh KMAJ Sulawesi
LCD	<i>line current differential</i>
<i>load frequency control</i> atau LFC	pengaturan frekuensi secara sekunder
LV	<i>low voltage</i>
<i>merit order</i>	daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang marginal, sudah termasuk pertimbangan biaya <i>start up</i> dan <i>shutdown</i> , minimum waktu <i>start up</i> dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lain
mnemonic atau MNEM	grup alarm pesan (<i>message</i>) yang ditampilkan, terdiri atas format sinkronisasi, format informasi, dan format terminasi
MVA	megavolt-ampere
MVAR	megavar
MW	megawatt
MWh	megawatt-hour
NGR	<i>neutral grounding resistance</i>
NVDR	<i>neutral voltage displacement relay</i>
OCR	<i>overcurrent relay</i>
OLTC	<i>on load tap change</i>

O&M	<i>operation and maintenance</i>
pelaku usaha pemakai jaringan	atau badan usaha yang memakai atau menggunakan jaringan
pelepasan beban <i>load shedding</i>	atau pengurangan beban secara sengaja (otomatis atau manual) dengan pemutusan beban tertentu karena kejadian abnormal untuk mempertahankan integritas jaringan dan menghindari pemadaman yang lebih besar
pembangkitan	produksi atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi listrik
pembangkitan daya reaktif	kapasitas daya reaktif yang dapat dihasilkan oleh unit pembangkit
pembangkitan minimum	<i>output</i> minimum suatu unit pembangkit yang dapat dipertahankan
pembangkit listrik tenaga air atau PLTA	pusat pembangkit yang menggunakan tenaga air
pembumihan atau <i>grounding</i>	provisi suatu sambung listrik antara 1 (satu) atau lebih konduktor dengan tanah yang diperlukan untuk keselamatan personel, umum, dan keamanan peralatan
pemisah atau PMS	alat untuk memisahkan tegangan pada peralatan instalasi tegangan tinggi atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>disconnecting switch</i> (DS)
pemutus atau PMT	pemutus daya untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban atau berbeban dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung singkat atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>circuit breaker</i> (CB)
pemutusan	pemisahan secara listrik peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dari jaringan
pengelola distribusi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola usaha distribusi tenaga listrik dengan level tegangan kurang dari 20 (dua puluh) kV

pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola operasi Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
pengelola pembangkit	pengelola pembangkit PT PLN (Persero) atau perusahaan pembangkit yang memiliki 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang menyalurkan daya ke jaringan, antara lain pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan PT PLN (Persero), pembangkit swasta atau <i>independent power producer</i> (IPP), pembangkit <i>power wheeling</i> , dan pembangkit <i>excess power</i>
pengelola pembangunan PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) sebagai pengelola pembangunan pembangkit dan jaringan
pengelola transmisi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang melakukan pengelolaan aset transmisi tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
penurunan tegangan	cara mengurangi beban dengan menurunkan tegangan
peralatan meter	alat ukur
peralatan pembumian	peralatan yang dirancang untuk pembumian
peralatan pengukuran atau sistem <i>metering</i>	seluruh peralatan yang tersambung dengan sistem <i>metering</i> yang meliputi trafo arus, trafo tegangan, dan alat ukur
perencana sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang bertugas memberikan persetujuan proses pembangunan pembangkit tenaga listrik
periode mingguan	hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya
peristiwa	kejadian tidak terencana pada atau yang berhubungan dengan jaringan yang telah atau mungkin akan melanggar aturan operasi atau suatu kecelakaan terhadap seseorang
perjanjian jual beli tenaga listrik atau PJBL	perjanjian jual beli tenaga listrik antara PT PLN (Persero) selaku pembeli dengan badan usaha selaku penjual
pernyataan kesiapan	pernyataan atas kesiapan unit generator yang diharapkan oleh pengelola pembangkit

<i>phasor measurement unit</i> atau PMU	peralatan elektronik yang menghasilkan pengukuran <i>synchrophasor</i> dan frekuensi terhadap gelombang 3 (tiga) <i>phase</i> arus dan tegangan
<i>power line carrier</i> atau PLC	media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi
<i>power wheeling</i>	penyaluran energi listrik oleh konsumen tenaga listrik dari suatu pembangkit listrik melalui jaringan tenaga listrik milik PT PLN (Persero) atau pihak lain
prosedur keselamatan kerja setempat	prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan pada sisi masing-masing titik sambung
proteksi peralatan	pengaman Sistem Tenaga Listrik dengan cara membebaskan peralatan utama seperti transformator, penghantar, dan generator yang terganggu sehingga Sistem Tenaga Listrik dapat terus beroperasi secara normal, misalnya OCR, GFR, relai <i>distance</i> , dan relai <i>differential</i>
proteksi sistem	sistem pertahanan operasi Sistem Tenaga Listrik untuk menjaga keseimbangan pasokan dan beban dari gangguan yang mungkin terjadi pada sistem, antara lain <i>underfrequency load shedding (UFLS)</i> , <i>overload shedding (OLS)</i> , <i>overgeneration shedding (OGS)</i> , <i>undervoltage load shedding (UVLS)</i> , dan <i>island operation</i>
proyeksi beban	prakiraan beban yang diharapkan akan terjadi dalam jaringan
pusat pengatur beban	pengelola operasi sistem Sulawesi yang melakukan penjadwalan dan <i>dispatch</i> unit pembangkit serta supervisi dan <i>switching</i> jaringan (<i>grid</i>)
relai frekuensi rendah	relai yang dapat mendeteksi frekuensi sistem yang bekerja jika frekuensi turun di bawah nilai <i>setting</i> -nya

rencana mingguan	operasi	pernyataan yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana pembebanan		proyeksi beban dan langgam beban yang diharapkan akan dibutuhkan oleh pelanggan
rencana pemeliharaan mingguan		jadwal yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana pengembangan jaringan	tahunan	rencana 10 (sepuluh) tahun mengenai pengembangan dan penguatan jaringan dan penambahan unit pembangkit untuk memenuhi proyeksi kebutuhan (<i>demand</i>)
RGT		relai gangguan tanah
rugi-rugi		energi listrik yang hilang dalam inti trafo dan konduktor penghantar atau kabel di jaringan
SBEF		<i>standby earth fault</i>
<i>short zone protection</i> atau SZP		proteksi yang digunakan untuk mengamankan daerah antara CT dan PMT pada diameter di GI
sinkronisasi		proses penyamaan frekuensi, tegangan, dan <i>phase</i> suatu unit pembangkit dengan jaringan sehingga memenuhi persyaratan untuk penyambungan dilaksanakan
sistem		gabungan antara jaringan dengan semua peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan
<i>source impedance ratio</i> atau SIR		rasio impedansi sumber terhadap impedansi saluran
<i>start</i> atau asut		proses suatu unit pembangkit dari status mati (<i>shutdown</i>) ke status tersinkron dengan jaringan
studi energi terlayani	tidak	metode memperkirakan kemungkinan kegagalan pelayanan beban rencana ekspansi sumber daya tertentu serta untuk prakiraan beban, dengan menggunakan kriteria persentase (%) dari perkiraan energi (MWh) yang tidak terlayani atau prakiraan beban yang tidak terpenuhi

subsistem	sistem di bawah <i>backbone</i> 500 (lima ratus) kV yang disuplai oleh IBT 500/150 kV dan unit pembangkit yang tersambung pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV
<i>supervisory control and data acquisition (SCADA) system</i> atau sistem SCADA	pengontrol dan pengukur jarak jauh yang digunakan dalam tenaga listrik yang mengumpulkan data operasional seperti frekuensi, tegangan, aliran daya, posisi PMT dalam jaringan, serta memproses dan menampilkannya di pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
tegangan tinggi atau TT	tegangan di atas 35 (tiga puluh lima) kV sampai dengan 150 (seratus lima puluh) kV dalam jaringan
tegangan ekstratinggi atau TET	tegangan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 (lima ratus) kV dalam jaringan
THD	<i>total harmonic distortion</i>
titik sambung	titik sambung antara jaringan dan instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik
topologi	arsitektur komunikasi untuk pengiriman data dari pengirim ke penerima
trafo generator	trafo yang digunakan mengonversikan tegangan generator ke tingkat yang diperlukan pada titik sambung ke jaringan (<i>grid</i>)
TV	<i>tertier voltage</i>
unit pembangkit	kombinasi penggerak mula dan generator (dan peralatan lain) yang membangkitkan daya listrik arus bolak-balik
VA	volt-ampere
waktu keluar minimum	waktu minimum unit pembangkit di luar jaringan setelah <i>shutdown</i>

Aturan Jaringan Sulawesi ini merupakan dokumen yang bersifat dinamis sehingga harus selalu dievaluasi oleh KMAJ Sulawesi.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

ARIFIN TASRIF



Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,

M. Idris F. Sihite

LAMPIRAN IV
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 20 TAHUN 2020
TENTANG
ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)

ATURAN JARINGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)
KALIMANTAN

DAFTAR ISI

Pendahuluan.....	- 624 -
ATURAN MANAJEMEN JARINGAN (<i>GRID MANAGEMENT CODE - GMC</i>)	- 625 -
GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Kalimantan	- 625 -
GMC 2 Penyelesaian Perselisihan	- 629 -
GMC 3 Investigasi terhadap Ketidapatuhan dan Kejadian Penting	- 630 -
GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidapatuhan Aturan Jaringan Kalimantan.....	- 630 -
GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Kalimantan.....	- 631 -
GMC 6 Pelaporan.....	- 632 -
GMC 7 Laporan Khusus	- 633 -
GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Kalimantan	- 633 -
GMC 9 Keadaan Tidak Terduga	- 634 -
GMC 10 Usulan Perubahan.....	- 635 -
ATURAN PENYAMBUNGAN (<i>CONNECTION CODE - CC</i>)	- 636 -
CC 1 Tujuan.....	- 636 -
CC 2 Subyek Aturan Penyambungan	- 636 -
CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan	- 636 -
CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung	- 641 -
CC 5 Prosedur Penyambungan	- 658 -
CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar	- 666 -
CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian.....	- 666 -
<i>Appendix 1</i> : Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung	- 666 -
<i>Appendix 2</i> : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (<i>Equipment Numbering and Code Identification</i>)	- 686 -
<i>Appendix 3</i> : Pengukuran, Telemetri, dan <i>Remote Control</i> pada Titik Sambung	- 689 -
ATURAN OPERASI (<i>OPERATING CODE - OC</i>).....	- 692 -
OC 1 Pokok-Pokok.....	- 692 -
OC 2 Margin Cadangan Operasi	- 701 -
OC 3 Pengendalian Frekuensi.....	- 702 -
OC 4 Pengendalian Tegangan	- 705 -
OC 5 Proteksi jaringan.....	- 706 -
OC 6 Stabilitas Sistem.....	- 707 -
OC 7 Prosedur Darurat.....	- 709 -
OC 8 Prosedur Pemulihan Sistem.....	- 712 -

OC 9	Koordinasi Keselamatan	- 714 -
OC 10	Penghubung Operasi	- 717 -
OC 11	Pelaporan Kejadian Penting	- 721 -
OC 12	Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan	- 725 -
OC 13	Penomoran dan Penamaan Peralatan	- 732 -
OC 14	Rating Peralatan	- 733 -
ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (<i>SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC</i>).....		- 734 -
SDC 1	Prinsip Dasar.....	- 734 -
SDC 2	Perencanaan Operasi Tahunan.....	- 735 -
SDC 3	Rencana Operasi Bulanan	- 739 -
SDC 4	Rencana Operasi Mingguan	- 742 -
SDC 5	Rencana Operasi Harian (<i>Dispatch</i>).....	- 745 -
SDC 6	Operasi <i>Real Time</i> dan <i>Dispatch</i> Ulang.....	- 748 -
SDC 7	Pembebanan Pembangkit.....	- 750 -
SDC 8	Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi	- 754 -
<i>Appendix 1: Prakiraan Beban</i>		- 755 -
<i>Appendix 2: Rencana Pemeliharaan</i>		- 758 -
<i>Appendix 3 : Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit</i>		- 763 -
<i>Appendix 4: Perintah Dispatch (Pelaksanaan)</i>		- 767 -
ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK (<i>SETTLEMENT CODE - SC</i>)		- 771 -
SC 1	Pendahuluan	- 771 -
SC 2	Penagihan dan Pembayaran.....	- 771 -
SC 3	Penyelesaian Perselisihan Transaksi.....	- 773 -
SC 4	Pemrosesan Data Meter	- 774 -
SC 5	Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik	- 776 -
SC 6	Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain	- 776 -
SC 7	Ketentuan Lainnya	- 776 -
ATURAN PENGUKURAN (<i>METERING CODE - MC</i>)		- 777 -
MC 1	Kriteria Pengukuran	- 777 -
MC 2	Persyaratan Peralatan Meter	- 779 -
MC 3	<i>Commissioning</i>	- 782 -
MC 4	Pengujian Setelah <i>Commissioning</i>	- 783 -
MC 5	Segel dan <i>Programming</i> Ulang.....	- 784 -
MC 6	Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan	- 785 -
MC 7	Keamanan Instalasi Meter dan Data.....	- 786 -
MC 8	Hal Lain	- 787 -
ATURAN KEBUTUHAN DATA (<i>DATA REQUIREMENTS CODE - DRC</i>)		- 788 -
DRC 1	Kebutuhan Data Spesifik.....	- 788 -
DRC 2	Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero).....	- 789 -

DRC 3	Data yang Tidak Disampaikan	- 790 -
<i>APPENDIX A - RANGKUMAN JADWAL</i>		- 807 -
I.	Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Jangka Panjang- 807 -	
II.	Manajemen Jaringan.....	- 808 -
III.	Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)	- 808 -
IV.	Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)	- 809 -
V.	Rencana <i>Dispatch</i> Harian (untuk Hari Berikutnya)	- 809 -
VI.	Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik.....	- 809 -
<i>APPENDIX B - TERMINOLOGI (GLOSSARY)</i>		- 810 -

PENDAHULUAN

Aturan jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Kalimantan yang selanjutnya disebut Aturan Jaringan Kalimantan merupakan seperangkat aturan, persyaratan, dan standar yang bersifat dinamis dan adaptif untuk memastikan jaringan Sistem Tenaga Listrik Kalimantan yang aman, andal, dan efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan penyediaan tenaga listrik.

Aturan Jaringan Kalimantan disusun berdasarkan kondisi struktur Sistem Tenaga Listrik Kalimantan saat ini untuk diberlakukan kepada pelaku usaha penyediaan tenaga listrik, yang selanjutnya disebut pelaku usaha, atau pemakai jaringan Sistem Tenaga Listrik, yang selanjutnya disebut pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Kalimantan, yang terdiri atas:

1. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
2. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
3. pengelola pembangunan PT PLN (Persero);
4. pengelola pembangkit;
5. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
6. konsumen tenaga listrik yang instalasinya secara langsung tersambung ke jaringan transmisi; dan
7. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan perjanjian khusus termasuk kerja sama operasi (KSO).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Kalimantan harus memenuhi semua ketentuan dalam Aturan Jaringan Kalimantan sebagai dasar dalam perencanaan, penyambungan, pengoperasian, dan pengembangan instalasi penyediaan tenaga listrik yang dimilikinya. Selain itu, ketentuan- pada Aturan Jaringan Kalimantan akan memberikan kejelasan mengenai hak dan tanggung jawab masing-masing pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Kalimantan.

ATURAN MANAJEMEN JARINGAN
(GRID MANAGEMENT CODE - GMC)

Aturan Manajemen Jaringan dimaksudkan untuk menjelaskan prosedur umum mengenai perubahan Aturan Jaringan Kalimantan, penyelesaian perselisihan, dan penilaian kembali secara periodik pengoperasian dan manajemen jaringan transmisi (*grid*). Penerapan prosedur tersebut akan mendorong terciptanya keandalan dan keamanan jaringan, memacu efisiensi ekonomi dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi jaringan.

GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Kalimantan

GMC 1.1 Komite Manajemen Aturan Jaringan (*the Grid Code Management Committee*) Kalimantan yang selanjutnya disebut KMAJ Kalimantan merupakan komite yang dibentuk untuk menjalankan prosedur yang ditentukan dalam Aturan Manajemen Jaringan.

GMC 1.2 KMAJ Kalimantan bertugas:

- a. melakukan reviu atas Aturan Jaringan Kalimantan dan implementasi Aturan Jaringan Kalimantan, termasuk upaya peningkatan peran pembangkit energi baru dan terbarukan dalam jaringan Sistem Tenaga Listrik;
- b. menerbitkan pedoman atas Aturan Jaringan Kalimantan;
- c. melakukan kajian atas usulan perubahan Aturan Jaringan Kalimantan yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, atau pihak yang berkepentingan;
- d. membuat rekomendasi perubahan Aturan Jaringan Kalimantan untuk keadaan yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Kalimantan;
- e. mempublikasikan rekomendasi perubahan Aturan Jaringan Kalimantan; dan
- f. melakukan investigasi dan membuat rekomendasi dalam penegakan Aturan Jaringan Kalimantan.

GMC 1.3 Perwakilan dalam KMAJ Kalimantan

GMC 1.3.1 KMAJ Kalimantan terdiri atas perwakilan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi, PT PLN (Persero) kantor pusat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola pembangkit PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola distribusi PT PLN (Persero), pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN

(Persero), konsumen tenaga listrik, dan inspektur ketenagalistrikan.

Komposisi KMAJ Kalimantan terdiri atas:

- a. seorang ketua yang dijabat oleh pemimpin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan seorang sekretaris dari salah seorang anggota; dan
- b. anggota, yang terdiri atas perwakilan dari:
 1. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
 2. PT PLN (Persero) kantor pusat;
 3. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 4. pengelola pembangkit PT PLN (Persero);
 5. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
 6. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
 7. pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
 8. konsumen tenaga listrik; dan
 9. inspektur ketenagalistrikan.

Keanggotaan KMAJ Kalimantan berjumlah ganjil dan paling sedikit 15 (lima belas) orang. Pembentukan KMAJ Kalimantan ditetapkan oleh Direktur Jenderal atas nama Menteri.

GMC 1.3.2 Penunjukan setiap anggota KMAJ Kalimantan dilakukan oleh masing-masing pihak dengan pemberitahuan secara resmi kepada KMAJ Kalimantan. Apabila dianggap perlu, pihak yang diwakili dapat mengusulkan penggantian anggota dalam KMAJ Kalimantan dengan penjelasan tentang alasan penggantian.

GMC 1.4 Jabatan ketua KMAJ Kalimantan secara otomatis berakhir apabila yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk instansi atau perusahaan yang diwakilinya dan segera dipilih penggantinya.

Ketua KMAJ Kalimantan harus menyusun kepengurusan KMAJ paling lambat 3 (tiga) bulan terhitung sejak ditetapkan menjadi ketua KMAJ Kalimantan.

Masa kerja anggota KMAJ Kalimantan selama 2 (dua) tahun dan diusulkan atau dipilih kembali untuk masa kerja berikutnya.

GMC 1.5 KMAJ Kalimantan harus membuat, mempublikasikan, dan memenuhi semua aturan dan prosedur.

KMAJ Kalimantan harus menyelenggarakan pertemuan paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun untuk mengkaji ulang

pengoperasian jaringan (*grid*). Pertemuan lainnya diselenggarakan sesuai kebutuhan untuk menangani permasalahan dan isu yang disampaikan kepada KMAJ Kalimantan.

KMAJ Kalimantan dapat membentuk:

- a. subkomite perencanaan;
- b. subkomite pengoperasian;
- c. subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*); dan
- d. subkomite energi baru dan terbarukan.

Beberapa subkomite lain dapat dibentuk untuk menangani kegiatan KMAJ Kalimantan.

GMC 1.5.1 Subkomite perencanaan bertugas:

- a. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
- b. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan.

GMC 1.5.2 Subkomite pengoperasian bertugas:

- a. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan;
- b. mengkaji perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
- c. mengkaji ketidakpatuhan terhadap Aturan jaringan; dan
- d. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian.

Subkomite pengoperasian melakukan pertemuan setiap triwulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian triwulan sebelumnya.

GMC 1.5.3 Subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) bertugas:

- a. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
- b. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.5.4 Subkomite energi baru dan terbarukan mempunyai fungsi perencanaan, pengoperasian, dan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) energi baru dan terbarukan (EBT).

Dalam melaksanakan fungsinya, subkomite energi baru dan terbarukan bertugas:

- a. melakukan kajian perencanaan energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:

1. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
 2. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan;
- b. melakukan kajian pengoperasian energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
1. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan serta perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian jaringan;
 2. mengkaji ketidakpatuhan terhadap aturan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian; dan
- c. melakukan kajian pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) pembangkit energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
1. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
 2. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.6 Biaya Operasional KMAJ Kalimantan

Biaya operasional KMAJ Kalimantan dibebankan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang diatur lebih lanjut oleh KMAJ Kalimantan.

GMC 1.7 Pengambilan Keputusan

GMC 1.7.1 Rapat KMAJ Kalimantan dapat dilaksanakan secara rutin dengan kesepakatan dan sesuai dengan ketentuan internal KMAJ Kalimantan.

GMC 1.7.2 KMAJ Kalimantan dapat mengambil keputusan dalam rapat dengan syarat adanya perwakilan dari:

- a. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. pengelola pembangkit PT PLN (Persero) dan/atau wakil pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- e. pengelola distribusi PT PLN (Persero), dan
- f. konsumen tenaga listrik.

GMC 2 Penyelesaian Perselisihan

Interpretasi Aturan Jaringan Kalimantan dapat menimbulkan perselisihan. Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Kalimantan yang ditentukan dalam klausul ini berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan yang diatur tersendiri dalam Aturan Transaksi Tenaga Listrik.

GMC 2.1 Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama

Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Kalimantan tahap pertama sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan timbul di antara para pihak dan tidak dapat diselesaikan secara informal, salah satu pihak dapat mengajukan permasalahan secara tertulis kepada pihak lain;
- b. para pihak yang bersengketa harus bertemu untuk mendiskusikan dan mengusahakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak;
- c. apabila perselisihan tidak terselesaikan, dibentuk panitia yang terdiri atas perwakilan para pihak untuk mendiskusikan dan mengupayakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak; dan
- d. apabila perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud dalam huruf c, atas permintaan salah satu atau kedua pihak, permasalahan tersebut diteruskan kepada KMAJ Kalimantan untuk penyelesaian. KMAJ Kalimantan dapat meneruskan permasalahan tersebut kepada panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Kalimantan.

GMC 2.2 Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan Kalimantan

Dalam hal perselisihan spesifik, KMAJ Kalimantan harus menunjuk panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Kalimantan yang terdiri atas 3 (tiga) atau 5 (lima) personel yang memiliki pengetahuan dan kemampuan teknis dalam membahas pokok persoalan yang dipermasalahkan oleh para pihak yang berselisih.

Panel tersebut harus melakukan rapat resmi untuk mendengar dan menerima pernyataan (testimoni) dari para pihak. Pernyataan para pihak dan keputusan panel harus didokumentasikan, disampaikan kepada kedua belah pihak, dan disimpan sebagai catatan KMAJ Kalimantan. Keputusan panel bersifat mengikat dan final.

GMC 2.3 Biaya Penyelesaian Perselisihan

Apabila suatu perselisihan berlanjut dari proses penyelesaian tahap pertama, biaya proses penyelesaian akan dibagi dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan terselesaikan, alokasi biaya penyelesaian perselisihan dituangkan dalam kesepakatan; atau
- b. apabila perselisihan tidak terselesaikan (misalnya perselisihan dihentikan, dibatalkan, atau diteruskan ke pengadilan), pembebanan biaya penyelesaian perselisihan dengan ketentuan sebagai berikut:
 1. permasalahan diajukan oleh salah satu pihak, pihak yang mengajukan permasalahan dibebani seluruh biaya proses penyelesaian perselisihan; atau
 2. permasalahan diajukan oleh kedua belah pihak, kedua belah pihak dibebani sama besar atas biaya proses penyelesaian perselisihan.

GMC 3 Investigasi terhadap Ketidakpatuhan dan Kejadian Penting

Dalam hal terdapat laporan ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas pelaksanaan Aturan Jaringan Kalimantan, subkomite pengoperasian melakukan investigasi terhadap laporan ketidakpatuhan tersebut. Dalam hal terdapat kejadian penting, subkomite pengoperasian dapat melakukan investigasi terhadap kejadian penting.

Hasil investigasi dilaporkan kepada KMAJ Kalimantan dalam bentuk rekomendasi berupa:

- a. patuh atau tidak patuh terhadap ketentuan Aturan Jaringan Kalimantan. Ketidakpatuhan tersebut diklasifikasikan menjadi ringan atau berat sesuai yang diatur dalam GMC 4 (Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Kalimantan); atau
- b. tindakan koreksi untuk peningkatan keamanan dan keandalan operasi sistem.

GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Kalimantan

GMC 4.1 Klasifikasi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Kalimantan

Setiap laporan ketidakpatuhan yang diinvestigasi oleh subkomite pengoperasian akan diputuskan bahwa pihak tersebut:

- a. patuh; atau
- b. tidak patuh.

Ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diklasifikasikan menjadi 2 (dua) kategori yaitu:

- a. ketidakpatuhan ringan, didefinisikan sebagai:
 1. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap keandalan sistem;
 2. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap aspek komersial; atau
 3. ketidakpatuhan yang tidak ada unsur kesengajaan (misalnya karena kendala teknis); dan
- b. ketidakpatuhan berat, didefinisikan sebagai:
 1. ketidakpatuhan ringan yang tidak ditindaklanjuti atau berulang;
 2. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap keandalan sistem;
 3. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap aspek komersial; atau
 4. ketidakpatuhan yang ada unsur kesengajaan, misalnya dilakukan untuk mengambil keuntungan secara komersial.

GMC 4.2 Konsekuensi ketidakpatuhan Aturan Jaringan Kalimantan sebagai berikut:

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan harus melakukan penyesuaian terhadap Aturan Jaringan Kalimantan dalam jangka waktu yang ditentukan oleh KMAJ Kalimantan; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat dapat dilakukan pemutusan atau pelepasan dari jaringan.

GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Kalimantan

Dalam hal KMAJ Kalimantan menyimpulkan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak patuh terhadap Aturan Jaringan Kalimantan, KMAJ Kalimantan mengajukan proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Kalimantan, dengan tahapan sebagai berikut:

- a. KMAJ Kalimantan menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan disertai penjelasan secara spesifik

- atas ketidakpatuhan, tindakan perbaikan yang diperlukan, dan jangka waktu yang diberikan untuk tindakan perbaikan;
- b. pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan harus memberikan jawaban tertulis terhadap tuduhan ketidakpatuhan termasuk informasi kesediaan untuk mematuhi instruksi KMAJ Kalimantan, paling lambat 30 (tiga puluh) hari sejak surat pemberitahuan diterima;
 - c. apabila pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan sesuai dengan instruksi KMAJ Kalimantan, KMAJ Kalimantan memonitor dan dapat meminta laporan perkembangan tindakan perbaikan yang dilakukan sampai dengan jangka waktu yang diberikan;
 - d. apabila pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan tidak menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan atau apabila sampai dengan jangka waktu yang diberikan tindakan perbaikan tidak dilakukan, KMAJ Kalimantan mengklasifikasikan sebagai ketidakpatuhan berat; dan
 - e. KMAJ Kalimantan menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat sebagaimana dimaksud dalam huruf d disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan serta menginformasikan penalti sesuai dengan ketentuan yang berlaku dan/atau pemutusan dari jaringan.

GMC 6 Pelaporan

GMC 6.1 Laporan Tahunan

KMAJ Kalimantan harus menerbitkan laporan tahunan operasi jaringan tahun sebelumnya yang disampaikan kepada Direktur Jenderal paling lambat tanggal 1 Maret.

Format laporan tahunan operasi jaringan ditentukan lebih lanjut oleh KMAJ Kalimantan.

GMC 6.2 Pelaporan Kejadian Penting

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melaporkan kejadian penting seperti gangguan besar dalam sistem kepada KMAJ Kalimantan sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 11.1 - Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting).

KMAJ Kalimantan melakukan penelitian terhadap konsep (*draft*) laporan pendahuluan kejadian penting, laporan pendahuluan kejadian penting, dan laporan final kejadian penting yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Hasil penelitian KMAJ Kalimantan terhadap laporan final kejadian penting termasuk rekomendasi pengenaan sanksi dan/atau tindakan koreksi disampaikan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal paling lambat 14 (empat belas) hari terhitung sejak laporan diterima oleh KMAJ Kalimantan.

GMC 7 Laporan Khusus

Laporan khusus harus disusun oleh KMAJ Kalimantan berdasarkan permintaan dari Pemerintah atau atas permintaan 1 (satu) atau lebih pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Kalimantan

GMC 8.1 Aturan jaringan kalimantan diterbitkan dan diberlakukan dalam bahasa Indonesia.

GMC 8.2 Semua komunikasi operasional di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menggunakan bahasa Indonesia, kecuali dengan persetujuan tertulis dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

GMC 8.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan:

- a. unit di bawah PT PLN (Persero) yang melaksanakan pengelolaan operasi Sistem Tenaga Listrik; dan
- b. koordinator keseluruhan dalam pengoperasian jaringan termasuk *dispatch*.

Pengorganisasian tersebut dapat diubah sesuai dengan perkembangan struktur organisasi dalam proses restrukturisasi sektor tenaga listrik.

GMC 8.4 Kata tertulis dalam Aturan Jaringan Kalimantan mengandung pengertian dengan mesin ketik, printer, litografi, faksimile, dan cara lain mereproduksi kata yang jelas terbaca dan permanen, serta cara yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pengiriman melalui *link* komputer ke komputer (LAN atau *e-mail*).

GMC 8.5 Dalam hal terdapat suatu *item* dengan data yang dinyatakan sebagai bilangan bulat, pecahan yang lebih kecil dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke bawah dan pecahan yang sama atau yang lebih besar dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke atas.

GMC 8.6 Semua referensi waktu merupakan waktu setempat dan dinyatakan dalam notasi 24 (dua puluh empat) jam, 2 (dua) digit untuk jam (00 hingga 23), dan 2 (dua) digit untuk menit (00 hingga 59) dengan ekspresi pukul.

GMC 8.7 Semua unit, simbol, dan perkalian mengikuti konvensi internasional.

GMC 9 Keadaan Tidak Terduga

GMC 9.1 Dalam hal terjadi suatu keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan Aturan Jaringan Kalimantan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dengan itikad baik segera melakukan koordinasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat. Dalam hal tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pandangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkena akibat. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sepanjang instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik atau spesifikasi teknis peralatan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terdaftar sesuai dengan Aturan Jaringan Kalimantan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera menyampaikan semua keadaan tidak terduga yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Kalimantan berikut keputusan terkait kepada KMAJ Kalimantan untuk dilakukan kaji ulang.

GMC 9.2 KMAJ Kalimantan akan mengkaji hal yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Kalimantan dan mengusulkan perubahan Aturan Jaringan Kalimantan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal.

GMC 9.3 Perjanjian atau kontrak yang ada antara pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik yang telah tersambung ke jaringan dan PT PLN (Persero) harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Kalimantan paling lambat 3 (tiga) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan. Apabila penyesuaian tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain yang dapat diterima, pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik harus melapor kepada KMAJ Kalimantan paling lambat 2 (dua) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

Apabila pelaku usaha atau pemakai jaringan atau konsumen tenaga listrik belum tersambung ke jaringan namun telah menandatangani perjanjian atau kontrak dengan PT PLN (Persero), perjanjian atau kontrak harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Kalimantan ini paling lambat 1 (satu) tahun terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan. Apabila penyesuaian tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain yang dapat diterima, pelaku usaha atau pemakai

jaringan atau konsumen tenaga listrik harus melapor kepada KMAJ Kalimantan paling lambat 6 (enam) bulan terhitung sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

KMAJ Kalimantan mengevaluasi laporan yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Jika dianggap perlu, dilakukan pembahasan dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memutuskan apakah pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat terus tersambung ke jaringan. Sejak Aturan Jaringan Kalimantan ini berlaku sampai dengan tercapai kesepakatan operasional yang baru, ketentuan dan besaran dalam PJBL yang ada digunakan sebagai acuan operasional.

GMC 10 Usulan Perubahan

Dalam hal perlu dilakukan perubahan dalam Aturan Jaringan Kalimantan, usulan perubahan dapat disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, atau Pemerintah yang dilengkapi dengan pertimbangan dan data pendukung dan disampaikan kepada KMAJ Kalimantan.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Kalimantan disetujui, KMAJ Kalimantan menyampaikan usulan perubahan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal untuk selanjutnya dituangkan dalam Peraturan Menteri.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Kalimantan ditolak oleh KMAJ Kalimantan, keputusan penolakan harus disampaikan secara tertulis kepada pihak yang mengajukan disertai dengan alasan penolakan.

ATURAN PENYAMBUNGAN
(*CONNECTION CODE - CC*)

Aturan Penyambungan berisi persyaratan minimum teknis dan operasional untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik yang sudah maupun yang akan tersambung ke jaringan transmisi, serta persyaratan minimum teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada titik sambung dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 1 Tujuan

Tujuan Aturan Penyambungan dimaksudkan untuk memastikan bahwa:

- a. persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam penyambungan dengan jaringan transmisi dinyatakan secara jelas; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersambung dengan jaringan transmisi jika persyaratan teknis dan operasional yang dinyatakan dalam Aturan Penyambungan dipenuhi.

CC 2 Subyek Aturan Penyambungan

Aturan Penyambungan diberlakukan untuk pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke sistem Kalimantan, antara lain:

- a. pengelola pembangkit yang tersambung langsung dengan jaringan;
- b. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- c. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- d. konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung ke jaringan atau jaringan wilayah usaha lain yang tersambung dengan jaringan pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- e. perusahaan yang bekerja untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, antara lain konsultan, kontraktor pembangunan, dan kontraktor pemeliharaan.

CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus memastikan agar unjuk kerja berikut ini dipenuhi pada setiap titik sambung.

CC 3.1 Variasi pada Frekuensi

Frekuensi nominal di jaringan yaitu 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz. Frekuensi sistem dapat naik sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz dan turun sampai dengan 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz pada keadaan luar biasa. Desain unit pembangkit dan peralatan harus dapat beroperasi sesuai batas rentang frekuensi operasi berikut ini:

Tabel 1. Batas Rentang Frekuensi Operasi

Rentang Frekuensi	Rentang Waktu Operasi
$51,50 \text{ Hz} < f \leq 52,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 15 menit
$51,00 \text{ Hz} < f \leq 51,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$49,00 \text{ Hz} \leq f \leq 51,00 \text{ Hz}$	Beroperasi secara terus-menerus
$47,50 \text{ Hz} < f < 49,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$47,00 \text{ Hz} < f \leq 47,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 6 detik

*f: frekuensi pada jaringan

CC 3.2 Variasi pada Tegangan Sistem

Perubahan tegangan pada jaringan harus dipertahankan dalam batas rentang variasi tegangan sebagai berikut:

Tabel 2. Batas Rentang Variasi Tegangan

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
500 kV	+5%, -5%
275 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%
66 kV*	+5%, -10%

Tegangan maksimum di setiap level tegangan pada kondisi tidak normal dibatasi sebagai berikut:

Tabel 3. Batas Tegangan Maksimum

Tegangan Nominal	Tegangan Maksimum
500 kV	550 kV
275 kV	300 kV
150 kV	170 kV
66 kV*	72,5 kV

*) Ketentuan tegangan 66 (enam puluh enam) kV untuk sistem distribusi diatur dalam Aturan Distribusi

CC 3.3 Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan

CC 3.3.1 Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)

Distorsi harmonik total (*total harmonic distortion*) maksimum pada setiap titik sambung dalam kondisi operasi normal dan pada kondisi keluar terencana dan tidak terencana harus memenuhi batas distorsi harmonik tegangan sebagai berikut:

Tabel 4. Batas Distorsi Harmonik Tegangan

Tegangan pada Titik Sambung (Vn)	Distorsi Harmonik Tegangan Individu (%)	Distorsi Harmonik Tegangan Total – THDVn (%)
66 kV	3,0	5,0
150 kV	1,5	2,5
≥ 275kV	1,0	1,5

Tingkat THD dapat terlewat pada saat tertentu dengan waktu yang singkat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) melakukan penilaian terhadap tingkat THD dan melakukan penelitian atau kajian khusus dampak dari tingkat THD tersebut pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya. Hasil penilaian atau kajian dampak dari tingkat THD diserahkan kepada KMAJ Kalimantan. Selanjutnya KMAJ Kalimantan melakukan tindakan sesuai dengan Aturan Manajemen Jaringan.

Batas *total demand distortion* (TDD) harmonik arus harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menjaga distorsi harmonik arus pada titik sambung di bawah batas yang ditentukan dalam tabel di bawah ini:

Tabel 5. Batasan Distorsi Harmonik Arus

Batasan Distorsi Harmonik Arus	
Vn ≤ 66 kV	
I _{hs} /I _L (x)	Distorsi Harmonik Arus Maksimum dalam Persen I _L
	<i>Total Demand Distortion</i>
x < 20*	5.0%
20 ≤ x < 50	8.0%
50 ≤ x < 100	12.0%
100 ≤ x ≤ 1000	15.0%
>1000	20.0%
66 kV < Vn ≤ 150 kV	
x < 20*	2.5%
20 ≤ x < 50	4.0%
50 ≤ x < 100	6.0%
100 ≤ x ≤ 1000	7.5%
>1000	10.0%
Vn ≥ 150 kV	
x < 20*	2.5%
20 ≤ x < 50	4.0%

- CC 3.3.2 Maksimum komponen urutan *phase* negatif dari tegangan *phase* dalam jaringan tidak melebihi 1% (satu persen) pada kondisi operasi normal dan jaringan keluar terencana, kecuali apabila kejadian abnormal terjadi. Komponen urutan *phase* negatif diizinkan tidak melebihi 2% (dua persen) selama kejadian tegangan impuls sesaat (*infrequently short duration peaks*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) membuat penilaian atau kajian khusus dampak tingkat ketidakseimbangan tersebut apakah dapat diterima pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya.

CC 3.3.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang *power quality meter* dengan kelas meter sama dengan milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), yang dapat memantau secara terus-menerus dan merekam tingkat THD dan ketidakseimbangan *phase* di jaringan pada titik sambung.

CC 3.4 Fluktuasi Tegangan

Fluktuasi tegangan pada suatu titik sambung dengan beban berfluktuasi harus memenuhi ketentuan sebagai berikut:

- a. fluktuasi tegangan tidak melebihi 2% (dua persen) dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan *step* di setiap level tegangan yang dapat terjadi berulang. Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan *step* dan jarang terjadi dapat diizinkan sampai dengan 3% (tiga persen), sepanjang tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan transmisi atau instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- b. kedip tegangan (dip) hingga 5% (lima persen) saat menyalakan motor listrik yang tidak sering terjadi dapat ditolerir; dan
- c. tingkat keparahan kelip (*flicker*) yang dapat diterima untuk beban yang tersambung ke jaringan pada tegangan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,6 (nol koma enam) untuk *flicker* jangka panjang (Plt). Tingkat keparahan kelip (*flicker*) untuk tegangan lebih rendah dari level tegangan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 1,0 (satu koma nol) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka panjang (Plt).

CC 3.5 Ketidakseimbangan Beban

Ketidakseimbangan beban pada titik sambung terminal instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atau beban tidak melebihi 1% (satu persen) untuk 5 (lima) kali kejadian dalam waktu setengah jam. Untuk beban traksi yang tersambung ke jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) bekerja sama membuat batasan dari ketidakseimbangan dan melakukan pengukuran dan pemantauan terhadap tingkat ketidakseimbangan pada titik sambung.

CC 3.6 Faktor Daya pada Beban

Faktor daya (*power factor*) atau $\text{Cos } \varphi$ pada titik sambung antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan dijaga pada kisaran 0,9 (nol koma sembilan) *lagging* sampai dengan 0,9 (nol koma sembilan) *leading*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyiapkan peralatan kompensasi agar faktor daya beban tetap pada rentang tersebut. Faktor daya dimonitor dalam rentang waktu per setengah jam.

CC 3.7 Karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6 mungkin tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada sistem, seperti terpisahnya sistem menjadi sistem isolasi terpisah (*islanding system*) karena pembangkit besar, keluarnya komponen yang besar dari sistem, dan/atau terjadi *voltage collapse*. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6, kecuali pada kondisi sangat parah.

CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung

Bagian ini mengatur syarat untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi atau GI, di mana pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan dipatuhinya aturan tersebut.

CC 4.1 Persyaratan Umum untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri kelistrikan (*good utility practices*), mengikuti standar nasional Indonesia atau standar internasional yang disepakati, dan harus mampu dioperasikan pada kondisi yang didefinisikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung harus memenuhi persyaratan dan standar sesuai yang diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)*.

Desain jaringan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi tidak terbatas pada:

- a. unit pembangkit;
- b. transmisi;
- c. distribusi; dan
- d. interkoneksi.

CC 4.1.1 Bahasa dan penamaan peralatan:

- a. semua simbol dan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus menggunakan bahasa Indonesia dan/atau bahasa Inggris;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memudahkan identifikasi peralatan dan mencegah tidak terjadinya duplikasi penamaan;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus sesuai dengan kesepakatan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. jika terjadi perubahan atau penambahan pada konfigurasi peralatan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pembaharuan terhadap penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan dan menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk tujuan keseragaman.

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan tercantum dalam *Appendix 2 – Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan)*.

CC 4.1.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak untuk meminta dan menyimpan spesifikasi teknis semua peralatan yang terpasang pada jaringan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik dalam periode pemakaian jaringan maupun setiap ada perubahan pada konfigurasi jaringan. Spesifikasi teknis ini dapat digunakan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagai dasar perencanaan, evaluasi, analisis, atau kebutuhan publikasi.

- CC 4.1.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait peralatan yang mengalami malfungsi atau malkerja yang dapat menyebabkan pengaruh terhadap keadaan operasi yang aman sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 1.3 – Keadaan Operasi yang Aman).
- CC 4.2 Persyaratan Teknis untuk Peralatan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
- CC 4.2.1 Sistem pembumian (*grounding*) pada peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi harus sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- Sistem pembumian (*grounding*) terdiri atas pembumian untuk penghantar tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi, pembumian untuk GI, pembumian untuk pelataran hubung (*switchyard*), pembumian untuk gedung, serta pembumian ruang kontrol dan ruang proteksi konvensional dan digital.
- CC 4.2.2 Batas Tegangan Impuls Jaringan Transmisi
- Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan tingkat isolasi dari peralatan yang terpasang sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.2.3 Ketentuan peralatan penghubung seperti PMT, PMS, peralatan pembumian, transformator tenaga, transformator tegangan, transformator arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *line traps*, peralatan koping, dan generator diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standar Peralatan pada Titik Sambung)*.
- CC 4.2.4 Pengaman Jaringan (*Grid Protection*)
- CC 4.2.4.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemasangan peralatan pengaman dan pengaturan pada peralatan pengaman sesuai yang diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standar Peralatan pada Titik Sambung)* atau berdasarkan permintaan dari pengelola transmisi PT PLN (Persero) yang sesuai dengan analisis dan evaluasi dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.2.4.2 Perubahan *setting* proteksi diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (CCA1 2.1 - Pengaturan Proteksi)*.

CC 4.2.5 GI dengan *outlet* pembangkit berkapasitas total paling kecil 100 (seratus) MW harus mempunyai konfigurasi *one and half breaker*.

CC 4.3 Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

CC 4.3.1 Skema Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (persero) berhak memasang atau meminta pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasang peralatan dalam rangka pengamanan Sistem Tenaga Listrik yang dilakukan berdasarkan kajian dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero).

CC 4.3.2 Pemasangan peralatan skema proteksi sistem berdasarkan kesepakatan antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.3.3 Perubahan pengaturan pada peralatan skema proteksi pertahanan sistem dapat dilakukan secara berkala setiap 1 (satu) tahun atau setiap terjadi perubahan konfigurasi pada jaringan sesuai dengan kebutuhan.

CC 4.4 Persyaratan Unit Pembangkit

CC 4.4.1 Pendahuluan

Bagian ini mengatur kriteria teknis dan desain serta persyaratan unjuk kerja unit pembangkit yang tersambung ke jaringan transmisi.

CC 4.4.2 Persyaratan Kinerja Pembangkit

CC 4.4.2.1 Keluaran Daya unit pembangkit

Unit pembangkit harus mampu beroperasi secara terus-menerus mengeluarkan daya aktif tanpa terganggu pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi). Pembangkit EBT intermiten harus mampu mengeluarkan daya aktif sesuai dengan ketersediaan sumber utama pada titik sambung.

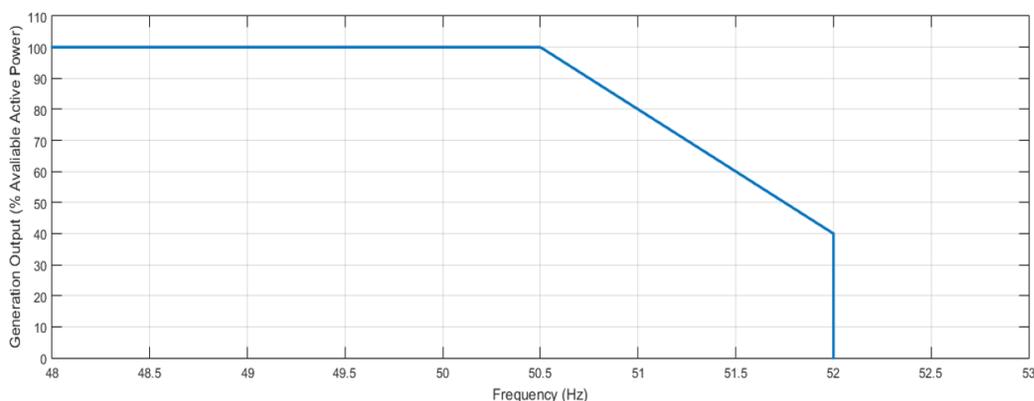
CC 4.4.2.2 Pembangkit EBT intermiten harus dilengkapi dengan sistem pengaturan daya aktif yang dapat beroperasi pada mode pengaturan sebagai berikut:

- a. produksi daya aktif bebas, yaitu pembangkit EBT intermiten memproduksi daya aktif maksimum tergantung dari ketersediaan sumber energi primer;
- b. pembatasan daya aktif, yaitu pembangkit EBT intermiten harus beroperasi memproduksi daya aktif yang diatur oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. pembatasan *gradient/ramp rate* daya aktif, yaitu kecepatan maksimum (*ramp rate*) keluaran daya aktif pembangkit EBT intermiten harus bisa dimodifikasi pada *set point* atau nilai batasan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. apabila ada perubahan parameter pengaturan pada kasus di mana pembangkit EBT intermiten beroperasi pada pembatasan daya aktif dan pembatasan *gradient* daya aktif, perubahan tersebut harus dapat dilakukan dalam 2 (dua) detik dan selesai dilaksanakan tidak lebih dari 30 (tiga puluh) detik setelah menerima perintah perubahan parameter.

CC 4.4.2.3 Pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sesuai dengan yang ditentukan dalam pengaturan jangkauan frekuensi daya atau kurva kontrol frekuensi pada Gambar 1 di bawah ini.

Pada rentang frekuensi sistem 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz, pembangkit EBT intermiten beroperasi dengan keluaran daya aktif normal sesuai dengan ketersediaan energi primer.

Pada rentang frekuensi sistem 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, pembangkit EBT intermiten menurunkan keluaran daya aktif dengan *gradient* penurunan sebesar 0,4 (nol koma empat) daya tersedia/Hz.



Gambar 1. Pengaturan Jangkauan Frekuensi Daya atau Kurva Kontrol Frekuensi

CC 4.4.2.4 Aksi sebagaimana dimaksud dalam CC 4.4.2.3 harus dilakukan secara otomatis, kecuali:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempertimbangkan bahwa sistem pengaturan yang diusulkan oleh pembangkit EBT intermiten, meski tidak otomatis, mencukupi untuk pengoperasian jaringan dengan mempertimbangkan:
 1. karakteristik dari fasilitas pembangkit EBT intermiten, ukuran, dan lokasi; dan
 2. situasi Sistem Tenaga Listrik saat ini dan yang akan datang.

Dalam hal diperlukan persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pertimbangan sebagaimana dimaksud pada angka 1 dan angka 2 harus dimasukkan ke dalam persetujuan penyambungan (*connection agreement*) atau amandemen persetujuan penyambungan; atau

- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan operator pembangkit EBT intermiten untuk menonaktifkan sistem pengaturan daya aktif.

CC 4.4.2.5 Kemampuan Daya Reaktif

Semua pembangkit sinkron harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya (*power factor*) antara 0,85 (nol koma delapan puluh lima) *lagging* dan 0,90 (nol koma sembilan puluh) *leading* pada terminal unit pembangkit.

Pembangkit EBT intermiten harus mampu menyalurkan daya pada daya aktif terpasang (*rating power output*) dengan faktor daya antara 0,95 (nol koma sembilan puluh lima) *lagging* dan 0,95 (nol koma sembilan lima) *leading* pada titik sambung.

Jika faktor daya yang disyaratkan tidak bisa dipenuhi oleh pembangkit EBT intermiten, sumber daya reaktif (*reactive power resources*) tambahan harus disediakan di dalam fasilitas pembangkit. Sistem kendali dari unit pembangkit dan sumber daya reaktif tambahan harus dikoordinasikan sehingga ketentuan daya reaktif pada titik sambung dan kontrol tegangan bisa dipenuhi setiap saat.

CC 4.4.2.6 Susunan Kontrol Pembangkit Generator Sinkron

Unit pembangkit harus mampu berkontribusi terhadap pengaturan frekuensi dan tegangan dengan terus-menerus mengendalikan daya aktif dan daya reaktif yang dikirim ke jaringan transmisi. Unit pembangkit harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat (*speed governor*), pengatur pembebanan pembangkit otomatis (AGC) atau peralatan yang setara. Pembangkit generator sinkron dilengkapi

sistem kontrol eksitasi otomatis berikut *power system stabilizer* untuk pengaturan tegangan dan kestabilan sistem.

CC 4.4.2.7 *Governor* Reaksi Cepat (*Speed Governor*)

Pembangkit dengan generator sinkron harus dilengkapi dengan *governor* reaksi cepat yang proporsional dengan turbin atau dilengkapi peralatan pengaturan beban setara yang diperlukan untuk memberikan respons terhadap frekuensi pada kondisi normal sesuai yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi.

Governor reaksi cepat harus dapat beroperasi pada pengatur primer frekuensi sistem antara 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. *Governor* reaksi cepat harus didesain dan dioperasikan sesuai standar nasional Indonesia atau standar PT PLN (Persero) atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero):

- a. *governor* reaksi cepat mampu berkoordinasi dengan peralatan pengatur lainnya dan harus dapat mengatur keluaran daya aktif dari unit pembangkit dengan keadaan stabil pada rentang operasi unit pembangkit;
- b. *governor* reaksi cepat harus memenuhi persyaratan berikut:
 1. pada saat unit pembangkit lepas dari jaringan sistem tetapi masih memasok pelanggan, *governor* reaksi cepat harus dapat mengendalikan frekuensi sistem di bawah 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, kecuali unit pembangkit tersebut dapat beroperasi di bawah tingkat pengoperasian minimum;
 2. *governor* reaksi cepat untuk pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) dan pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU) harus dapat diatur agar beroperasi *speed droop* antara 3% (tiga persen) dan 5% (lima persen). Setelan *speed droop* lebih rendah dapat ditentukan untuk PLTA setelah mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
 3. *deadband governor* reaksi cepat harus dapat diatur dengan nilai dalam rentang $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz atau ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. *governor* reaksi cepat mempunyai fasilitas untuk mengubah *setting* target frekuensi secara terus-menerus atau pada tahap maksimum 0,05 (nol koma nol lima) Hz pada rentang 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz $\pm 0,10$ (nol koma satu nol) Hz di *controller* pembebanan unit pembangkit atau peralatan yang

setara sehingga dapat memenuhi syarat pada Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;

- d. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diwajibkan untuk melakukan pengaturan frekuensi primer dengan *governor* reaksi cepat; dan
- e. pembangkit tenaga panas bumi (PLTP) yang tidak dilibatkan dalam pengaturan frekuensi dengan *governor* reaksi cepat harus melalui kajian khusus penyebab ketidakmampuan pembangkit tersebut.

CC 4.4.2.8 Sistem Kontrol Eksitasi Otomatis

Pembangkit dengan generator sinkron dan/atau *synchronous condenser* harus dilengkapi dengan sistem kontrol eksitasi otomatis dengan syarat sebagai berikut:

- a. sistem kontrol eksitasi otomatis yang bereaksi cepat, tipe statik, dan terus-menerus bekerja dilengkapi dengan *power system stabilizer* (PSS) untuk menjaga pengaturan tegangan terminal konstan unit pembangkit tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada keseluruhan rentang operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit agar memberikan izin pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyaksikan (*witness*) *commissioning test*. Sistem pengaturan eksitasi otomatis harus tetap beroperasi setiap saat dan tidak boleh dilepas atau dimatikan tanpa persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terlebih dahulu;
- b. unit pembangkit tidak diizinkan beroperasi pada mode daya reaktif konstan, mode faktor daya konstan, atau mode pengaturan khusus lainnya tanpa persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. sistem eksitasi harus dilengkapi dengan *power system stabilizer* (PSS) yang dapat meredam osilasi Sistem Tenaga Listrik pada rentang frekuensi 0,10 (nol koma satu nol) Hz sampai dengan 3,00 (tiga koma nol nol) Hz. *Power system stabilizer* (PSS) harus diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode antararea dengan *damping ratio* paling sedikit 10% (sepuluh persen) dengan tetap menjaga batas stabilitas yang cukup dari sistem pengaturan eksitasi. Pengelola pembangkit harus meminta persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk setelan *power system stabilizer* (PSS);
- d. sebelum *commercial operation date* (COD), masing-masing unit pembangkit memberikan bukti untuk meyakinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa *power system stabilizer* (PSS) unit pembangkit telah diatur secara optimal untuk meredam mode osilasi lokal dan mode osilasi antararea secara

analitis dan tes verifikasi di lapangan, termasuk pengujian *switching* jaringan secara aktual. Pengelola pembangkit harus mengirim laporan kajian setelan *power system stabilizer* (PSS) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat 3 (tiga) bulan sebelum *commissioning test* unit pembangkit;

- e. susunan pengaturan frekuensi dan tegangan harus dapat beroperasi stabil secara terus-menerus pada kejadian gangguan di jaringan tanpa menyebabkan *trip* turbin dan penggerak utama dari pembangkit atau keluar dari jaringan; dan
- f. pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diwajibkan untuk melengkapi pembangkit dengan *power system stabilizer* (PSS).

CC 4.4.2.9 Pengaturan Pembangkitan Otomatis (*Automatic Generation Control*)

Pengaturan pembebanan pembangkit pada sistem harus dilakukan menggunakan fasilitas AGC yang berada di fasilitas pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Kecuali ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), unit pembangkit harus dilengkapi dengan pengatur pembangkitan agar AGC atau pengaturan keluaran (*output*) generator otomatis dapat mengikuti fluktuasi beban. Pengaturan pembebanan pembangkit dapat menyesuaikan keluaran generator dari sinyal yang dikirim dari fasilitas pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai keluaran yang diinginkan. Pengaturan beban yang dikirimkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dapat dibagi ke semua unit pembangkit di pusat pembangkit.

Setiap unit pembangkit harus mampu mengikuti beban pada seluruh rentang antara beban minimum dan kapasitas yang dideklarasikan unit pembangkit. Kemampuan unit pembangkit mengikuti beban meliputi aksi pengaturan sebagai berikut:

- a. mengikuti penjadwalan pembangkitan yang sudah ditetapkan;
- b. melaksanakan instruksi pembebanan; dan
- c. melaksanakan tugas AGC untuk tujuan pengaturan beban pada sistem pada rentang keluaran antara maksimum dan minimum yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Detail mengenai fasilitas yang mempengaruhi kemampuan pengaturan harus sesuai dengan syarat yang dideklarasikan unit pembangkit kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Penggunaan AGC tidak menyebabkan hambatan pada operasi *governor* reaksi cepat pada unit pembangkit atau sebaliknya.

Pusat pembangkit yang lebih kecil dari 20 (dua puluh) MW tidak diwajibkan untuk berpartisipasi dalam pengaturan frekuensi melalui peralatan AGC.

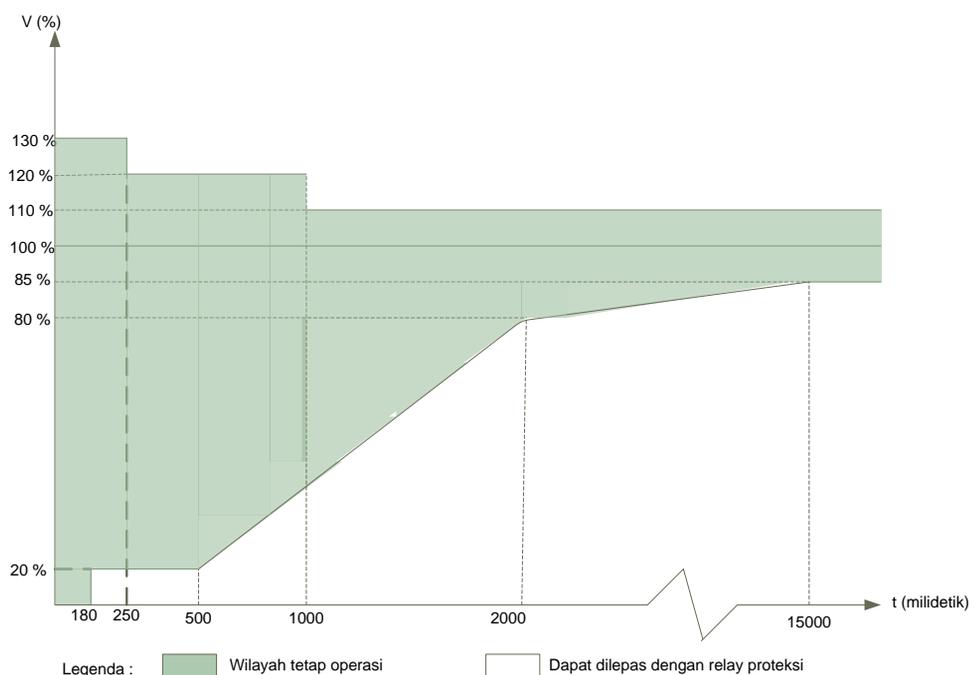
CC 4.4.3 Sistem Pengaturan Tegangan

CC 4.4.3.1 Pembangkit, *synchronous condenser* dan/atau peralatan kompensator tegangan dari jenis *flexible alternating current transmission system* (FACTS) harus mampu berkontribusi untuk pengaturan tegangan dengan mengatur daya reaktif yang dipasok ke jaringan secara dinamis. Pembangkit harus dapat mempertahankan tegangan pada *busbar* tegangan tinggi (HV *Busbar*) pada nilai yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada batas daya reaktif yang tidak terlewati sesuai CC 4.4.2.5 (Kemampuan Daya Reaktif).

CC 4.4.3.2 Untuk memenuhi syarat yang disebutkan pada CC 3.2 (Variasi pada Tegangan Sistem), unit pembangkit harus dilengkapi sistem pengaturan yang sesuai agar dapat mengatur tegangan atau pengaturan daya reaktif tanpa menimbulkan ketidakstabilan pada seluruh rentang operasi.

CC 4.4.3.3 *Low Voltage Ride Through* (LVRT) dan *High Voltage Ride Through* (HVRT)

Semua unit pembangkit harus mampu beroperasi melewati tegangan rendah (LVRT) dan beroperasi melewati tegangan tinggi (HVRT) sesuai gambar di bawah ini:



Gambar 2. Grafik LVRT dan HVRT

CC 4.4.3.4 Pembatasan daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) selama terjadi gangguan hubung singkat dan pemulihan pada pembangkit EBT intermiten:

- a. pada gangguan hubung singkat 3 (tiga) *phase*, konsumsi daya aktif dan reaktif sesaat kurang dari 0,6 pu (nol koma enam per unit) diizinkan selama hanya 40 ms (empat puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan;
- b. pada gangguan hubung singkat tidak seimbang 1 (satu) *phase* dan 2 (dua) *phase* konsumsi daya aktif dan reaktif sesaat kurang dari 0,4 pu (nol koma empat per unit) diizinkan selama hanya 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat dan 80 ms (delapan puluh millisecond) pertama setelah gangguan hubung singkat diamankan; dan
- c. setelah gangguan diamankan, pembangkit EBT intermiten tidak menyerap daya reaktif dari jaringan. Penyerapan daya reaktif sebelum gangguan harus dihilangkan dalam 200 ms (dua ratus millisecond) setelah gangguan diamankan. Penyerapan daya reaktif diizinkan kembali dengan penerapan strategi pengaturan tegangan setelah tegangan tersebut stabil selama 60 (enam puluh) detik di atas nilai nominal pasca gangguan diamankan.

CC 4.4.3.5 Injeksi Daya Aktif dan Daya Reaktif pada Pembangkit EBT Intermiten Saat Gangguan Hubung Singkat

Pembangkitan daya reaktif pada tegangan gangguan kurang dari 0,85 pu (nol koma delapan lima per unit) diberlakukan seperti AVR pada pembangkit sinkron konvensional, yaitu dalam bentuk kontroler tegangan *proportional integrator* (PI) dengan referensi arus reaktif sebagai pengendali *output*. Input kendali merupakan perbedaan antara tegangan *set point* (rms/root mean square) dan tegangan pada titik sambung (rms/root mean square) yang melewati filter *washout* dengan batasan arus reaktif maksimum dan minimum.

Karakteristik khusus pengaturan berlaku sebagai berikut:

- a. pengaturan tegangan diaktifkan untuk setiap tegangan di luar rentang operasi normal;
- b. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan tegangan dalam operasi normal, titik *set point* tegangan selama gangguan tidak boleh berubah;

- c. jika pembangkit EBT intermiten bekerja dalam mode pengaturan daya reaktif atau mode faktor daya, *set point* tegangan selama gangguan merupakan tegangan sebelum gangguan hubung singkat;
- d. selama gangguan, peralatan harus mengirim atau menyerap arus reaktif urutan positif berdasarkan aksi pengatur tegangan (*voltage controller*) dengan tingkat kejenuhan minimum sebagai berikut:

Tabel 6: Arus Reaktif Minimum yang Harus Dikirim atau Diserap

V (pu)	Arus Reaktif Minimum (pu)	Keterangan
0	1.0	mengirim
0.5	0.9	mengirim
0.85	0.6	mengirim
0.9	0.3	mengirim
1.1	-0.3	menyerap
1.15	-0.6	menyerap
1.3	-0.72	menyerap
>1.3	-	dilepas oleh relai proteksi

- e. tingkat kejenuhan diimplementasikan pada tingkat kejenuhan pengatur tegangan (*voltage controller*) yang bekerja dalam operasi normal dan pada kondisi gangguan;
- f. untuk rentang tegangan lebih dari 0,85 pu (nol koma delapan lima per unit) sampai dengan kurang dari 1,15 pu (satu koma satu lima per unit), arus reaktif yang dikirim akan bereaksi sesuai dengan kerja pengatur tegangan (*voltage controller*) yang dapat mencapai batas titik jenuh *regulator*; dan
- g. setelah gangguan hilang, pengatur tegangan (*voltage controller*) akan tetap diaktifkan selama 30 (tiga puluh) detik setelah level tegangan kembali ke level operasi normal. Setelah itu, pengatur tegangan (*voltage controller*) akan dinonaktifkan dan syarat daya reaktif untuk operasi normal akan diberlakukan.

CC 4.5 Pembebanan Urutan *Phase* Negatif

Sebagai tambahan untuk memenuhi syarat yang dinyatakan pada peralatan generator, masing-masing unit pembangkit harus dapat bertahan tanpa *trip* terhadap pembebanan urutan *phase* negatif pada kejadian pengamanan gangguan *phase* ke *phase* oleh sistem proteksi cadangan (*backup*) pada jaringan transmisi.

CC 4.6 Relai yang Sensitif terhadap Frekuensi

Unit pembangkit harus terus beroperasi pada rentang frekuensi sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi) sesuai waktu yang ditentukan.

Unit pembangkit di pusat pembangkit harus dilengkapi *under frequency relay*. *Under frequency relay* harus diatur men-*trip*-kan pemutus daya (*circuit breaker*) sisi tegangan tinggi apabila frekuensi di jaringan mencapai 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz atau ketika frekuensi mencapai 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan bertahan selama 20 (dua puluh) detik. Unit pembangkit harus berhasil menjadi operasi *house load* akibat pemutusan jaringan di atas dan relai terpasang di pusat pembangkit. Skema relai harus sesuai dengan aturan proteksi dan kontrol pada Aturan Jaringan Kalimantan ini.

Pengelola pembangkit bertanggung jawab untuk memproteksi semua unit peralatan dari kerusakan apabila terjadi ekskursi frekuensi di luar rentang 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz. Apabila ekskursi frekuensi tersebut terjadi, unit pembangkit dapat melepas peralatan untuk alasan keamanan personel.

CC 4.7 Peralatan *Monitoring* Pusat Pembangkit dan Unit Pembangkit

Pembangkit harus memasang peralatan SCADA atau sistem otomasi dengan protokol komunikasi data yang sesuai dengan standar nasional Indonesia atau standar internasional dan disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Peralatan SCADA atau sistem otomasi tersebut digunakan untuk melakukan kontrol dan *monitoring* unit pembangkit.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memasang peralatan *wide area monitoring system* (WAMS) di GI atau di unit pembangkit. Spesifikasi dan parameter *monitoring* peralatan tersebut untuk memudahkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memonitor perilaku dinamik secara luas dari pembangkit saat kondisi normal dan gangguan sistem. Peralatan monitor yang terpasang harus dapat merekam kejadian pada saat kejadian yang lambat atau yang cepat dengan resolusi yang sesuai agar dapat dimanfaatkan untuk pelaksanaan analisis setelah gangguan.

CC 4.8 *Ramp Rate* untuk Keperluan *Dispatch*

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merinci persyaratan unit pembangkit terkait *ramp rate* pada saat *dispatch* dengan berkonsultasi dengan pengelola pembangkit yang sesuai dengan kesepakatan pada saat pengajuan sambung.

CC 4.9 Operasi *House Load*

Pada kejadian:

- a. unit pembangkit lepas dari jaringan secara tiba-tiba; dan/atau
- b. gangguan sistem atau unit pembangkit dan jaringan terlepas (termasuk lepasnya suplai *auxiliary* pembangkit dari sistem),

masing-masing unit pembangkit harus mampu beroperasi *house load* paling singkat 40 (empat puluh) menit. Pada waktu tersebut, masing-masing unit pembangkit harus siap sinkron kembali ke jaringan dan mampu menaikkan keluaran pembangkitannya seperti biasa. Kemampuan operasi *house load* harus benar-benar tidak tergantung pada kesiapan suplai dari jaringan. Pengelola pembangkit harus melakukan pengujian *house load* paling sedikit 1 (satu) kali dalam 2 (dua) tahun atau mengikuti jadwal pemeliharaan pembangkit dan dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.10 Kemampuan Asut Gelap (*Black Start*)

Unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap (*black start*) sangat diperlukan dalam jaringan tenaga listrik. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengidentifikasi dan merekomendasikan unit pembangkit yang harus memiliki kemampuan asut gelap (*black start*). Kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit merupakan kemampuan unit pembangkit untuk *start* tanpa bantuan daya dari luar disertai unit *emergency diesel generator* (EDG) untuk keandalan.

CC 4.11 Parameter Simulasi Dinamik

Pengelola pembangkit yang berkapasitas:

- a. lebih besar atau sama dengan 100 (seratus) MW; dan
- b. lebih kecil dari 100 (seratus) MW jika diperlukan untuk analisis sistem,

harus menyiapkan model parameter simulasi dinamik untuk analisis Sistem Tenaga Listrik dalam bentuk laporan dan model *software*, yang meliputi model generator atau pembangkit, parameter dan blok diagram kontrol *governor*, parameter dan blok diagram sistem eksitasi dan *power system stabilizer* (PSS), dan parameter trafo penaik tegangan (*step up*) pembangkit yang divalidasi melalui pengujian di lapangan.

Pengelola pembangkit dapat menunjuk lembaga independen dan bersertifikasi nasional yang disepakati pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pengujian dan pemodelan parameter simulasi dinamik pembangkit dan hasilnya diserahkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Model parameter simulasi dinamik pembangkit harus sesuai standar internasional yang disepakati oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan dapat digunakan dalam 2 (dua) macam aplikasi simulasi analisis Sistem Tenaga Listrik yang digunakan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pengujian parameter simulasi dinamik pembangkit untuk pemodelan terdiri atas 2 (dua) jenis:

a. Tipe Pengujian Dasar Penuh (*Full Baseline Testing*)

Tipe ini merupakan tipe pengujian secara keseluruhan untuk mendapatkan model generator, sistem eksitasi, turbin *governor*, dan *power system stabilizer* (PSS) yang dilaksanakan setidaknya 1 (satu) kali selama umur operasi generator yang bersangkutan. Tipe ini dilakukan untuk:

1. generator *eksisting* yang belum pernah diuji dan divalidasi parameter dinamiknya, dilakukan paling lambat pada saat penerbitan kembali sertifikat laik operasi (SLO);
2. generator baru dalam rentang waktu 180 (seratus delapan puluh) hari terhitung sejak tanggal *commercial operation date* (COD);
3. generator dengan perubahan peralatan yang mempengaruhi respons dinamik; dan
4. generator yang diindikasikan mempunyai perbedaan respons sebenarnya dengan modelnya; dan

b. Tipe Pengujian Validasi Ulang Performa Model (*Model Performance Revalidation*)

Pembangkit yang telah melakukan pengujian dasar penuh harus melakukan pengujian validasi ulang performa model. Pengujian ini merupakan uji dinamik parsial yang harus dilakukan dengan periode 5 (lima) tahun sekali atau untuk pembangkit dengan perubahan peralatan parsial. Pengujian ini bertujuan untuk validasi parameter dengan keperluan sebagai berikut:

1. validasi respons sistem eksitasi;
2. validasi respons *governor*; dan
3. validasi kapabilitas daya reaktif.

Pembangkit yang tidak melaksanakan pengujian dan pemodelan dinamik diklasifikasikan sebagai bentuk ketidakpatuhan terhadap Aturan Jaringan Kalimantan.

CC 4.12 Persyaratan Peralatan Telekomunikasi

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan peralatan telekomunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas telekomunikasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang meliputi:

a. Suara (*Voice*)

1. *Hotline* Operasi Sistem

Fasilitas telekomunikasi suara khusus untuk operasional sistem (*fixed hotline*) kategori fungsi *operation technology* (OT). Fasilitas telekomunikasi dilengkapi dengan alat perekam dan sistem kolaborasi yang terhubung dari pusat kontrol (*control center*) pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk semua unit pembangkit dan GI 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sesuai dengan kaidah pengaturan operasi sistem; dan

2. Administratif

jaringan telekomunikasi suara *fixed line* dan/atau *mobile* atau fasilitas telekomunikasi umum (publik) untuk semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilengkapi dengan radio dan *mobile* sebagai *backup* untuk keperluan administrasi; dan

b. Data

Fasilitas telekomunikasi khusus untuk rangkaian peralatan kategori fungsi *operation technology* (OT) meliputi proteksi sistem, proteksi peralatan, SCADA dan otomasi, *wide area monitoring system* (WAMS), PMU, DFR, dan transaksi tenaga listrik.

Fasilitas telekomunikasi data untuk kategori fungsi *information technology* (IT) meliputi *local area network* (LAN) dan aplikasi administrasi.

CC 4.12.1 *Availability* telekomunikasi paling sedikit sebesar 99,9% (sembilan puluh sembilan koma sembilan persen). Untuk menjamin tersedianya *monitoring* dan pengaturan jaringan transmisi yang memadai, fasilitas telekomunikasi di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus disiapkan sesuai dengan persyaratan atau fasilitas telekomunikasi lain yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

- CC 4.12.2 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang memerlukan koneksi baru harus menyediakan media telekomunikasi dan perangkat sesuai spesifikasi titik sambung yang dapat berupa media FO dan/atau PLC atau media lain sesuai kondisi dan karakter teknis kebutuhan.
- CC 4.12.3 Jaringan telekomunikasi untuk kebutuhan *operation technology* (OT) seperti *hotline*, SCADA dan otomasi, proteksi peralatan, proteksi sistem, *wide area monitoring system* (WAMS), *phasor* PMU, DFR, dan transaksi tenaga listrik harus menggunakan sistem yang terpisah dengan telekomunikasi *information technology* (IT) dan telekomunikasi publik.
- CC 4.12.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi suara *fixed hotline* yang independen. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyediakan perangkat *fixed hotline* di ruang kendali pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik agar dapat berkomunikasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Terminologi independen mengandung pengertian bahwa apabila salah satu saluran terganggu, saluran yang lain masih dapat dipakai. Saluran telekomunikasi tersebut harus terpadu secara memadai dengan fasilitas telekomunikasi yang telah ada. Saluran suara *hotline* harus digunakan untuk komunikasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik serta hanya digunakan untuk maksud operasi sistem.
- CC 4.12.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran telekomunikasi data SCADA dan otomasi yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi, pengukuran, telemetri, dan *remote control* berdasarkan *Appendix 3 - Aturan Penyambungan (Pengukuran, Telemetri, dan Remote Control pada Titik Sambung)* ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.12.6 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan 2 (dua) saluran untuk komunikasi *operation technology* (OT), meliputi proteksi peralatan dan proteksi sistem yang independen pada titik sambung yang menyediakan indikasi *remote protection*, pengukuran, dan telemetri sesuai *Appendix 1* dan *Appendix 2* Aturan Penyambungan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

- CC 4.12.7 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan jaringan terpasang, menguji, memelihara, dan mengoperasikan saluran telekomunikasi data yang dilengkapi *backup* untuk komunikasi *operation technology* (OT), antara lain meliputi *automatic meter reading* (AMR), DFR, *wide area monitoring system* (WAMS), dan PMU.
- CC 4.12.8 Peralatan telekomunikasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik kompatibel dengan peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan dapat dikontrol secara *remote*.
- CC 4.12.9 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memelihara fasilitas telekomunikasi serta harus melengkapi alat catu daya utama dan cadangan yang memadai paling sedikit untuk 8 (delapan) jam.
- CC 4.12.10 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempunyai hak akses untuk dapat melakukan paling sedikit fungsi *configuration management* dan *fault management* peralatan telekomunikasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5 Prosedur Penyambungan

CC 5.1 Kajian untuk Penyambungan

Penyambungan semua unit pembangkit (termasuk EBT intermiten) yang diusulkan oleh pengembang pembangkit listrik harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada perencana sistem PT PLN (Persero). Penyambungan konsumen tenaga listrik termasuk operasi paralel) harus melalui pengajuan permintaan sambung kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero).

Sebelum tahap pembangunan dan penyambungan unit pembangkit, pembangunan dan penyambungan instalasi jaringan baru, dan/atau penyambungan konsumen tenaga listrik baru, kajian di bawah ini harus dipenuhi terlebih dahulu, yang meliputi:

- a. kajian kelayakan proyek (*feasibility study*); dan
- b. permintaan evaluasi sambung.

Perencana sistem PT PLN (Persero) atau pengelola distribusi PT PLN (Persero) bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) melakukan evaluasi terhadap kajian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b.

Perencana sistem PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat meminta kajian lain di luar kajian kelayakan proyek untuk mendukung proses reviu dan evaluasi sambung.

CC 5.1.1 Kajian Kelayakan Proyek

Kajian kelayakan proyek merupakan kajian dampak terhadap jaringan apabila unit pembangkit, transmisi baru, atau konsumen tenaga listrik baru tersambung ke jaringan. Kajian kelayakan proyek paling sedikit memenuhi garis besar kajian kelayakan proyek di bawah ini:

- a. informasi rinci mengenai pembangkit atau *engineering project*, termasuk *single line diagram* pembangkit dan interkoneksinya serta nilai perhitungan proteksi sisi tegangan rendah dan tegangan tinggi;
- b. usulan data teknis komponen, sertifikasi internasional, dan sertifikasi nasional;
- c. sistem kontrol dan pengaturan pembangkit, serta integrasi SCADA atau sistem otomasi;
- d. produksi energi tahunan untuk pembangkit EBT intermiten termasuk perkiraan susut, ketidakpastian atau variabilitas (data realisasi kecepatan angin atau iradiasi matahari di lokasi pembangkit paling sedikit dalam 1 (satu) tahun), dan perkiraan produksi tahunan. Produksi energi tahunan harus dihitung sebagai energi arus bolak-balik yang dipasok ke titik sambung;
- e. informasi operasi dan siklus pembangkitan unit pembangkit dengan generator sinkron (termasuk variasi musim dan jadwal pemeliharaan), pembangkitan yang dipasok ke titik sambung secara individual atau agregat, rentang operasi (*technical minimum loading* dan kapasitas terpasang), *ramp rates*, waktu asut gelap (*black start*) atau *cold start* hingga mencapai pembebanan optimal, deskripsi logika AGC, serta kemampuan integrasi dari sistem otomasi atau SCADA dan protokolnya;
- f. skenario status jaringan, bagian dari kajian ini harus menggambarkan skenario yang dipilih untuk analisis. Seluruh kombinasi dari hal berikut ini harus dimasukkan dalam daftar skenario, antara lain beban puncak dan beban rendah, maksimum dan minimum energi, musim hujan dan musim kemarau, dan hal lain yang sesuai untuk teknologi yang dipilih;
- g. selain sebagaimana dimaksud dalam huruf f, untuk pembangkit EBT intermiten ditambahkan skenario perubahan saat kecepatan angin maksimum (*cut off* dari turbin angin), terjadinya awan saat kondisi iradiasi maksimal ke kondisi iradiasi tertutup awan, gangguan transmisi dan reaksi pembangkit dengan proteksi *low voltage ride through* (LVRT), dan kemampuan *support* tegangan dari unit pembangkit dengan representasi inverter yang sesuai; dan

- h. urutan analisis yang harus dikerjakan untuk setiap skenario beserta asumsi serta mitigasi pada analisis berikut:
1. analisis aliran daya pada kondisi tunak (*steady state power flow analysis*);
 2. analisis hubung singkat;
 3. analisis kestabilan frekuensi, *transient*, dan *small signal*;
 4. analisis kualitas daya; dan
 5. analisis pembebanan (*dispatching*).

Sebelum mendapat persetujuan evaluasi, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus menyiapkan dan mempresentasikan kajian kelayakan proyek kepada perencana sistem PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk direviu dan mendapat persetujuan. Sebelum disetujui, pengembang pembangkit listrik atau konsumen tenaga listrik harus memenuhi rekomendasi perbaikan yang diberikan oleh perencana sistem PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah proses reviu kajian kelayakan proyek.

CC 5.1.2 Permintaan Evaluasi Sambung (*Connection Evaluation Request*)

CC 5.1.2.1 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Pembangkitan

Pengembang pembangkit listrik harus mengajukan permintaan sambung kepada perencana sistem PT PLN (Persero). Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit harus berisi hal berikut:

- a. usulan titik sambung dan level tegangan;
- b. usulan teknologi pembangkit;
- c. usulan profil pembangkitan, termasuk rincian khusus energi maksimum dan minimum yang dipasok pada titik sambung serta siklus pembangkitan untuk 24 (dua puluh empat) jam, 1 (satu) bulan, dan 1 (satu) tahun. Untuk unit pembangkit yang tergantung pada variasi musim, profil pembangkitan pada setiap musim harus ditunjukkan. Profil pembangkitan tersebut harus jelas memuat periode pemeliharaan dan penurunan pembangkitan yang diakibatkannya;
- d. deskripsi dan jumlah unit pembangkit yang diusulkan, kemampuan kontrol unit tersebut, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, dan *ramp rate*;

- e. batas pembebanan minimum dan maksimum setiap unit pembangkit dan waktu yang diperlukan dari asut gelap (*black start*) atau asut dingin (*cold start*) hingga mencapai pembebanan minimum;
- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;
- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date* (COD); dan
- h. pernyataan bahwa pengembang pembangkit listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada Aturan Jaringan Kalimantan.

Setelah menerima usulan permintaan evaluasi sambung, perencana sistem PT PLN (Persero) memberikan jawaban kepada pengembang pembangkit listrik paling lambat 90 (sembilan puluh) hari. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, perencana sistem PT PLN (Persero) bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, pengembang pembangkit listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh pengembang pembangkit listrik agar dapat memenuhi semua syarat Aturan Jaringan Kalimantan. Pengembang pembangkit listrik harus berkoordinasi dengan perencana sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memenuhi penyesuaian dimaksud hingga mendapat persetujuan.

CC 5.1.2.2 Pendaftaran Permintaan Evaluasi Sambung untuk Konsumen Tenaga Listrik

Permintaan evaluasi sambung berlaku untuk konsumen tenaga listrik yang mengusulkan penyambungan ke jaringan. Konsumen tenaga listrik mengajukan permintaan penyambungan melalui pengelola distribusi PT PLN (Persero). Dokumen permintaan evaluasi sambung paling sedikit harus berisi hal berikut:

- a. daya yang dibutuhkan;
- b. usulan titik sambung dan level tegangan;
- c. jenis pemanfaatan energi listrik;
- d. deskripsi spesifikasi teknis peralatan yang akan tersambung;
- e. konsumen tenaga listrik yang memiliki unit pembangkit (operasi paralel) harus menyampaikan deskripsi dan jumlah unit pembangkit, kemampuan kontrol unit pembangkit, nilai energi yang dihasilkan pada kondisi operasi minimum dan maksimum yang optimal, *ramp rate*, dan spesifikasi teknis generator yang akan paralel;

- f. estimasi penyesuaian yang diperlukan pada infrastruktur jaringan dan komponen pada titik sambung;
- g. estimasi jadwal pembangunan dan *commercial operation date* (COD); dan
- h. pernyataan konsumen tenaga listrik memahami dan mematuhi semua syarat pada Aturan Jaringan Kalimantan.

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) memberikan jawaban kepada konsumen tenaga listrik paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak menerima usulan permintaan evaluasi sambung. Untuk menjawab permintaan evaluasi sambung, pengelola distribusi PT PLN (Persero) bekerja sama dengan perencana sistem PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam mengevaluasi permintaan sambung. Jika usulan disetujui, konsumen tenaga listrik dapat melanjutkan hal lain yang berhubungan dengan proyek. Jika usulan belum disetujui, hasil reviu harus menunjukkan bagian yang memerlukan penyesuaian oleh konsumen tenaga listrik agar dapat memenuhi semua syarat Aturan Jaringan Kalimantan. Konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi dengan pengelola distribusi PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memenuhi penyesuaian dimaksud hingga mendapat persetujuan.

CC 5.2 Permintaan Sambung Setelah Konstruksi

- CC 5.2.1 Setelah unit pembangkit, transmisi, atau GI selesai dibangun, Pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menyampaikan permohonan sambung untuk pemberian tegangan (*energize*) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Permohonan sambung diajukan paling lambat 10 (sepuluh) hari kerja sebelum tanggal pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, sepanjang pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sudah memenuhi persyaratan fasilitas dari titik sambung, dengan ketentuan:
- a. memenuhi persyaratan sesuai yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan kebutuhan Data dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknisnya;
 - b. memenuhi persyaratan sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi;
 - c. menyampaikan permintaan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, termasuk informasi keinginan waktu tercepat untuk pemberian tegangan (*energize*);

- d. menyampaikan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi yang diperlukan untuk mempersiapkan urutan kerja lapangan:
 1. daftar peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, seperti trafo, *tap changer*, pengaturan dan pasokan reaktif, dan peralatan proteksi yang mempengaruhi jaringan; dan
 2. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan bertanggung jawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab pada titik sambung, atau lokasi kantor kerja; dan
- e. menyampaikan konfirmasi tertulis kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa semua peralatan pada titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Kalimantan, kecuali yang dijamin oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 5.2.2 Sebelum pemberian tegangan (*energize*) atau sinkron titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi semua persyaratan Aturan Jaringan Kalimantan. Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan bahwa media telekomunikasi yang diperlukan untuk suara, proteksi, dan peralatan kontrol yang terpasang memenuhi standar dalam Aturan Jaringan Kalimantan.

Fasilitas yang dibangun oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diperiksa dan dinyatakan telah memenuhi persyaratan oleh lembaga inspeksi teknik terakreditasi. Izin untuk penyambungan ke jaringan harus diberikan secara tertulis oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Prosedur pemberian tegangan harus diikuti oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5.2.3 Tanggung Jawab Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus:

- a. memenuhi persyaratan penyambungan;
- b. menyampaikan pernyataan bahwa fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik telah memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan Kalimantan;
- c. menyampaikan jadwal lapangan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) meliputi informasi mengenai:
 1. daftar peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 2. daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 3. penjelasan jadwal telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, Telemetry, dan peralatan kontrol; dan
 4. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai dengan Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi, antara lain nama, jabatan, tanggung jawab, dan satuan organisasi; dan
- d. menyiapkan prosedur keselamatan kerja setempat dan nama petugas koordinator keselamatan kerja sesuai dengan persyaratan yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 9 – Koordinasi Keselamatan).

CC 5.2.4 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung dan setelah persyaratan penyambungan dipenuhi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan apakah fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sepenuhnya memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan Kalimantan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyusun prosedur pemberian tegangan (*energize*) secara bersama-sama dan menyepakati prosedur pemberian tegangan (*energize*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) setelah fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mendapatkan rekomendasi dari lembaga inspeksi teknik yang terakreditasi.

- CC 5.2.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan lembaga inspeksi teknik melakukan kesepakatan waktu pemeriksaan titik sambung. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pemeriksaan titik sambung dan dapat dilakukan pemeriksaan peralatan terkait lainnya termasuk pengujian yang diperlukan untuk meyakinkan bahwa pemberian tegangan (*energize*) titik sambung tidak akan mengganggu keamanan dan kelangsungan operasi.
- CC 5.2.6 Dalam hal lembaga inspeksi teknik menyatakan bahwa kondisi titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Kalimantan dan siap untuk pemberian tegangan (*energize*), lembaga inspeksi teknik menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung.
- CC 5.2.7 Dalam hal lembaga inspeksi teknik telah menyatakan bahwa titik sambung peralatan terkait lainnya tidak siap menerima tegangan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan perbaikan seperlunya sehingga dinyatakan sesuai dan layak diberi tegangan oleh lembaga inspeksi teknik yang terakreditasi.
- CC 5.3 Pemberian Tegangan (*Energize*) pada Titik Sambung
- CC 5.3.1 Setelah lembaga inspeksi teknik menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan (*energize*) dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan prosedur pemberian tegangan (*energize*) yang telah disusun dan disepakati bersama.
- CC 5.3.2 Rekomendasi pemberian tegangan dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem dari lembaga inspeksi teknik berlaku selama 7 (tujuh) hari kerja terhitung sejak terbitnya rekomendasi. Apabila pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) melebihi durasi waktu yang ditentukan, rekomendasi tersebut perlu diperbarui kembali.
- CC 5.3.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) titik sambung atas permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan jadwal dan *standard operating procedure* (SOP) yang telah dibuat sebelumnya.
- CC 5.3.4 Proses pemberian tegangan (*energize*) dilakukan selama 24 (dua puluh empat) jam atau sesuai dengan durasi yang diperlukan untuk jenis peralatan yang diuji sebagai bagian dari pengujian sistem.

CC.5.3.5 Percobaan pembebanan yang dilakukan setelah proses pemberian tegangan (*energize*) bertujuan antara lain untuk pengujian *stability* peralatan proteksi, pengamatan *hot spot* pada terminasi titik sambung primer, dan pengukuran kebisingan.

CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Selain itu, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan revisi atas data operasi terdaftar yang memperlihatkan perubahan yang terjadi pada titik sambung dan/atau peralatan terkait lainnya.

CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitas untuk memenuhi persyaratan dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Setelah pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus tetap menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Kalimantan.

Appendix 1 : Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung

CCA1 1 Umum

Semua peralatan yang tersambung dengan jaringan harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional. Hal ini meliputi, namun tidak terbatas pada, PMT, PMS, peralatan pembumian, trafo tenaga, IBT, trafo tegangan, trafo arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *busbar*, isolator, *line traps*, peralatan kopling, generator, turbin, dan koordinasi isolasi pada titik sambung.

CCA1 2 Setiap titik sambung antara fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan transmisi harus dikontrol oleh PMT yang mampu memutuskan arus hubung singkat maksimum pada titik sambung. Berdasarkan permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan nilai arus hubung singkat.

CCA1 2.1 Pengaturan Proteksi

Proteksi untuk fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik ke titik sambung ke jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan paling sedikit seperti di bawah ini. *Setting* proteksi pembangkit harus dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

Setting GI dan transmisi harus dikoordinasikan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

Koordinasi *setting* proteksi harus dilakukan antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk instalasi baru, penggantian peralatan utama, atau penggantian relai proteksi.

Semua peralatan instalasi tenaga listrik yang tersambung dengan jaringan harus diamankan dengan sistem proteksi yang sesuai.

CCA1 2.2 Waktu pemutusan gangguan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. waktu pemutusan gangguan di sisi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung dengan jaringan transmisi mulai dari saat terjadinya gangguan sampai dengan padamnya busur listrik oleh terbukanya PMT, harus kurang dari atau sama dengan:
 1. 90 ms (sembilan puluh millisecond) untuk 500 (lima ratus) kV;
 2. 100 ms (seratus millisecond) untuk 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV;
 3. 120 ms (seratus dua puluh millisecond) untuk 150 (seratus lima puluh) kV; dan
 4. 150 ms (seratus lima puluh millisecond) untuk 66 (enam puluh enam) kV;
- b. waktu pemutusan gangguan untuk jaringan 20 (dua puluh) kV harus ditentukan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero), tergantung pada lokasi titik sambung.

Koordinasi waktu pemutusan gangguan dekat bus 20 (dua puluh) kV sebagai berikut:

1. gangguan *phase ke phase*, OCR *incoming* paling lama 1 s (satu second) dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 ms (tujuh ratus millisecond);
2. gangguan 1 (satu) *phase* ke tanah:
 - a) pembumian (*grounding*) langsung, GFR *incoming* paling lama 1 s (satu second) dan penyulang (*feeder*) paling lama 700 ms (tujuh ratus millisecond); dan
 - b) pembumian (*grounding*) dengan tahanan rendah dan tinggi, GFR *incoming* paling besar 50% (lima puluh persen) dari waktu ketahanan arus kontinyu NGR dan dikoordinasikan dengan waktu SBEF. *Setting* selisih waktu antara GFR dan SBEF pada penyulang (*feeder*) diatur paling singkat 300 ms (tiga ratus millisecond);
- c. dalam hal terjadi kesalahan peralatan proteksi utama milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, proteksi cadangan (*backup*) untuk gangguan pada titik sambung tegangan tinggi yang disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diatur dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 400 ms (empat ratus millisecond). Pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyediakan proteksi cadangan yang bekerja dengan waktu yang lebih lambat daripada proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk diskriminasi waktu;
- d. proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharapkan mampu bertahan dan tanpa *trip* terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan transmisi oleh proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) atau proteksi cadangan. Kondisi ini akan memberikan peluang diskriminasi waktu antara proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan proteksi cadangan yang ada di jaringan transmisi;
- e. proteksi kegagalan PMT (*CBF protection*) harus terpasang pada:
 1. semua titik sambung 500 (lima ratus) kV;
 2. semua titik sambung 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV;
 3. semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV dengan 500 (lima ratus) kV; dan
 4. semua titik sambung 150 (seratus lima puluh) kV dengan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV.

Dalam hal terjadi kegagalan pemutusan arus gangguan oleh PMT, proteksi kegagalan PMT akan men-*trip*-kan semua PMT yang tersambung langsung dengan PMT yang gagal dalam rentang waktu 200 ms (dua ratus millisecond) sampai dengan 250 ms (dua ratus lima puluh millisecond); dan

- f. unjuk kerja sistem proteksi (*protection system performance index*) jaringan merupakan ukuran rata-rata dari kemampuan dan keberhasilan peralatan proteksi secara tepat men-*trip*-kan PMT pada saat terjadi gangguan primer sistem (*dependability index*) dan ukuran keamanan sistem proteksi pada saat tidak terjadi gangguan di primer sistem (*security index*). Semua *main protection unit* (MPU) untuk jenis, merk, tipe, dan *firmware* yang sama seperti *distance protection*, *line current differential protection*, *transformer differential protection*, *busbar differential protection (low impedance)* dan *diameter differential protection* atau CCP jenis *low impedance* harus lulus:
 1. pengujian jenis atau *type test*;
 2. pengujian *interoperability*; dan
 3. pengujian dinamik menggunakan model sistem dari pengelola transmisi PT PLN (Persero) dengan nilai *security index* dan *dependability index* paling sedikit 99,5%.

CCA1 2.3 peralatan Proteksi yang Diperlukan

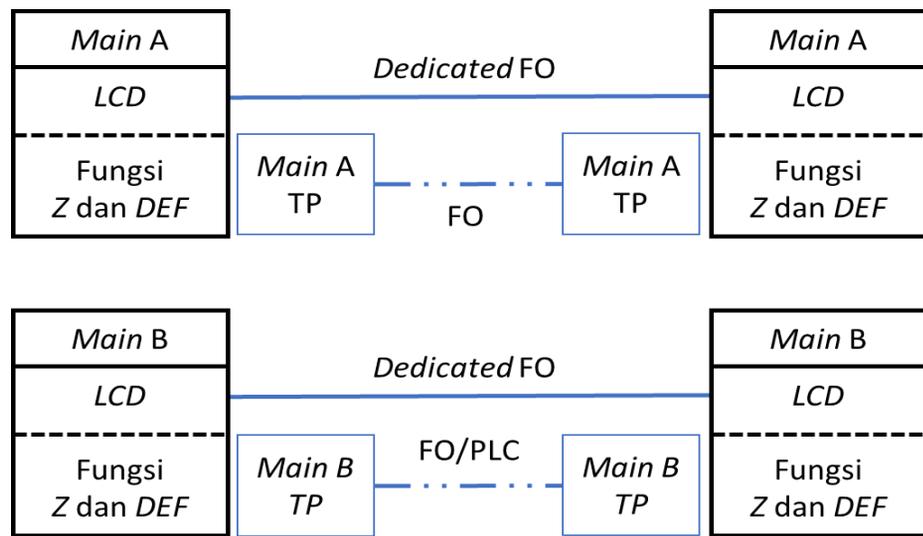
CCA1 2.3.1 Proteksi pada Fasilitas Interkoneksi

Semua peralatan proteksi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat mempengaruhi fasilitas jaringan transmisi harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan/atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) sesuai dengan kewenangannya. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mendapatkan persetujuan atas rencana peralatan proteksi sebelum dipasang. Persyaratan proteksi fasilitas interkoneksi jaringan transmisi dikelompokkan berdasarkan perbandingan impedansi sumber terhadap impedansi saluran (SIR). Suatu saluran didefinisikan sebagai:

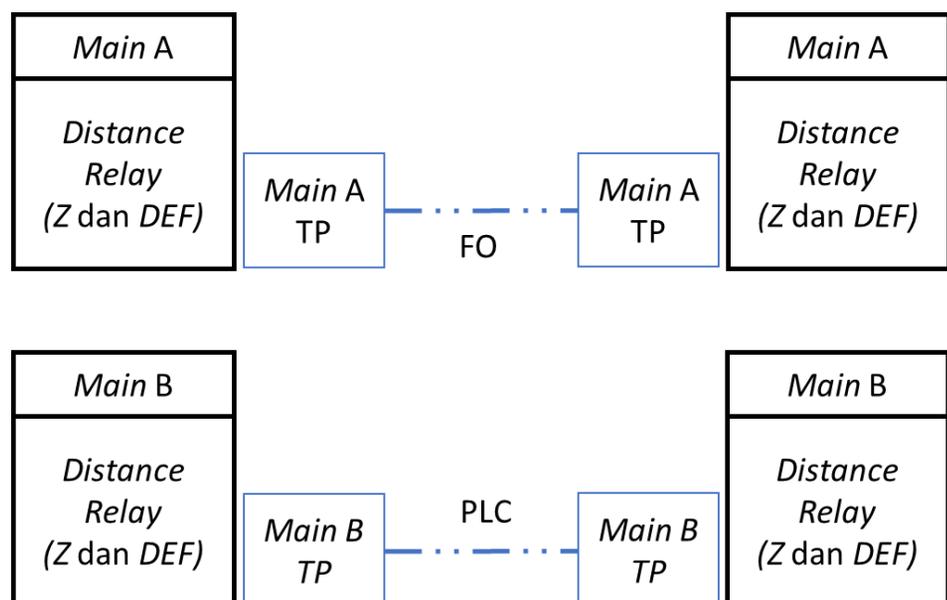
- a. saluran pendek, jika $SIR > 4,0$ (empat koma nol);
- b. saluran sedang, jika $0,5$ (nol koma lima) $\leq SIR \leq 4,0$ (empat koma nol); dan
- c. saluran panjang, $SIR < 0,5$ (nol koma lima).

Data impedansi sumber yang diperlukan untuk menghitung SIR dapat diperoleh dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Skema proteksi saluran berdasarkan level tegangan sebagai berikut:

- a. proteksi saluran 500 (lima ratus) kV dan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV:
 - 1. menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan ketentuan manufaktur yang berbeda untuk keandalan sistem proteksi;



Gambar 3. Skema Proteksi 500 kV dan 275 kV Alternatif 1



Gambar 4. Skema Proteksi 500 kV dan 275 kV Alternatif 2

2. untuk saluran pendek skema proteksi yang digunakan yaitu skema proteksi alternatif 1 (satu) seperti pada tabel 7, sedangkan untuk saluran sedang dan panjang dapat menggunakan alternatif 1 (satu) maupun 2 (dua) sesuai dengan kemampuan media komunikasinya;

Tabel 7. Skema Proteksi Saluran 500 kV dan 275 kV

Skema Proteksi	Relay	Media Komunikasi
Alternatif 1 (saluran Pendek)		
Proteksi Main A	<i>Line Current Differential (LCD)</i>	<i>Dedicated FO</i>
	Fungsi <i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)*</i>	<i>FO</i>
Proteksi Main B	<i>Line Current Differential (LCD)</i>	<i>Dedicated FO</i>
	Fungsi <i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)*</i>	<i>FO atau PLC</i>
Alternatif 2 (Saluran Pendek / Sedang / Panjang)		
Proteksi Main A	<i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)**</i>	<i>FO</i>
Proteksi Main B	<i>Distance Relay (Z)</i> dan <i>Directional Earth Fault (DEF)**</i>	<i>PLC</i>

*) fungsi *Distance Relay* dan *DEF* dapat merupakan fitur dalam Relai *Line Current Differential*

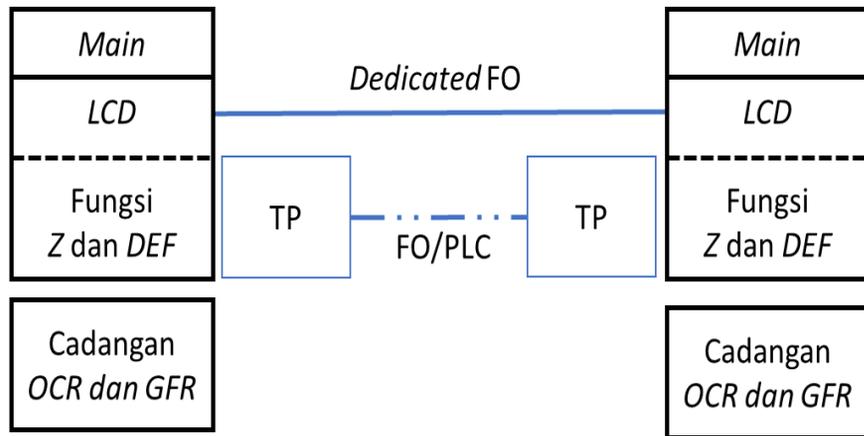
***) skema *distance relay* menggunakan skema *transfer trip* yang berbeda, seperti *permissive underreach* dan *permissive overreach*

3. sistem telekomunikasi proteksi yang digunakan untuk skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B* harus menggunakan media komunikasi yang berbeda, yaitu FO dan PLC atau 2 (dua) media FO terpisah secara fisik. Media FO menggunakan topologi *dedicated* dan *direct (point to point)*. Skema proteksi minimum untuk saluran 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 kV (lima ratus) kV seperti pada Tabel 7;
4. setiap *distance relay* harus dilengkapi dengan fitur *power swing block* yang berfungsi untuk mem-*block* bekerjanya *distance relay* pada kondisi ayunan daya (*power swing*); dan

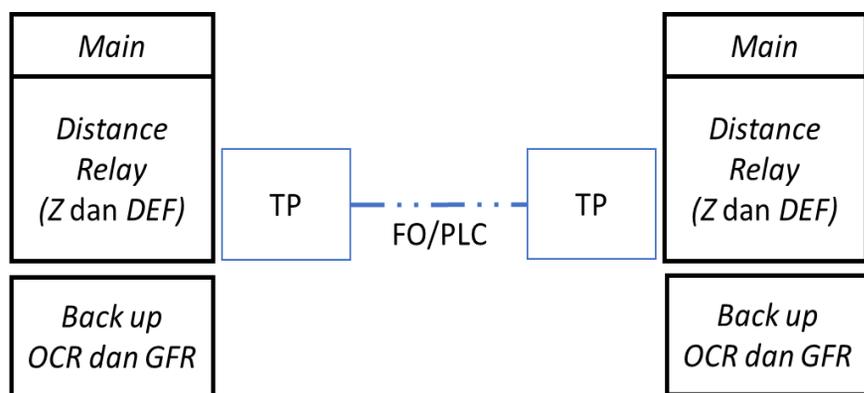
5. setiap terminal saluran transmisi harus dilengkapi dengan skema proteksi *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) *phase* dan 3 (tiga) *phase*. *Reclosure* 3 (tiga) *phase* harus dilengkapi dengan relai *synchro check*.

Autoreclose merupakan relai independen (terpisah secara *hardware*) yang memiliki kemampuan untuk *trip* dan *reclose* 2 (dua) PMT.

- b. Proteksi Saluran 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV
 1. saluran pendek
 - a) untuk proteksi utama, *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media komunikasi FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)*; dan
 - b) untuk proteksi cadangan (*backup*), OCR dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama.
 2. saluran sedang dan saluran panjang
 - a) untuk proteksi utama, *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)* atau *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* berupa *permissive underreach* atau *permissive overreach*. Skema tersebut harus mencakup proteksi *zone-2* dan *zone-3* dengan waktu tunda; dan
 - b) untuk proteksi cadangan (*backup*), OCR dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama;
 3. setiap proteksi utama di terminal SUTT harus berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) dan 3 (tiga) *phase*. *Reclosing* 3 (tiga) *phase* harus melalui *synchro check relay*;
 4. media untuk skema *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* merupakan FO yang *dedicated* dan *direct (point to point)* atau PLC;
 5. untuk saluran transmisi dengan 2 (dua) *bay* atau lebih SKTT atau SUTT saluran pendek pola proteksi SKTT, *current differential* harus dilengkapi dengan fasilitas *distance relay* dalam 1 (satu) relai.



Gambar 5. Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV Alternatif 1



Gambar 6. Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV alternatif 2

CCA1 2.3.2 Proteksi Transformator

Untuk transformator 500/150 kV, 275/150 kV, 150/66 kV, 150/20 kV, dan 66/20 kV ditetapkan pola proteksi sebagai berikut:

- a. untuk semua transformator harus dipasang relai:
 1. relai suhu minyak;
 2. relai suhu belitan sisi primer;
 3. relai suhu belitan sisi sekunder (*);
 4. relai *bucholz* tangki utama;
 5. relai tekanan lebih tangki utama;
 6. relai tekanan lebih OLTC (Jansen);
 7. relai differensial (+);
 8. relai gangguan ke tanah terbatas sisi primer;
 9. relai gangguan ke tanah terbatas sisi sekunder (*);
 10. relai arus lebih sisi primer;
 11. relai arus lebih sisi sekunder;
 12. relai gangguan ke tanah sisi primer;
 13. relai gangguan ke tanah sisi sekunder;

14. relai proteksi NGR atau SBEF (*);
15. RGT sisi tersier (tersier ditanahkan); dan
16. relai pergeseran tegangan titik netral atau NVDR (tersier tidak ditanahkan).

(*) pengecualian lihat Tabel 8

(+) dapat memproteksi belitan primer, belitan sekunder, dan belitan tersier yang dibebani

Tabel 8: Proteksi Trafo Tenaga

No	Jenis Proteksi	Transformator				
		150/20 & 66/20 kV		500/150 kV	275/150 kV	150/66 kV
		<30 MVA	≥30 MVA	≥ 60 MVA		
1	Relai Suhu Minyak	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
2	Relai Suhu Belitan Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
3	Relai Suhu Belitan Sisi Sekunder	-	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
4	Relai Buchholz Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
5	Relai Tekanan Lebih Tangki Utama	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
6	Relai Tekanan Lebih OLTC (Jansen)	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
7	Relai <i>Differential</i>	1 buah	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
8	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Primer	-	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
9	Relai Gangguan ke Tanah Terbatas (REF) Sisi Sekunder (hanya untuk konfigurasi bintang)	-	1 buah	2 buah***	2 buah***	1 buah
10	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Primer	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
11	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi Sekunder	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
12	Relai Arus Lebih (OCR) Sisi <i>Tertier</i> Berbeban	2 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa	3 fasa
13	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Primer	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
14	Relai Gangguan ke Tanah (RGT) Sisi Sekunder (hanya untuk konfigurasi bintang)	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah	1 buah
15	Relai Gangguan Tanah (RGT) Sisi <i>Tertier</i> (<i>tertier</i> ditanahkan)	-	-	1 buah	1 buah	-
16	Relai Pergeseran Tegangan Titik Netral/NDVR (<i>tertier</i> tidak ditanahkan)	-	-	1 buah	1 buah	-
17	Relai Proteksi NGR (SBEF)	1 buah **	1 buah **	-	-	1 buah **

- : tidak diperlukan

** : diperlukan pada transformator belitan Y yang ditanahkan dengan resistor

*** : menggunakan filosofi duplikasi (skema proteksi *main* A dan skema proteksi *main* B) dengan ketentuan berbeda jenis proteksi, atau jika jenisnya sama harus menggunakan algoritma pengukuran yang berbeda, manufaktur yang berbeda, dan harus mendapat suplai terpisah.

Proteksi cadangan transformator distribusi seperti relai arus lebih *phase ke phase* atau *phase ke tanah* OCR atau GFR harus dikoordinasikan dengan proteksi *feeder* sesuai dengan kesepakatan antara pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

CCA1 2.3.3 Proteksi Unit Pembangkit

Proteksi unit pembangkit yang menjangkau transmisi harus dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi dan harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Koordinasi dilakukan berdasarkan Aturan Jaringan Kalimantan dan standar internasional yang berlaku.

Proteksi unit pembangkit yang dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi untuk proteksi cadangan, antara lain meliputi:

- a. OCR atau GFR generator (50/51G), dengan kendali tegangan (51V), transformator generator (50/51GT) dan RGT sisi netral tegangan tinggi *generator transformer* (51NGT) perlu dikoordinasikan dengan relai arus lebih transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- b. relai jarak generator (21) yang menjangkau jaringan transmisi pengelola transmisi PT PLN (Persero) perlu dikoordinasikan dengan relai jarak transmisi dengan beda waktu tunda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- c. relai urutan negatif generator (46) perlu dikoordinasikan dengan waktu tunda ketidakserempakan PMT transmisi dengan beda ± 300 ms (tiga ratus millisecond);
- d. relai eksitasi lebih (24 atau 59/81) tidak trip seketika pada nilai $V/Hz \leq 1.1$ pu dan dapat trip seketika atau tunda definite pada nilai $V/Hz > 1.1$ pu;
- e. relai lepas sinkron (78) dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- f. relai arus medan hilang (40) menggunakan *offset* relai jarak yang dikoordinasikan dengan kondisi osilasi sistem;
- g. relai tegangan kurang atau lebih (59) dikoordinasikan sesuai standar internasional yang berlaku; dan
- h. relai frekuensi (81) dikoordinasikan dengan rentang frekuensi sistem dalam CC 3.1 (Variasi pada Frekuensi).

CCA1 2.3.4 *Bus Protection* Tegangan Tinggi atau Ekstratinggi

Semua *busbar* tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi yang tersambung ke jaringan transmisi harus dilengkapi dengan proteksi *bus differential*.

Bus protection tegangan ekstratinggi menggunakan duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan manufaktur yang berbeda.

CCA1 2.3.5 *Diameter Protection* Tegangan Tinggi atau Ekstratinggi

Semua diameter tegangan tinggi yang tersambung harus dilengkapi dengan proteksi CCP dan SZP.

Diameter protection tegangan ekstratinggi pada CCP menggunakan duplikasi (skema proteksi *main A* dan skema proteksi *main B*) dengan menggunakan manufaktur yang berbeda.

Proteksi CCP digunakan apabila skema proteksi *bay* menggunakan CT *bay* (penghantar, trafo, dan kompensator).

CCA1 2.3.6 Proteksi Kegagalan PMT (*Circuit Breaker Failure Protection*)

Setiap PMT pada tegangan ekstratinggi harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (CBF *protection*);

Setiap PMT pada tegangan tinggi yang harus dilengkapi dengan proteksi kegagalan PMT (CBF *protection*) yaitu:

- a. GIS; dan
- b. GI dengan konfigurasi satu setengah *breaker*.

Relai proteksi kegagalan PMT (CBF *protection*) harus terpasang tersendiri (*dedicated*) untuk setiap PMT yang terpisah secara *hardware* dengan peralatan yang lain.

Skema proteksi kegagalan PMT terdiri atas 2 (dua) tahap, tahap pertama men-*trip*-kan PMT yang gagal *trip* dan tahap kedua men-*trip*-kan seluruh PMT yang tersambung ke PMT yang gagal, baik secara lokal maupun secara *remote* (DTT).

CCA1 2.3.7 *Direct Transfer Trip*

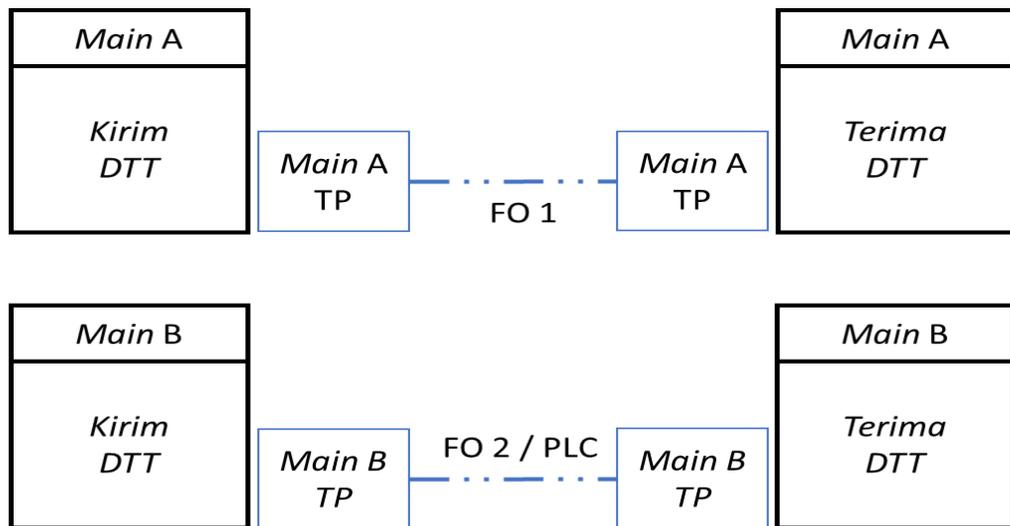
Setiap GIS dan GI/GITET harus dilengkapi dengan proteksi DTT dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. pada GIS, DTT diinisiasi dari:
 1. CBF;
 2. CCP;
 3. SZP; dan
 4. *gas pressure low (compartement PMS line)*; dan

b. pada GI/GITET, DTT diinisiasi dari:

1. CBF;
2. CCP; dan
3. SZP.

Media komunikasi untuk DTT pada sistem tegangan ekstratinggi menggunakan 2 (dua) jalur teleproteksi yang berbeda (*redundant*). Untuk satu setengah *breaker* sinyal DTT boleh dikirim jika status PMS penghantar posisi masuk.



Gambar 7. Skema DTT 500 kV dan 275 kV



Gambar 8 Skema DTT 150 kV dan 66 kV

CCA1 2.3.8 Proteksi Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat kajian operasi sistem untuk menjaga keandalan sistem terhadap kemungkinan kondisi sistem yang tidak normal.

Peralatan proteksi sistem merupakan relai independen (terpisah secara *hardware* dari proteksi utama dan proteksi cadangan). Penempatan peralatan proteksi sistem di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan).

Fungsi proteksi sistem harus dapat dinonaktifkan dan rangkaian *trip* untuk proteksi sistem dibuat terpisah dengan sistem proteksi lainnya. Untuk menjamin keberhasilan proteksi sistem bekerja dengan baik, target *shedding* harus dapat dilakukan secara dinamis (*smart*).

Peralatan proteksi sistem menggunakan media *core* FO yang *dedicated* dengan paling sedikit 2 (dua) rute yang berbeda jalur, yaitu rute langsung antar GI (*direct* atau *point to point*) dan rute alternatifnya masih dalam 1 (satu) subsistem.

CCA1 2.3.9 *Disturbance Fault Recorder* (DFR)

Dalam hal terjadi gangguan, untuk mempermudah analisis gangguan:

- a. setiap titik sambung ke jaringan 500 (lima ratus) kV atau 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV termasuk *outlet* pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GITET pembangkit) harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* untuk proteksi *main* A dan proteksi *main* B.

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan harus tersinkron dengan GPS.

Kebutuhan sinyal DFR paling sedikit terdiri atas input analog dan digital seperti pada Tabel 9, Tabel 10, dan Tabel 11 berikut:

Tabel 9. Analog Input DFR 500 kV dan 275 kV

No	Analog Input	Nama di DFR	Contoh *)
1	<i>Voltage Phase R</i>	<i>VR [Nama Bay]</i>	VR AASAM 1
2	<i>Voltage Phase S</i>	<i>VS [Nama Bay]</i>	VS AASAM 1
3	<i>Voltage Phase T</i>	<i>VT [Nama Bay]</i>	VT AASAM 1
4	<i>Voltage Bus</i>	<i>VT BUS</i>	VT BUS
5	<i>Current Phase R</i>	<i>IR [Nama Bay]</i>	VR AASAM 1
6	<i>Current Phase S</i>	<i>IS [Nama Bay]</i>	IS AASAM 1
7	<i>Current Phase T</i>	<i>IT [Nama Bay]</i>	IT AASAM 1
8	<i>Current Phase N</i>	<i>IN [Nama Bay]</i>	IN AASAM 1

Keterangan :

- *) Maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama *bay* sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 10. Digital Input DFR 500 kV dan 275 kV bay Line

	Digital Input		Nama di DFR
1	Main 1 Protection Operated	:	LP A OPRT
2	Main 2 Protection Operated	:	LP B OPRT
3	DEF Main 1 Operated	:	DEF Main 1 OPRT
4	DEF Main 2 Operated	:	DEF Main 2 OPRT
5	CB Ax/Bx phase A close	:	CB Ax/Bx R status CLOSE (ex.A1 R CLOSE)
6	CB Ax/Bx phase B close	:	CB Ax/Bx S status CLOSE
7	CB Ax/Bx phase C close	:	CB Ax/Bx T status CLOSE
8	CB ABx phase A close	:	CB ABx R status CLOSE
9	CB ABx phase B close	:	CB ABx S status CLOSE
10	CB ABx phase C close	:	CB ABx T status CLOSE
11	CB Healty A	:	CB Healty A
12	CB Healty AB	:	CB Healty AB
13	Carrier send from Distance Main 1	:	LP A SEND
14	Carrier send from Distance Main 2	:	LP B SEND
15	Carrier send from DEF Main 1	:	DEF Main 1 SEND
16	Carrier send from DEF Main 2	:	DEF Main 2 SEND
17	Carrier Receive to Distance Main 1	:	LP A RCV
18	Carrier Receive to Distance Main 2	:	LP B RCV
19	Carrier Receive to DEF 1	:	DEF Main 1 RCV
20	Carrier Receive to DEF 2	:	DEF Main 2 RCV
21	Trip phase R	:	TRIP R
22	Trip phase S	:	TRIP S
23	Trip phase T	:	TRIP T
24	Send DTT	:	DTT SEND
25	Receive DTT	:	DTT RCV
26	CCP 1 operated	:	CCP A OPRT
27	CCP 2 operated	:	CCP B OPRT
28	CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip	:	CBF/SZP A Ax/Bx OPRT
29	CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip	:	CBF/SZP B Ax/Bx OPRT
30	CBF/SZP 1 ABx Trip	:	CBF/SZP A ABx OPRT
31	CBF/SZP 2 ABx Trip	:	CBF/SZP B ABx OPRT
32	A/R Close Command	:	A/R Close command

Tabel 11. Digital Input DFR 500 kV dan 275 kV bay Transformer

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>F87T Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 MAIN PROT Main 1</i>
2	<i>F87T Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 MAIN PROT Main2</i>
3	<i>REF HV Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF HV MAIN PROT Main 1</i>
4	<i>REF HV Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF HV MAIN PROT Main 2</i>
5	<i>REF LV Main 1 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF LV MAIN PROT Main 1</i>
6	<i>REF LV Main 2 Protection Operated</i>	:	<i>F87 REF LV MAIN PROT Main 2</i>
7	<i>Back Up Protection HV Operated</i>	:	<i>OCR/GFR 500 /275 KV OPRT</i>
8	<i>Back Up Protection LV Operated</i>	:	<i>OCR/GFR 150 OPRT</i>
9	<i>NVDR/GFRTV Operated</i>	:	<i>Proteksi belitan tersier OPRT</i>
10	<i>Thermal Oil relai Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
11	<i>Thermal winding HV relai Operated</i>	:	<i>THERMAL winding HV OPRT</i>
12	<i>Thermal winding LV relai Operated</i>	:	<i>THERMAL winding LV OPRT</i>
13	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
14	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
15	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
16	<i>CB Ax/Bx close</i>	:	<i>CB Ax/Bx CLOSE</i>
17	<i>CB ABx close</i>	:	<i>CB ABx CLOSE</i>
18	<i>CB LV kV close</i>	:	<i>CB 150 kV CLOSE</i>
19	<i>CB ABx Healty</i>	:	<i>CB ABx Healty</i>
20	<i>CB Ax/Bx Healty</i>	:	<i>CB Ax/Bx Healty</i>
21	<i>CB 150 kV Healty</i>	:	<i>CB 150 kV Healty</i>
22	<i>CCP 1 operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
23	<i>CCP 2 operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
24	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A Ax/Bx OPRT</i>
25	<i>CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B Ax/Bx OPRT</i>
26	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A ABx OPRT</i>
27	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B ABx OPRT</i>
28	<i>Over Voltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

- b. pada titik sambung ke jaringan 150 (seratus lima puluh) kV atau 66 (enam puluh enam) kV yang harus dilengkapi dengan eksternal DFR dan *event recorder* dari proteksi yaitu:
1. GI pembangkit (*bay generator transformer* dan *bay* penghantar GI pembangkit);
 2. *outlet* IBT 150/66 kV atau 275/150kV;
 3. jumlah *bay* > 8 (delapan) *bay* penghantar;
 4. jalur *backbone* atau *tie line*;
 5. GI konsumen tenaga listrik; dan
 6. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Untuk mempermudah evaluasi gangguan, setiap *event* atau kejadian yang diperlukan untuk evaluasi gangguan harus terekam secara *sequential*.

Setting waktu pada semua peralatan tersebut harus tersinkron dengan GPS.

Tabel 12. *Analog Input* DFR 150 kV dan 66 kV

No	<i>Analog Input</i>	Nama di DFR	Contoh *)
1	<i>Voltage Phase R</i>	<i>VR [Nama Bay]</i>	VR AASAM1
2	<i>Voltage Phase S</i>	<i>VS [Nama Bay]</i>	VS AASAM1
3	<i>Voltage Phase T</i>	<i>VT [Nama Bay]</i>	VT AASAM1
4	<i>Voltage Bus</i>	<i>VT BUS</i>	VT BUS
5	<i>Current Phase R</i>	<i>IR [Nama Bay]</i>	VR AASAM1
6	<i>Current Phase S</i>	<i>IS [Nama Bay]</i>	IS AASAM1
7	<i>Current Phase T</i>	<i>IT [Nama Bay]</i>	IT AASAM1
8	<i>Current Phase N</i>	<i>IN [Nama Bay]</i>	IN AASAM1

Keterangan :

*) Maksimum 16 (enam belas) karakter. Nama *bay* sesuai struktur SCADA 5 (lima) huruf ditambah 1 (satu) karakter untuk nomor sirkuit

Tabel 13. *Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Line dengan Konfigurasi Busbar Satu Setengah Breaker*

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	<i>LP A OPRT</i>
2	<i>DEF Operated</i>	:	<i>DEF OPRT</i>
3	<i>OCR/GFR Operated</i>	:	<i>OCR/GFR Operated</i>
4	<i>CB Ax/Bx phase A close</i>	:	<i>CB Ax/Bx R statusCLOSE (ex. 7A1 R CLOSE)</i>
5	<i>CB Ax/Bx phase B close</i>	:	<i>CB Ax/Bx S statusCLOSE</i>
6	<i>CB Ax/Bx phase C close</i>	:	<i>CB Ax/Bx T statusCLOSE</i>
7	<i>CB ABx phase A close</i>	:	<i>CB ABx R statusCLOSE</i>
8	<i>CB ABx phase B close</i>	:	<i>CB ABx S statusCLOSE</i>
9	<i>CB ABx phase C close</i>	:	<i>CB ABx T statusCLOSE</i>
10	<i>CB Healty A</i>	:	<i>CB Healty A</i>
11	<i>CB Healty AB</i>	:	<i>CB Healty AB</i>
12	<i>Carrier send from Distance /LCD</i>	:	<i>LP A SEND</i>
13	<i>Carrier send from DEF</i>	:	<i>DEF A SEND</i>
14	<i>Carrier Receive to Distance/LCD</i>	:	<i>LP A RCV</i>
15	<i>Carrier Receive to DEF</i>	:	<i>DEF A RCV</i>
16	<i>Trip phase R</i>	:	<i>TRIP R</i>
17	<i>Trip phase S</i>	:	<i>TRIP S</i>
18	<i>Trip phase T</i>	:	<i>TRIP T</i>
19	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
20	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
21	<i>CCP 1 operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
22	<i>CCP 2 operated</i>	:	<i>CCP B OPRT</i>
23	<i>CBF/SZP 1 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A Ax/Bx OPRT</i>
24	<i>CBF/SZP 2 Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B Ax/Bx OPRT</i>
25	<i>CBF/SZP 1 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP A ABx OPRT</i>
26	<i>CBF/SZP 2 ABx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP B ABx OPRT</i>
27	<i>A/R Close Command</i>	:	<i>A/R Close command</i>
28	<i>Spare</i>		
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

Tabel 14. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV bay Trafo dengan Konfigurasi Busbar Satu Setengah Breaker

	Digital Input		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated (DIFF)</i>	:	<i>MAIN PROT OPRT</i>
2	<i>Main Protection Operated (REF HV)</i>	:	<i>REF HV OPRT</i>
3	<i>Main Protection Operated (REF LV)</i>	:	<i>REF LV OPRT</i>
4	<i>Back Up Protection Operated (OCR HV)</i>	:	<i>OC HV OPRT</i>
5	<i>Back Up Protection Operated (OCR LV)</i>	:	<i>OC LV OPRT</i>
6	<i>Thermal Oil relai Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
7	<i>Thermal winding HV relai Operated</i>	:	<i>THERMAL winding HV OPRT</i>
8	<i>Thermal winding LV relai Operated</i>	:	<i>THERMAL winding LV OPRT</i>
9	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
10	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
11	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
12	<i>CB HV Ax/Bx close</i>	:	<i>CB Ax/Bx HV CLOSE</i>
13	<i>CB HV ABx close</i>	:	<i>CB ABx HV CLOSE</i>
14	<i>CB LV close</i>	:	<i>CB LV CLOSE</i>
15	<i>CB HV Ax/Bx Healty</i>	:	<i>CB Ax/Bx HV Healty</i>
16	<i>CB HV ABx Healty</i>	:	<i>CB ABx HV Healty</i>
17	<i>CB LV Healty</i>	:	<i>CB LV Healty</i>
18	<i>CCP operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>
19	<i>CBF/SZP 5Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT</i>
20	<i>CBF/SZP 5Ax/Bx Trip</i>	:	<i>CBF/SZP 5Ax/Bx OPRT</i>
21	<i>CBF/SZP LV Trip</i>	:	<i>CBF/SZP LV OPRT</i>
22	<i>Over Voltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
23	<i>Spare</i>		
24	<i>Spare</i>		
25	<i>Spare</i>		
26	<i>Spare</i>		
27	<i>Spare</i>		
28	<i>Spare</i>		
29	<i>Spare</i>		
30	<i>Spare</i>		
31	<i>Spare</i>		
32	<i>Spare</i>		

Tabel 15. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Line dengan Konfigurasi Double Busbar

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated</i>	:	<i>LP OPRT</i>
2	<i>DEF Operated</i>	:	<i>DEF OPRT</i>
3	<i>Back Up Protection Operated)</i>	:	<i>OCR/GFR OPRT</i>
4	<i>A/R close</i>	:	<i>A/R close command</i>
5	<i>Carrier send</i>	:	<i>LP SEND</i>
6	<i>Carrier Receive</i>	:	<i>LP RCV</i>
7	<i>CB phase A close</i>	:	<i>CB R status close</i>
8	<i>CB phase B close</i>	:	<i>CB S status close</i>
9	<i>CB phase C close</i>	:	<i>CB T status close</i>
10	<i>TRIP A</i>	:	<i>TRIP A</i>
11	<i>TRIP B</i>	:	<i>TRIP B</i>
12	<i>TRIP C</i>	:	<i>TRIP C</i>
13	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	<i>CBF/SZP OPRT</i>
14	<i>Send DTT</i>	:	<i>DTT SEND</i>
15	<i>Receive DTT</i>	:	<i>DTT RCV</i>
16	<i>CB Healty</i>	:	<i>CB Healty</i>

Tabel 16. Digital Input DFR 150 kV dan 66 kV Bay Trafo dengan Konfigurasi Double Busbar

	<i>Digital Input</i>		Nama di DFR
1	<i>Main Protection Operated (DIFF)</i>	:	<i>MAIN PROT OPRT</i>
2	<i>Main Protection Operated (REF HV)</i>	:	<i>REF HV OPRT</i>
3	<i>Main Protection Operated (REF LV)</i>	:	<i>REF LV OPRT</i>
4	<i>Back Up Protection Operated (OCR HV)</i>	:	<i>OC HV OPRT</i>
5	<i>Back Up Protection Operated (OCR LV)</i>	:	<i>OC LV OPRT</i>
6	<i>Over Voltage Operated</i>	:	<i>OV OPRT</i>
7	<i>Bucholz Operated</i>	:	<i>BUCHOLZ</i>
8	<i>Jansen Operated</i>	:	<i>JANSEN</i>
9	<i>Thermal relai Operated</i>	:	<i>THERMAL</i>
10	<i>Sudden Pressure Operated</i>	:	<i>SUDDEN PRESS</i>
11	<i>CB HV open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
12	<i>CB HV open</i>	:	<i>CB HV OPEN</i>
13	<i>CB LV open</i>	:	<i>CB LV OPEN</i>
14	<i>CCP operated</i>	:	<i>CCP A OPRT</i>

15	<i>CBF/SZP Trip</i>	:	<i>CBF/SZP OPRT</i>
16	<i>Spare</i>		

- DFR dengan fasilitas digital input untuk 1 *bay* IBT/trafo 150 (seratus lima puluh) kV (*double bus*) paling sedikit terdiri atas:
 1. proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *sequencial event recorder* (SER) dari proteksi;
 2. seluruh rekaman dari peralatan DFR harus dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara *remote*; dan
 3. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan dan menyampaikan seluruh rekaman DFR dan setiap *event* atau kejadian kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CCA1 2.3.10 *Phasor Measurement Unit* (PMU)

Dalam rangka *monitoring* kondisi stabilitas sistem dan mempermudah analisis, PMU harus dipasang pada:

- a. *bay* pembangkit;
- b. *bay* penghantar yang panjang ($SIR < 0,5$ (nol koma lima)); dan
- c. *bay* yang telah ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan PMU direkomendasikan terintegrasi dalam 1 (satu) *hardware* dengan proteksi utama peralatan, terintegrasi dengan peralatan lainnya, atau merupakan peralatan yang independen. PMU harus mendukung tahapan pelaksanaan *wide area monitoring, protection, and control* (WAMPAC) yang dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara *remote* serta diintegrasikan dengan perangkat *wide area monitoring system* (WAMS) terpasang milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Penempatan peralatan PMU di setiap GI/GITET menggunakan panel khusus (dipisahkan dari panel proteksi peralatan) yang dapat dimanfaatkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Appendix 2 : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan (Equipment Numbering and Code Identification)

CCA2 1 Konvensi Warna

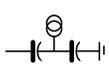
Konvensi pewarnaan pada layar ditunjukkan pada Tabel 17,

Tabel 17. Konvensi Warna pada Layar

Hal	Warna	Kode RGB
<i>Single line diagrams 500 kV</i>	biru	0, 100, 255
<i>Single line diagrams 275 kV</i>	biru muda	0, 200, 255
<i>Single line diagrams 150 kV</i>	merah	255, 0, 0
<i>Single line diagrams 66 kV</i>	kuning	255, 255, 0
<i>Single line diagrams 30 kV</i>	hijau	0, 255, 0
<i>Single line diagrams 20 kV</i>	coklat	200, 150, 0
<i>Single line diagrams 12 kV</i>	abu-abu	180, 180, 180
<i>Single line diagrams 6 kV</i>	merah muda	255, 150, 180
<i>Single line diagrams 0,4 kV</i>	ungu	191, 0, 255

CCA2 2 Konvensi Simbol

KONVENSI SIMBOL

	GENERATOR		RECTIFIER
	PEMUTUS TENAGA (PMT)		INVERTER
	PEMISAH (PMS)		BATERAI
	PEMUTUS RACKOUT		NETRAL GROUND RESISTOR
	PEMUTUS BALIK OTOMATIS (PBO)		ARUS
	PEMISAH TANAH (ES)		TEGANGAN
	LOAD BREAK SWITCH (LBS)		FREKUENSI
	LIGHTNING ARRESTER		DAYA AKTIF
	TRAFO ARUS (CT)		DAYA REAKTIF
	TRAFO TEGANGAN (VT)		TAP POSITION INDICATION
	REAKTOR		REMOTE CONTROL DIGITAL
	KAPASITOR		REMOTE CONTROL ANALOG
	CAPASITOR VOLTAGE TRANSFORMER (CVT)		TELESINYAL SINGLE
	TRAFO TENAGA 2 BELITAN		TELESINYAL DOUBLE
	TRAFO TENAGA 3 BELITAN		LOCAL / REMOTE
	CUT OUT FUSE		LOAD FREQUENCY CONTROL
	GARDU PORTAL TIANG		AUTOMATIC GENERATION CONTROL
	GARDU TEMBOK / BESI		

INFORMASI	SIMBOL	KETERANGAN
PMT OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT UNKNOWN		KOTAK SEPARUH, WARNA ORANGE
PBO OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA PENYULANG
PBO CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA PENYULANG
PBO INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK IN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK IN		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK IN		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMT OPEN, RACK OUT		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMT CLOSE, RACK OUT		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMT INVALID, RACK INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
LBS OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA PENYULANG
LBS CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA PENYULANG
LBS INVALID		TANPA GARIS , WARNA UNGU
PMS OPEN		KOTAK KOSONG, WARNA BUSBAR
PMS CLOSE		KOTAK PENUH, WARNA BUSBAR
PMS INVALID		KOTAK SEPARUH, WARNA UNGU
PMS TANAH OPEN		GARIS TERBUKA, WARNA BUSBAR
PMS TANAH CLOSE		GARIS TERTUTUP, WARNA BIRU TUA
PMS TANAH INVALID		GARIS TERBUKA, WARNA UNGU

CCA2 1 *Meter Revenue*

Semua titik sambung harus dilengkapi dengan trafo arus dan trafo tegangan untuk pengukuran *revenue* sesuai dengan spesifikasi yang diatur dalam Aturan Pengukuran.

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bu s- ba r	Bu s- Co pel	Ph t	IB T	Trf	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Ka pa - sit or	Re ac t
	14. P1REF	<i>Restricted Earth Fault</i>					x	x				x		
	15. P1DIF	<i>Differerential Relay</i>					x	x				x		
	16. AR	<i>Circuit Auto Reclose Success</i>				x								
	17. ARO	<i>Auto Reclose Lock Out</i>				x								
	18. CSP	<i>Check Synchronizing in Progress</i>			x	x		x						
	19. TEA	<i>Temperatur Alarm</i>					x	x				x		
	20. TET	<i>Temperatur Trip</i>					x	x				x		
	21. TRA	<i>Transformer Alarm</i>					x	x				x		
	22. TCH	<i>Tap Changer High Limit</i>					x	x						
	23. TCL	<i>Tap Changer Low Limit</i>					x	x						
	24. TCIP	<i>Tap Changer In Progress</i>						x						
	25. OCGF	<i>Over Current Ground Fault</i>			x	x			x				x	x
	26. RA	<i>Reactor Alarm</i>												x
	27. RT	<i>Reactor Trip</i>												x
	28. P1BP	<i>Busbar Protection</i>		x										
	29. VS	<i>Voltage Status</i>		x										
	30. UFR	<i>Under Frequency relai Trip</i>			x	x		x						
	31. OVR	<i>Over Voltage relai Trip</i>		x		x								
	32. P3DTT	<i>Direct Transfer Trip</i>				x	x	x	x					
	33. TTR	<i>Teleprotection Trip Receive</i>				x								
	34. TTT	<i>Teleprotection Trip Transmit</i>				x								
	35. GOV	<i>Governer Free</i>								x	x			
	36. AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>								x	x			
	37. AQR	<i>Automatic Power Factor Active</i>								x	x			
	38. LFF	<i>LFC Unit Failure</i>								x	x			
	39. UT	<i>Unit Trip</i>								x	x			
	40. GTT	<i>Generation Transformer Trip</i>										x		
	41. BRF	<i>Breaker Fault</i>			x	x	x	x	x			x		x
	42. BF	<i>Bay Fault</i>			x	x	x	x	x			x		x
	43. P2GFR	<i>Ground Fault Relay</i>				x	x	x				x	x	x
	44. P2OCR	<i>OCR</i>				x	x	x				x	x	x
Input digital ganda (TSD)	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/Opened</i>			x	X	x	X	x				x	x
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/Opened</i>			x	X	x	X				x		
	3. DI	<i>Diameter Isolator Switch Closed/Opened</i>							x					
	4. LI	<i>Line Isolator Switch Closed/Opened</i>				x							x	x
	5. ES	<i>Earth Switch Closed/Open</i>		x		x								
	6. AVRAM	<i>AVR Auto/Manual</i>					x	x						
	7. CSO	<i>Check Synchrobizing Override</i>	x											
	8. LFR	<i>Load Freq Request On/Off</i>								x	x			
	9. LFC	<i>Load Freq Control On/Off Switch</i>								x	x			
	10. LFA	<i>Load Freq Available/ Not Available</i>								x	x			

	MNEM	Fungsi atau Designasi	GI	Bu s- ba r	Bu s- Co pel	Ph t	IB T	Trf	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Ka pa - sit or	Re ac t
	11. PSO	<i>Power Station Operated</i>								x	x			
	12. GUC	<i>Generator Unit Run/Stop</i>								x	x			
	13. LRH MI	<i>Local/Remote For HMI</i>	x											
	14. LRBC U	<i>Local/Remote For BCU</i>			x	x	x	X	x			x	x	x
	15. SIB	<i>Software Interlocking By Passed</i>	x											
	16. GRM	<i>Genset Ready Maintenance</i>	x											
Outp ut digit al (RC D)	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/Opened</i>							x					X
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/Opened</i>												
	3. DI	<i>Diameter Isolator Switch Closed/Opened</i>							x					
	4. AVRAM	<i>AVR Auto/Manual</i>					x	X						
	5. CSO	<i>Synchro-check di-override</i>	x											
	6. TC	<i>Tap-changer naik/turun</i>						X						
	7. DCBC	<i>Dummy breaker on/off</i>	x											
	8. AGCR	<i>AGC Request</i>								x	x			
Outp ut anal og (RCA)	1. Po	<i>Setting daya aktif LFC</i>								x	x			
	2. Pr	<i>Setting variasi daya aktif maksimum LFC</i>								x	x			
	3. N	<i>Level "N" LFC</i>								x	x			
	4. PG	<i>Setting daya aktif AGC</i>								x	x			

Catatan :

GI : Gardu induk TS : *Tele Signaling* TM : *Tele Metering*
 TRF : Trafo TSS : *Tele Signaling tunggal* TSD : *Tele Signaling Ganda*
 TRFGEN : Trafo Generator RCD : *Tele Kontrol Digital* RCA : *Tele Kontrol Analog*
 GEN : Generator REACT : *Reaktor* :

("x" mengindikasikan sinyal yang harus disediakan untuk setiap jenis sambungan)

ATURAN OPERASI
(OPERATING CODE - OC)

Aturan Operasi menjelaskan tentang aturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin agar keandalan, mutu dan efisiensi operasi sistem Kalimantan dapat dipertahankan sesuai Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan).

OC 1 Pokok-Pokok

Bagian ini merangkum prinsip operasi sistem yang aman dan andal yang harus diikuti. Bagian ini juga menetapkan tanggung jawab yang mendasar dari semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam rangka berkontribusi terhadap operasi yang aman dan andal.

OC 1.1 Keadaan Operasi yang Baik atau Normal

Sistem dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik apabila:

- a. frekuensi dalam operasi normal pada kisaran 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz \pm 0,20 (nol koma dua nol) Hz, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengupayakan frekuensi dalam keadaan normal sedangkan selama kondisi gangguan, seluruh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tetap dapat beroperasi pada batas frekuensi 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz, kecuali diatur khusus oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. tegangan di GI berada dalam batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.2 - Variasi pada Tegangan Sistem). Batas ini harus menjamin bahwa tegangan pada semua pelanggan berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik. Operasi pada batas tegangan tersebut diharapkan dapat membantu mencegah terjadinya *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik sistem;
- c. tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial (*credible outages*);
- d. tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan GI (transformator dan *switchgear*) berada dalam batas rating normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan; dan

- e. konfigurasi sistem sedemikian rupa sehingga semua PMT di jaringan transmisi akan mampu memutus arus gangguan yang mungkin terjadi dan mengisolir peralatan yang terganggu.

OC 1.2 Klasifikasi *Contingencies*

- a. *contingency* merupakan suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi;
- b. *credible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap berpotensi untuk terjadi, dan secara ekonomis sistem dapat diproteksi terhadap keadaan tidak terlayannya beban (*loss of load*) sebagai akibat kejadian tersebut. Misalnya kejadian *trip*-nya satu unit generator atau satu segmen transmisi;
- c. *noncredible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap kecil kemungkinannya untuk terjadi atau kejadian tersebut secara ekonomis tidak layak diproteksi. Misalnya, secara simultan *trip*-nya beberapa unit pembangkit, *trip*-nya 2 (dua) atau lebih transmisi oleh robohnya menara atau adanya beberapa kejadian gangguan simultan oleh badai; dan
- d. dalam keadaan tidak normal seperti badai atau kebakaran, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memilih untuk menetapkan sementara, suatu *noncredible contingency* (misalnya *trip*-nya lebih dari 1 (satu) transmisi atau terganggunya beberapa GI) sebagai suatu *credible contingency*, yang harus diproteksi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik apabila reklasifikasi seperti itu terjadi berikut saat berakhirnya.

OC 1.3 Keadaan Operasi yang Aman

Sistem dianggap berada dalam keadaan yang aman apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal; atau
- b. sistem dapat dikembalikan ke keadaan operasi yang normal setelah terjadinya suatu *credible contingency*, tanpa adanya pemutusan beban.

OC 1.4 Mempertahankan Keamanan

Untuk mempertahankan keamanan sistem, syarat berikut harus diikuti:

- a. sampai batas yang aman, sistem harus dioperasikan sedemikian rupa sehingga berada dan akan tetap dalam keadaan operasi yang aman;
- b. setelah kejadian *credible contingency* atau perubahan kondisi dalam sistem, mungkin sistem menjadi tidak aman terhadap suatu *contingency* lainnya. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil langkah penyesuaian kondisi operasi untuk mengembalikan sistem ke keadaan aman;
- c. beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) harus dilepas untuk mencegah keadaan operasi pada frekuensi yang rendah atau keadaan cadangan yang tidak mencukupi. Beban yang dapat dilepas yaitu beban yang ditentukan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau beban yang menurut kontrak boleh dilepas secara manual maupun otomatis dalam rangka mempertahankan keamanan sistem. Beban tersebut umumnya akan dilepas sebelum bekerjanya pelepasan beban secara otomatis oleh relai frekuensi rendah tahap pertama;
- d. cara paling efektif untuk mencegah padamnya seluruh sistem (*total grid blackout*) yaitu dengan menjamin bahwa keseimbangan pembangkitan dengan beban selalu dipertahankan dalam semua kondisi yang diperkirakan akan terjadi. Harus tersedia fasilitas pelepasan beban yang memadai secara otomatis dengan relai frekuensi rendah untuk mengembalikan kondisi sistem ke operasi yang normal setelah kejadian *contingency* yang signifikan;
- e. skema pemisahan jaringan transmisi harus dipertahankan untuk menjamin bahwa apabila terjadi gangguan besar dalam sistem yang mengakibatkan sulit untuk mempertahankan integritasnya, sistem akan dipecah menjadi beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang masing-masing dapat mencapai keseimbangan kapasitas pembangkitan dengan beban untuk sebagian besar gangguan *multiple contingency*; dan
- f. kemampuan fasilitas asut gelap (*black start*) yang memadai harus tersedia dalam sistem untuk memungkinkan pemulihan sistem ke kondisi operasi yang aman setelah suatu kejadian padam total.

OC 1.5 Keadaan Operasi yang Andal

Sistem berada dalam keadaan operasi yang andal apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang normal;

- b. menurut pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), tingkat cadangan kapasitas jangka pendek dan menengah paling sedikit sama dengan tingkat minimum sesuai yang diatur dalam OC 2.2; dan
- c. tidak ada kondisi abnormal seperti badai atau kebakaran yang sedang atau diperkirakan akan terjadi, yang mungkin akan mengakibatkan kejadian *noncredible contingency*.

OC 1.6 Tanggung Jawab Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memegang peran utama dalam mengoordinasikan operasi sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan sistem untuk kepentingan semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diwajibkan mematuhi perintah atau instruksi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pada batas pengoperasian peralatan yang aman dan disepakati dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan sistem.

Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan uji berkala terhadap fasilitas dan peralatan operasi sistem untuk menjamin bahwa semuanya berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal. Selain itu, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menguji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman apabila terjadi gangguan dan pemadaman di sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menetapkan program dan jadwal pengujian yang dianggap perlu untuk menjamin keamanan dan keandalan sistem. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diwajibkan menjalankan program dan jadwal pengujian serta selalu berkoordinasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam pelaksanaan pengujian tersebut.

OC 1.6.1 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) sebagai Pusat Pengatur Beban untuk Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. secara terus-menerus memantau status operasi jaringan dan mengambil langkah yang perlu untuk mempertahankan dalam Keadaan andal, berkualitas, dan ekonomis;
- b. melaksanakan operasi buka-tutup PMT (*switching*) di jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV;
- c. mengoordinasikan kegiatan operasi sistem antara pengelola pembangkit, pengelola transmisi PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik, dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) yang

diperlukan untuk mencapai sasaran sebagaimana dimaksud dalam huruf a;

- d. selalu menginformasikan kepada semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tentang status keamanan sistem yang sedang berlangsung maupun yang diharapkan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari para pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- e. merencanakan dan mereviu skema pelepasan beban otomatis pada peralatan transmisi dengan berkoordinasi kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), atau konsumen tenaga listrik dan memastikan kesiapan proteksi sistem sesuai dengan kebutuhan sistem;
- f. mengoordinasikan *setting* proteksi unit pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem; dan
- g. memastikan kesiapan semua peralatan dan fasilitas operasi baik peralatan SCADA, telekomunikasi, dan proteksi sistem.

OC 1.6.2 Tanggung Jawab Pengelola Transmisi PT PLN (Persero) untuk Keamanan Sistem

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk:

- a. memastikan kesiapan peralatan kompensator daya reaktif sesuai dengan kebutuhan sistem;
- b. melaksanakan pekerjaan pemeliharaan dan perbaikan yang perlu terhadap fasilitas transmisi di kawasan instalasinya;
- c. membuat dan melaksanakan *setting* relai proteksi peralatan;
- d. melaksanakan pengujian relai proteksi secara periodik;
- e. memantau kondisi peralatan transmisi dan GI termasuk relai serta membuat deklarasi atas status atau kondisi peralatan instalasinya;
- f. merencanakan dan mengoordinasikan sistem proteksi semua komponen dalam sistem, termasuk proteksi utama dan cadangan (*back up*);
- g. berkoordinasi dengan semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas semua sistem proteksi pada semua titik sambung di sistem; dan
- h. menetapkan spesifikasi peralatan proteksi untuk semua pengembangan jaringan, seperti pengembangan saluran transmisi, GI, dan peralatan GI.

OC 1.6.3 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem

Pembangkit termal menyediakan porsi yang besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam Sistem Tenaga Listrik. Operasi pembangkit yang andal sangat penting bagi keandalan operasi sistem. Pengelola pembangkit termal dan tenaga air bertanggung jawab untuk:

- a. mampu memberikan pelayanan yang andal sebagaimana dinyatakan dalam PJBL terkait dan/atau ketentuan operasi yang berlaku;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit;
- c. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait;
- d. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke/dari sistem serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan sistem dalam batas teknis peralatan yang disepakati;
- e. menyiapkan unit pembangkit yang sewaktu-waktu dapat dikeluarkan secara otomatis dari sistem yang sudah ditentukan (*predefined*) untuk pengamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- f. setiap unit pembangkit memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan (dalam batas kemampuan unit pembangkit yang dideklarasikan);
- g. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC unit pembangkit yang dilengkapi dengan AGC;
- h. menyediakan sarana asut gelap (*black start*) sesuai yang direkomendasikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mempercepat proses pemulihan sistem;
- i. memelihara kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit yang memiliki fasilitas asut gelap (*black start*). Operator unit pembangkit harus dipersiapkan untuk melakukan uji asut gelap (*black start*) secara rutin paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun;
- j. selama gangguan atau keadaan darurat, unit pembangkit yang memikul beban terpisah (*isolated*) harus mengikuti perintah dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk berpartisipasi dalam proses interkoneksi dan pemulihan sistem;

- k. selama gangguan atau keadaan darurat, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem, kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem; dan
- l. menyediakan data pembebanan generator harian periode setengah jam untuk verifikasi data oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) termasuk kondisi harian duga muka air, air masuk, dan air keluar waduk pada PLTA.

OC 1.6.4 Tanggung Jawab Pengelola Distribusi PT PLN (Persero) dalam Keamanan Sistem

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mereka mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif. Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab dalam:

- a. melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) di semua GI;
- c. mengoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara pembangkitan, transmisi, dan distribusi;
- d. menjaga dan memelihara keberadaan peralatan pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi rendah dan relai tegangan rendah pada trafo dan penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka meminimalkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total; dan
- e. mengoordinasikan pemulihan beban bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya. Cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadinya gangguan dan pemadaman yang lebih buruk.

OC 1.6.5 Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem

Konsumen tenaga listrik secara keseluruhan merupakan bagian yang sangat penting dari beban sistem dan kemungkinan merupakan beban yang dominan di wilayahnya. Konsumen tenaga listrik ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan sistem bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan lainnya. Tanggung jawab konsumen tenaga listrik yaitu:

- a. memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau dalam perjanjian interkoneksi;
- b. menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan melanggar standar sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan);
- c. melepas beban yang disiapkan untuk diputus (*interruptible load*) apabila diperintahkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis karena frekuensi rendah dan/atau tegangan rendah, untuk memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka memproteksi keamanan sistem.

OC 1.6.6 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit EBT Intermiten untuk Keamanan Sistem

Pembangkit EBT intermiten secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban sistem. Pada kawasan tertentu pembangkit EBT intermiten dapat juga berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan. Pengelola pembangkit EBT intermiten bertanggung jawab dalam:

- a. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit dari kondisi yang sedang dinyatakan berlaku;
- b. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan sistem (*dispatchable*);

- d. untuk pembangkit dengan kapasitas total paling kecil 20 (dua puluh) MW pada 1 (satu) titik penyambungan harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC;
- e. selama gangguan atau keadaan darurat dalam sistem, menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem;
- f. menyampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) laporan rekaman pembebanan harian dengan resolusi 5 (lima) menit;
- g. pada kondisi *emergency*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang menurunkan pembebanan pembangkit EBT intermiten sebagai prioritas terakhir sesuai dengan kebutuhan sistem;
- h. Pembangkit EBT intermiten harus membantu pengaturan frekuensi dan tegangan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.4.2 - Persyaratan Kinerja Pembangkit);
- i. pola operasi *start stop* dan pembebanan pembangkit EBT intermiten harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang menentukan *ramping rate* pembangkit EBT intermiten; dan
- k. pembangkit EBT intermiten harus menyampaikan prakiraan beban harian dengan resolusi 15 (lima belas) menit dan di *update* setiap 6 (enam) jam.

OC 1.6.7 Operasi Paralel Pembangkit Milik Konsumen Tenaga Listrik dan *Excess Power*

Pembangkit milik konsumen tenaga listrik dan *excess power* diizinkan beroperasi paralel di jaringan hanya jika sudah memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam (CC 4.12 - Persyaratan Peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan) serta mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Ketentuan mengenai pola pengoperasian pembangkit paralel diatur dalam OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem).

OC 1.6.8 Operasi *Power Wheeling*

Pembangkit yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* hanya diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika sudah memenuhi syarat penyambungan pembangkit sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - (Prosedur Penyambungan), menyediakan fasilitas SCADA dan komunikasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.12 - Persyaratan peralatan Telekomunikasi), dan mengikuti prosedur penyambungan ke jaringan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan). Konsumen yang terkoneksi ke jaringan dengan mekanisme *power wheeling* diizinkan beroperasi paralel di jaringan jika sudah memenuhi syarat penyambungan konsumen sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 5 - Prosedur Penyambungan) dan pola pengoperasiannya diatur dalam OC 1.6.3 (Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit Termal dan Tenaga Air untuk Keamanan Sistem) dan OC 1.6.5 (Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik dalam Keamanan Sistem).

OC 1.6.9 Operasi Interkoneksi dengan Sistem Lain

Apabila terdapat interkoneksi dengan sistem lain, pengaturan frekuensi dilakukan sistem yang lebih besar dan masing-masing pengatur beban memonitor batas transfer yang telah disepakati. Perlu disepakati pertahanan sistem apabila terjadi gangguan di titik interkoneksi atau jaringan di suatu sistem yang mempengaruhi sistem lainnya berikut dengan *standard operating procedure* (SOP) pemulihannya. Syarat interkoneksi mengikuti aturan penyambungan interkoneksi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 4.2 - Persyaratan Teknis untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), (CC 4.3 - Persyaratan Pendukung untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), dan (CC 5 - Prosedur Penyambungan).

OC 2 Margin Cadangan Operasi

OC 2.1 Cadangan operasi yaitu:

- a. cadangan berputar, didefinisikan sebagai jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia, tidak dibebani, dan beroperasi dalam sistem. unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban *interruptible* yang dapat dilepas dalam waktu 10 (sepuluh) menit, tergantung dari opsi yang dipilih oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), dapat dianggap sebagai cadangan berputar. Pengelola operasi sistem harus menyiapkan cadangan putar dari pembangkit respons cepat

(*fast response*) paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari 1 (satu) unit terbesar yang beroperasi;

- b. cadangan dingin, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 4 (empat) jam; dan
- c. cadangan jangka panjang, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam tetapi kurang dari 2 (dua) hari.

OC 2.2 Margin Cadangan (kebutuhan minimum) harus tersedia setiap saat:

- a. cadangan berputar lebih besar atau sama dengan kapasitas unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem;
- b. cadangan berputar ditambah cadangan dingin lebih besar atau sama dengan 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem; dan
- c. cadangan berputar ditambah cadangan dingin ditambah cadangan jangka panjang lebih besar atau sama dengan 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem ditambah margin keandalan. Tambahan margin keandalan ini dapat dinyatakan dalam persentase terhadap beban puncak harian atau dalam MW, yang perhitungannya berdasarkan studi energi tak terlayani dan/atau *loss of load probability*.

Kriteria ini harus ditinjau ulang dan diperbarui secara periodik untuk menjamin efektifitas biaya dan keandalan sistem.

OC 3 Pengendalian Frekuensi

OC 3.1 Frekuensi di sistem akan konstan apabila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Frekuensi di sistem akan naik apabila total pembangkitan melebihi total beban ditambah rugi-rugi. Frekuensi sistem akan turun apabila total beban ditambah rugi-rugi melebihi total pembangkitan. Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pelanggan akhir.

Frekuensi sistem dipertahankan dalam kisaran $\pm 0,20$ (nol koma dua nol) Hz di sekitar 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz, kecuali dalam priode *transient* yang singkat, di mana penyimpangan sebesar $\pm 0,50$ (nol koma lima nol) Hz atau lebih diizinkan, serta selama keadaan darurat. Pengendalian frekuensi dicapai melalui:

- a. aksi *governor* unit pembangkit (pengendalian primer);
- b. unit pembangkit yang memiliki AGC (pengendalian sekunder);

- c. perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) ke unit pembangkit untuk menaikkan atau menurunkan tingkat pembebanan unit pembangkit dalam rangka mengantisipasi perubahan beban;
- d. penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban sistem;
- e. pengurangan beban secara manual;
- f. peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah;
- g. pelepasan generator oleh relai frekuensi lebih; dan
- h. semua jenis pembangkit termasuk EBT intermiten harus berkontribusi dalam menjaga kualitas frekuensi.

OC 3.2 Kesalahan Waktu (*Time Error*)

Dalam rangka menyediakan indikasi waktu yang andal bagi peralatan pelanggan yang menghitung jam berdasarkan frekuensi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk menghindari kesalahan waktu (*time error*) lebih dari 30 (tiga puluh) detik setiap saat.

OC 3.3 *Governor* Reaksi Cepat unit pembangkit

Unit pembangkit harus beroperasi dengan *governor* reaksi cepat, dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. untuk pembangkit *thermal*, *deadband* maksimum $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz dan *speed droop* maksimum 5% (lima persen); dan
- b. untuk pembangkit hidro, *deadband* maksimum $\pm 0,05$ (nol koma nol lima) Hz dan *speed droop* maksimum 4% (empat persen).

Unit pembangkit harus mengikuti *setting* di atas kecuali diizinkan atau diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengatur *setting* pada tingkat yang lain.

OC 3.4 Pembangkit yang Memiliki *Automatic Generation Control* (AGC)

Operator unit pembangkit yang berkemampuan AGC harus segera mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengaktifkan atau mematikan AGC. Jumlah rentang pengaturan dari unit pembangkit ber-AGC harus dijaga paling sedikit sebesar 2,5% (dua koma lima persen) dari beban sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.

OC 3.5 Pengurangan Tegangan untuk Mengurangi Beban Sistem

Dalam hal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,70 (empat puluh sembilan koma tujuh nol) Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan bahwa terjadi keadaan darurat di sistem. Dalam hal ini pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan unit di bawah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan operator unit pembangkit untuk mengurangi tegangan sebagaimana dijelaskan di Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan). Dalam hal sistem telah dipulihkan ke kondisi normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengembalikan tegangan ke kisaran normal.

OC 3.6 Pengurangan Beban Secara Manual

Dalam hal selama keadaan darurat pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,50 (empat puluh sembilan koma lima nol) Hz dan cadangan pembangkitan yang ada tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan ke pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik untuk secara manual melepas beban yang termasuk kategori dapat diputus (*interruptible*).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat pula memerintahkan pelepasan beban secara manual di kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*).

OC 3.7 Peralatan Pelepasan Beban secara Otomatis oleh Frekuensi Rendah

Dalam rangka menjamin keseimbangan antara beban dan pembangkitan dalam keadaan darurat, paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari beban sistem harus dapat dikontrol oleh peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah yang dievaluasi setiap tahun atau sewaktu-waktu diperlukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Beban sensitif yang ditetapkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dilarang masuk dalam program pelepasan beban (*load shedding*) oleh relai frekuensi rendah. Pelepasan beban paling banyak 10 (sepuluh) tahapan yang tersebar secara geografis dan harus disediakan dan selalu dipertahankan. Pelepasan beban tahap pertama harus diatur pada frekuensi yang cukup rendah sehingga terlepasnya pembangkit terbesar di sistem tidak akan menyebabkan bekerjanya tahap pertama tersebut. Tahap terakhir pelepasan

beban harus diatur pada frekuensi di atas nilai *setting under frequency* yang tertinggi dari generator yang dilengkapi relai frekuensi rendah, sehingga tidak ada unit pembangkit yang terlepas sebelum pelepasan beban tahap terakhir bekerja.

OC 3.8 Peralatan Pelepasan Pembangkit secara Otomatis

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berwenang melepas unit pembangkit secara otomatis pada kondisi tertentu untuk mengamankan sistem. Kondisi tertentu tersebut meliputi namun tidak terbatas pada skema sistem isolasi terpisah (*islanding system*), keterbatasan jalur evakuasi daya pembangkit, dan kestabilan sistem.

OC 4 Pengendalian Tegangan

Menjaga tegangan sistem pada sekitar tingkat nominal diperlukan untuk mengurangi rugi-rugi jaringan dan ancaman *voltage collapse* serta masalah stabilitas *transient*, *dynamic* dan *steady state*. Pengendalian tegangan juga diperlukan untuk menghindari kerusakan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi, baik oleh tegangan yang terlalu rendah maupun tegangan yang terlalu tinggi, serta untuk menjamin bahwa tegangan di sisi pelanggan berada dalam tingkat yang dapat diterima. Selain itu, ketidakseimbangan tegangan dan harmonik harus dikendalikan pula untuk memberi pelayanan yang memuaskan ke pelanggan.

OC 4.1 Pengendalian tegangan dicapai dengan langkah berikut:

- a. generator sinkron yang dilengkapi pengaturan tegangan. Penambahan *stabilization control loops* atau *power system stabilizer* (PSS) pada pengaturan tegangan memperbaiki stabilitas dinamik dari sistem;
- b. *synchronous condenser*;
- c. *compensator* VAR statik;
- d. kapasitor paralel (*shunt*);
- e. reaktor *shunts*; dan
- f. perubahan *tap* transformator.

OC 4.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua GI dan untuk menyampaikan informasi tersebut ke unit pembangkit. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk mengarahkan operasi sistem sehingga tegangan sistem berada dalam tingkat yang aman. Operator peralatan pengendali tegangan sebagaimana dimaksud dalam OC 4.1 harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengoperasikan peralatan. Apabila terdapat masalah dalam memenuhi kebutuhan ini harus dilaporkan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 4.3 Ketidakseimbangan Tegangan

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyeimbangkan impedansi *phase* jaringan guna membatasi ketidakseimbangan tegangan. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyeimbangkan arus *phase* pada titik sambung guna membatasi tegangan urutan negatif kurang dari 1% (satu persen) sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3 - Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan).

OC 4.4 Harmonik Tegangan dan Arus

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa kontribusi mereka terhadap distorsi harmonik pada titik sambung dengan level tegangan yang berbeda tidak melebihi yang sudah diatur dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3.1 - Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mereduksi distorsi harmonik guna membatasi harmonik tersebut.

OC 4.5 Kedip dan *Flicker* Tegangan

Kedip tegangan disebabkan oleh asut motor sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.4 - Fluktuasi Tegangan). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa operasi mereka tidak menyebabkan *flicker* tegangan atau kelip berulang-ulang yang melebihi batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.4 - Fluktuasi Tegangan). Jika batas tersebut dilampaui, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus mencari penyebab masalah dan mengambil langkah yang diperlukan untuk memperbaiki pelanggaran kriteria ini.

Untuk menjaga kelip tegangan yang disebabkan oleh gangguan sistem selama kurang dari 30 (tiga puluh) *cycle*, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mempunyai *filter* tersendiri.

OC 5 Proteksi Jaringan

Peralatan proteksi jaringan dan koordinasi proteksi yang memadai diperlukan untuk memproteksi komponen jaringan dan untuk membatasi dampak gangguan apabila terjadi gangguan atau kegagalan peralatan. Persyaratan rinci tercantum dalam *Appendix 1* Aturan Penyambungan (CCA1 2.3 - Peralatan Proteksi yang Diperlukan).

- OC 5.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyerahkan rencana perubahan skema proteksi ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk dipelajari dan disahkan.
- OC 5.2 Skema proteksi jaringan harus memberikan kemungkinan untuk pemanfaatan rating termal jangka pendek peralatan penghantar dan GI dengan nilai rating yang dideklarasikan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero).
- OC 5.3 Jika seluruh atau sebagian dari suatu skema proteksi gagal atau tidak bekerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus memutuskan untuk:
- a. memadamkan peralatan yang diproteksi oleh skema proteksi tersebut;
 - b. membiarkan peralatan tetap bertegangan tanpa proteksi primer selama periode tertentu sepanjang proteksi cadangan tersedia dan memadai; atau
 - c. memasang skema proteksi sementara.
- OC 6 Stabilitas Sistem
- Sistem menghadapi beberapa jenis gangguan besar yang berkaitan dengan masalah stabilitas, antara lain:
- a. ketidakstabilan *transient*, terjadi jika ada bagian dari sistem berosilasi tidak teredam dan berakhir dengan terpisahnya sistem (biasanya dalam beberapa detik). gangguan semacam ini biasanya terjadi setelah suatu gangguan hubung singkat besar atau terlepasnya beberapa unit pembangkit;
 - b. ketidakstabilan dinamik, di mana osilasi kecil tidak teredam terjadi yang diawali oleh sebab yang tidak jelas, yaitu karena sistem dioperasikan terlalu dekat dengan kondisi tidak stabil; dan
 - c. ketidakstabilan tegangan, yaitu merosotnya tegangan sistem lebih rendah dari suatu tingkat atau batas kemampuan peralatan pengendali tegangan dalam mengembalikan tegangan ke tingkat yang dapat diterima. Dalam kasus tersebut kenaikan rugi-rugi daya reaktif memperburuk permasalahan sehingga memperluas dan mempercepat penurunan tegangan seluruh sistem dan mengarah ke *voltage collapse*.

OC 6.1 Koordinasi Analisis Stabilitas

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk melakukan atau mengatur terselenggaranya studi yang diperlukan untuk menentukan batas operasi yang aman yang dapat melindungi sistem dari ancaman masalah ketidakstabilan, termasuk yang disebabkan oleh *credible outages*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan data dan informasi yang diperlukan untuk mendukung studi tersebut sesuai yang tercantum dalam Aturan Kebutuhan Data.

OC 6.2 Tanggung Jawab Operasional dalam Hal Stabilitas

Tanggung jawab para pihak yang terlibat dalam pengoperasian sistem untuk mempertahankan stabilitas operasi, antara lain:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengoperasikan sistem dalam batas operasi yang aman yang ditetapkan melalui studi berkala tentang stabilitas. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyebutkan keterbatasan kapasitas *static compensator*, reaktor, dan kapasitor yang menyebabkan jaringan beroperasi di luar batas normal;
- b. pengelola pembangkit harus mempertahankan peralatan pengendali tegangan dan alat kendali lain untuk menjamin bahwa dukungan daya reaktif sepenuhnya (rincian persyaratan mengacu ke Aturan Penyambungan) tersedia bagi sistem. Pengelola pembangkit harus mempertahankan kemampuan daya reaktif unit pembangkit sesuai dengan desain peralatan. unit pembangkit dilarang dilepas dari sistem selama terjadinya gangguan, kecuali:
 1. kondisi frekuensi atau tegangan pada saat itu melebihi atau sangat kurang sehingga dapat merusak peralatan; atau
 2. apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah menyetujui dilakukannya pelepasan tersebut;
- c. pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memelihara peralatan pengendali tegangan di instalasi yang menjadi wewenang pengelola distribusi PT PLN (Persero) sehingga peralatan akan bekerja seperti yang diinginkan untuk mendukung tegangan jaringan transmisi dan tegangan jaringan distribusi; dan

- d. konsumen tenaga listrik harus memelihara semua peralatan pengendali tegangan yang dibutuhkan sesuai dengan PJBL sehingga peralatan akan bekerja sesuai dengan yang diinginkan untuk mendukung tegangan sistem selama kondisi normal dan kondisi gangguan.

OC 7 Prosedur Darurat

Keadaan darurat pada sistem dianggap terjadi apabila:

- a. kapasitas margin cadangan atau tegangan sistem kurang dari tingkat yang dapat diterima;
- b. gangguan telah menyebabkan sistem terpisah dan/atau pemadaman sebagian atau total; dan
- c. badai, gempa bumi, huru-hara, dan sebagainya yang mengancam keamanan sistem.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti prosedur yang tercantum dalam OC 7.2 (Pengumuman Kekurangan Daya), OC 7.3 (Pemberitahuan Kekurangan Daya), OC 7.4 (Pengumuman Keadaan Darurat Sistem), OC 7.5 (Pemberitahuan Keadaan Darurat), dan OC 7.6 (Ruang Operasi Darurat) untuk mengembalikan kondisi sistem secepatnya ke keadaan aman.

OC 7.1 Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memelihara dan mendistribusikan petunjuk prosedur keadaan darurat sistem beserta daftar rinci semua pihak yang harus diberitahu bahwa sistem dalam keadaan darurat, termasuk nomor telepon dinas dan telepon rumah, serta alternatif penyampaian lain apabila mereka tidak berada di rumah. Petunjuk tersebut harus menetapkan tempat ke mana petugas utama harus melapor untuk pelaksanaan pemulihan.

OC 7.2 Pengumuman Kekurangan Daya

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan suatu kondisi kekurangan daya apabila:

- a. cadangan operasi merosot di bawah kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya; atau
- b. cadangan operasi dalam rencana bulanan diperkirakan akan kurang dari kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan keadaan kekurangan daya paling sedikit 7 (tujuh) hari sebelumnya.

OC 7.3 Pemberitahuan Kekurangan Daya

Setelah kekurangan daya diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) bahwa telah terjadi kekurangan daya dan agar mempersiapkan pelepasan beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) untuk mempertahankan tingkat cadangan operasi minimum. Besarnya beban *interruptible* yang harus dilepas oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus berdasarkan target yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Target tersebut harus diusahakan proporsional dengan beban tersambung masing-masing pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- b. memberitahu pengelola pembangkit bahwa telah terjadi atau mungkin akan terjadi kekurangan daya dan agar berusaha untuk menambah daya tersedia di setiap unit pembangkit; dan
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero).

OC 7.4 Pengumuman Keadaan Darurat Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengumumkan adanya keadaan darurat dalam hal:

- a. cadangan berputar di sistem turun ke tingkat di bawah kebutuhan minimum;
- b. pembebanan yang tinggi pada ruas transmisi sehingga dapat menyebabkan ketidakstabilan sistem;
- c. tegangan sistem yang rendah dan dapat membawa ke kondisi *voltage collapse* dan semua upaya yang ada telah dilakukan untuk mengatasi masalah;
- d. gangguan jaringan telah menyebabkan terpisahnya sistem dan/atau pemadaman sebagian atau total; atau
- e. terdapat ancaman badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara, dan sebagainya yang berdasarkan pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengancam keamanan sistem.

OC 7.5 Pemberitahuan Keadaan Darurat

Setelah keadaan darurat di sistem diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera melakukan pemberitahuan berikut:

- a. memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melalui fasilitas pesan operasi (*grid operations message system*) bahwa keadaan darurat di sistem telah diumumkan;
- b. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengenai besar pengurangan beban yang diperlukan (apabila diperlukan);
- c. memberitahu kepada Direksi PT PLN (Persero); dan
- d. memberitahu pimpinan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perlunya mengaktifkan ruang operasi darurat.

Pemberitahuan harus secara ringkas dan jelas menyebutkan masalah yang terjadi dan tindakan yang diharapkan dari penerima pemberitahuan.

OC 7.6 Ruang Operasi Darurat

Ruang operasi darurat (ROD) diperuntukkan bagi manajemen untuk memantau, menganalisis, dan membuat strategi terkait yang sedang dilakukan oleh *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengatasi keadaan darurat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghubungi pihak yang bertanggung jawab yang terdaftar dalam petunjuk prosedur keadaan darurat di sistem dan meminta pengaktifan ruang operasi darurat (ROD).

OC 7.7 Pelatihan Keadaan Darurat

Pelatihan keadaan darurat harus dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur dan respons baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 7.8 *Back Up Control Center*

Untuk mengendalikan operasi sistem apabila ruang kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengalami gangguan teknis atau nonteknis, pengendalian operasi sistem dialihkan ke *backup control center* yang telah disiapkan.

OC 7.9 Pelatihan Cadangan Ruang Kontrol Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Pelatihan kondisi pengalihan kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus menyimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur dan respons baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 8 Prosedur Pemulihan Sistem

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti pengarahan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memastikan bahwa pemulihan sistem berlangsung cepat, aman, dan menghindari masalah yang tidak perlu terjadi.

OC 8.1 Prosedur Pemulihan dari Terpisahnya Sistem Menjadi Sistem Isolasi Terpisah (*Islanding System*)

Dalam hal telah terjadi 1 (satu) atau lebih sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil, urutan berikut harus diikuti:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus secepatnya menilai keadaan sistem dan menentukan tingkat dan sifat kerusakan fasilitas peralatan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik transmisi harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam membuat penilaian;
- b. menstabilkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) pada frekuensi 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz dan menyinkronkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) secepat mungkin;
- c. memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus atau padam untuk memulai proses pengasutan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. mengasut unit pembangkit yang tidak beroperasi yang menurut pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- e. mengasut unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap di kawasan yang padam dan menyinkronkan unit pembangkit ketika pasokan ke titik sambung pusat listrik

telah dipulihkan dan telah diizinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk disinkronkan;

- f. menaikkan daya keluar unit pembangkit sesuai dengan perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Perlu diperhatikan agar tidak melakukan pembebanan berlebih pada penghantar dan/atau pembebanan yang mengakibatkan kondisi tegangan rendah;
- g. memulihkan pasokan ke GI yang padam secepat mungkin guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka tutup (*switching*) PMT. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengantisipasi kemungkinan terjadinya tegangan lebih yang disebabkan oleh arus *charging* ketika menutup ruas transmisi yang panjang;
- h. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk memulai pemulihan penyulang distribusi dengan menghindari pembebanan lebih ruas transmisi dan keadaan tegangan rendah serta menghindari turunnya cadangan putar ke tingkat yang tidak aman. Setelah padam cukup lama, mungkin diperlukan pembebanan penyulang secara bertahap untuk menghindari terjadinya beban lebih pada penyulang;
- i. menghindari menghubungkan unit pembangkit yang terisolasi ke beban lokal yang terisolasi, kecuali apabila tidak mungkin menyinkronkan unit pembangkit terlebih dahulu untuk kestabilan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) dan unit pembangkit telah dinyatakan mampu memikul beban terpisah; dan
- j. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tidak mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selama proses pemulihan harus dihadapkan pada proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Kalimantan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Manajemen Jaringan (GMC 5 - Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Kalimantan).

OC 8.2 Prosedur Pemulihan Padam Total

Pemulihan sistem setelah kejadian pemadaman total merupakan proses yang jauh lebih sulit dan memakan waktu panjang dibandingkan pemadaman sebagian. Dalam hal terjadi pemadaman total, langkah berikut harus ditambahkan pada kasus pemadaman sebagian:

- a. unit pembangkit yang mempunyai fasilitas asut gelap mampu memikul beban terpisah (*independent load pickup*) harus diasut dan diikuti dengan proses pemberian tegangan (*energize*) ruas penghantar, pemberian tegangan (*energize*) GI,

- dan pembebanan lokal. Sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang terbentuk harus diperluas dengan menambahkan pembangkitan lokal, ruas penghantar, GI, dan beban. Ketika memperluas sistem isolasi terpisah (*islanding system*) perlu perhatian khusus untuk menghindari ketidakstabilan tegangan;
- b. setelah beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil terbentuk, sistem isolasi terpisah (*islanding system*) tersebut harus diperluas sehingga sistem yang semula terpisah dapat disinkronkan dengan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) lainnya;
 - c. karena durasi dan lingkup pemadaman total jauh lebih besar dibandingkan pemadaman sebagian, pembebanan unit pembangkit harus secara bertahap untuk menghindari beban lebih pada penyulang dan untuk memungkinkan penstabilan beban. Selain itu, banyak fasilitas penyimpan energi (*energy storage*) di GI dan pusat listrik harus diisi ulang sebelum pengoperasian kembali fasilitas tersebut; dan
 - d. usaha pemulihan sistem sesuai dengan *standard operating procedure* (SOP) pemulihan sistem yang disusun oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan direviu secara berkala.

OC 9 Koordinasi Keselamatan

Bagian ini menjelaskan prosedur proses buka tutup (*switching*) PMT dan pembebasan bagian instalasi untuk menjamin bahwa pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat dilaksanakan dengan aman. Hal ini diterapkan apabila pekerjaan dan/atau pengujian yang akan dilakukan memerlukan koordinasi keselamatan kerja dan keselamatan peralatan antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Selain itu, bagian ini memberi garis besar prosedur yang harus diikuti pada saat kegiatan pemeliharaan dan pengujian akan dilaksanakan di jaringan transmisi oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan proses perizinan kerja yang tercantum dalam OC 9.2 (Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi).

OC 9.1 Koordinator Keselamatan Kerja

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) suatu titik sambung baru, masing-masing pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik harus menunjuk seorang koordinator keselamatan kerja.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus saling memberitahu secara tertulis mengenai identitas koordinator keselamatan kerja yang ditunjuk. Dalam hal akan mengganti koordinator keselamatan kerja yang telah ditunjuk, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis identitas koordinator keselamatan kerja yang baru.

Koordinator keselamatan kerja harus bertanggung jawab tentang semua hal yang menyangkut keselamatan personel selama kegiatan pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 9.2 Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi

Suatu proses perizinan kerja telah ditetapkan untuk menjamin keselamatan pelaksanaan prosedur pemeliharaan peralatan tegangan tinggi. Proses ini meliputi koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), personel keselamatan kerja dan personel pemeliharaan yang melaksanakan pekerjaan, serta pengalihan kewenangan dari suatu grup ke grup yang lain selama kegiatan pemeliharaan dan pengujian melalui penggunaan formulir khusus perizinan kerja. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan izin kerja untuk pekerjaan di jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV.

Prosedur keselamatan kerja yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV dituangkan dalam dokumen prosedur pelaksanaan pekerjaan pada instalasi listrik tegangan tinggi atau tegangan ekstratinggi Sistem Kalimantan yang disusun oleh pemilik pekerjaan yaitu pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Setiap pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terkait, paling lambat 7 (tujuh) hari sebelum pelaksanaan pekerjaan.

OC 9.3 Proses perizinan pekerjaan untuk pemeliharaan peralatan tegangan tinggi harus meliputi langkah berikut:

- a. proses dimulai dengan pengajuan formulir permohonan izin kerja ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempelajari rencana yang diajukan dalam kaitannya dengan tindakan buka tutup PMT (*switching*) dan rekonfigurasi jaringan transmisi untuk menjamin tingkat keandalan dan keamanan dapat dijaga. Jika rencana yang diajukan dianggap memenuhi syarat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan izin kerja yang diminta;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan manuver buka tutup PMT (*switching*) yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;
- d. personel pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik menyampaikan formulir rencana kerja kepada koordinator keselamatan kerja untuk disahkan dan ke operator GI yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan membumikan (*grounding*) peralatan;
- e. operator GI mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja sebagaimana dimaksud dalam huruf d dan menyampaikannya kepada staf pemeliharaan yang akan bertanggung jawab melaksanakan pekerjaan;
- f. operator GI selanjutnya melakukan pemisahan dan pembumian (*grounding*) lokal serta memasang tanda yang diperlukan pada peralatan *switching*;
- g. staf pemeliharaan melaksanakan pekerjaan pemeliharaan;
- h. staf pemeliharaan mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja dan mengembalikannya ke operator GI. Operator GI selanjutnya bertanggung jawab untuk melepas tanda dari peralatan *switching*, membuka pembumian, dan menutup PMS;
- i. koordinator keselamatan kerja mengesahkan selesainya kegiatan operator GI dalam formulir rencana kerja dan mengembalikannya kepada pemilik pekerjaan. Pemilik pekerjaan menyatakan bahwa pekerjaan telah selesai dan pemberian tegangan (*energize*) peralatan dapat dilaksanakan. personel pengelola transmisi PT PLN (Persero), Pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik selanjutnya memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa peralatan dapat dioperasikan; dan

- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memimpin manuver buka tutup PMS dan PMT (*switching*) untuk melakukan pemberian tegangan kembali (*reenergize*) fasilitas tersebut dan merekonfigurasi jaringan transmisi kembali ke keadaan semula.

OC 10 Penghubung Operasi

Bagian ini memberi garis besar prosedur umum bagi koordinasi dan pertukaran informasi operasi di antara pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi ke sistem.

OC 10.1 Kebutuhan untuk Memberitahu Operasi

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas sistem dan untuk mengomunikasikan informasi tersebut ke internal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan informasi mengenai kegiatan atau kondisi operasi yang dapat mempengaruhi keamanan dan keandalan sistem kepada pihak terkait.

Pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggung jawab untuk memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian terencana yang dapat mempengaruhi operasi normal dari setiap bagian sistem.

Apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat mempengaruhi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang lain, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera memberitahu kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat terpengaruh.

Pada saat menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian, penerima berita dapat menghubungi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik itu harus:

- a. memberi jawaban yang diminta; dan
- b. mengedarkan salinan pertanyaan dan jawaban ke semua penerima pemberitahuan.

OC 10.1.1 Masalah operasi yang harus dilaporkan, meliputi tetapi tidak terbatas pada:

- a. pengeluaran pusat pembangkit listrik dan/atau peralatan penyaluran dari operasi sistem untuk keperluan pemeliharaan atau pengujian yang mungkin mengurangi keandalan sistem;
- b. pelaksanaan pengujian peralatan unit pembangkit meskipun kegiatan tersebut tidak memerlukan penghentian pelayanan dari peralatan unit pembangkit;
- c. pengoperasian PMT, PMS, atau alat pembumian (*grounding*) yang belum mendapat izin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus tertentu, pemilik instalasi dapat mengoperasikan peralatan yang belum mendapat izin untuk melindungi personel atau peralatan. Dalam kasus tersebut, operasi yang dilakukan dan penyebabnya harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. segala bentuk operasi yang bersifat mendadak dan tidak standar, kecuali telah diizinkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- e. suatu masalah operasi tidak dapat dipecahkan dengan segera, antara lain mengenai perkiraan lamanya masalah operasi dan kemungkinan pengaruhnya harus dilaporkan kepada pihak yang terkena dampak.

OC 10.1.2 Pemberitahuan yang diperlukan dalam rangka memenuhi ketentuan sebagaimana dimaksud dalam OC 10 (Penghubung Operasi) harus berisi penjelasan operasional yang cukup rinci agar penerima dapat menilai operasi tersebut dan dampaknya. Pemberitahuan harus berisi nama dan nomor telepon dari personel yang melaporkan operasi tersebut dan penerima berita dapat mengajukan pertanyaan untuk meminta penjelasan. Pemberitahuan harus disampaikan sedini mungkin.

OC 10.2 Kepentingan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) untuk Memberitahu Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik tentang Kejadian di sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyampaikan informasi kejadian di sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah terpengaruh oleh kejadian tersebut. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem harus menyediakan informasi tentang kejadian yang telah atau mungkin akan berdampak pada keandalan sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian tak terencana yang telah atau mungkin akan

berpengaruh terhadap operasi normal dari bagian sistem. Jika diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) selaku operator sistem harus meneliti kejadian tak terencana beserta alasannya.

OC 10.2.1 Laporan kejadian dan jawaban tentang semua pertanyaan mengenai laporan dapat diberikan secara lisan kemudian ditindaklanjuti secara tertulis. Laporan tertulis harus:

- a. berisi nama, posisi, dan organisasi dari personel yang menerbitkan laporan, tanggal, serta waktu penerbitan;
- b. melingkupi implikasi dan risiko operasional yang timbul dari kejadian tersebut secara rinci sehingga memungkinkan penerima untuk mengkajinya; dan
- c. merinci kronologis kejadian apabila telah berdampak pada keselamatan manusia.

OC 10.2.2 Kejadian yang harus dilaporkan, meliputi tetapi tidak terbatas pada:

- a. kegagalan atau kesalahan operasi alat kendali, komunikasi, peralatan ukur, dan perubahan kapabilitas fasilitas pusat listrik dan penghantar;
- b. waktu pada saat suatu unit pembangkit atau peralatan dioperasikan melebihi kapasitasnya;
- c. aktifnya suatu alarm yang menunjukkan kondisi operasi tidak normal; dan
- d. kondisi cuaca yang mempengaruhi atau mungkin mempengaruhi operasi.

OC 10.2.3 Dalam hal laporan tentang kejadian diberikan secara lisan:

- a. laporan tersebut harus didiktekan oleh pengirim ke penerima; dan
- b. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan setelah seluruh laporan lengkap, penerima harus membaca ulang seluruh laporan ke pengirim untuk mengonfirmasi ketepatannya.

OC 10.3 Kejadian Penting

Kejadian penting merupakan kejadian yang atas penilaian pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) telah berpengaruh penting pada sistem.

Selain itu, kejadian penting meliputi kejadian yang diyakini oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya. Pelaporan

kejadian penting harus secara tertulis sesuai yang diatur dalam OC 11 (Pelaporan Kejadian Penting).

OC 10.3.1 Kejadian yang perlu dilaporkan secara tertulis ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan hal yang menyebabkan, tapi tidak terbatas pada:

- a. ketidakstabilan sistem;
- b. penyimpangan frekuensi di luar batas yang telah ditetapkan;
- c. tingkat tegangan di luar batas yang telah ditetapkan; atau
- d. pemadaman beban konsumen tenaga listrik akibat pengoperasian.

OC 10.4 Fasilitas Komunikasi Operasional

Semua pihak yang terinterkoneksi ke sistem harus menyediakan dan memelihara fasilitas komunikasi utama dan cadangan yang dibutuhkan, antara lain suara, data operasional, dan komunikasi SCADA.

OC 10.4.1 Kantor Perwakilan Komunikasi Operasional

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menetapkan sebuah kantor perwakilan yang bertugas untuk memberi atau menerima komunikasi operasional terkait dengan fasilitas yang dimilikinya. Kantor ini bertanggung jawab dalam pengoperasian dan pemeliharaan peralatan komunikasinya; dan
- b. kantor perwakilan harus memberikan informasi berikut:
 1. sebutan bagi personel penghubung;
 2. nomor telepon personel;
 3. alamat *e-mail* personel;
 4. nomor faksimile; dan
 5. lokasi.

OC 10.4.2 Perekaman Komunikasi Operasional

Berikut ini merupakan ketentuan minimum yang berkaitan dengan perekaman komunikasi operasional:

- a. setelah membuat atau menerima suatu komunikasi operasional, pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus segera mencatat setiap komunikasi operasional telepon secara tertulis dalam buku *log* atau dengan metode lain yang permanen dan dapat diperiksa;

- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara *dispatcher* dan personel operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. rekaman komunikasi operasional harus mencakup waktu dan isi setiap komunikasi dan harus memberi identitas pihak yang berkomunikasi;
- d. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan membaca ulang kepada pengirim seluruh laporan yang diterimanya untuk mengonfirmasikan ketepatannya, kecuali jika sifat komunikasi memerlukan tindakan segera; dan
- e. *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyimpan semua catatan komunikasi operasional termasuk rekaman suara paling sedikit 5 (lima) tahun untuk rekaman tertulis dan 1 (satu) tahun untuk rekaman suara. Catatan atau rekaman disimpan untuk bahan penyelesaian perselisihan dan evaluasi prosedur operasional selama operasi normal, operasi darurat, atau proses pemulihan sistem.

OC 10.5 Pertemuan Koordinasi Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) dengan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

- a. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilaksanakan secara rutin setiap bulan. Pertemuan ini tidak diwajibkan bagi konsumen tenaga listrik; dan
- b. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola distribusi PT PLN (Persero) dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun dan harus diikuti oleh konsumen tenaga listrik.

OC 11 Pelaporan Kejadian Penting

Kejadian penting yang mencakup kecelakaan atau kejadian tak biasa yang telah mengganggu operasi sistem atau telah menyebabkan atau dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau pemadaman harus dikaji bersama oleh pengelola operasi sistem PT PLN (persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh. Kajian tersebut harus mendalam untuk menambah pengetahuan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai sifat operasional sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan.

Hasil kajian gangguan harus tersedia bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

OC 11.1 Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting

Berdasarkan tingkat keseriusan dan lamanya suatu peristiwa atau kejadian penting, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dalam kejadian harus segera menyampaikan laporan tertulis termasuk rincian kondisi kejadian yang berlangsung untuk melengkapi laporan lisan yang mungkin sudah disampaikan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dengan suatu kejadian penting harus segera menyampaikan laporan tertulis setelah kejadian tersebut. Laporan pendahuluan kejadian penting dalam bentuk konsep (*draft*) harus segera disampaikan paling lambat 4 (empat) jam terhitung sejak kejadian penting. Laporan tersebut paling sedikit berisi informasi sesuai yang diatur dalam OC 11.2 (Laporan Pendahuluan Kejadian Penting). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terlibat harus menyerahkan laporan pendahuluan kejadian penting paling lambat 24 (dua puluh empat) jam terhitung sejak kejadian penting.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan laporan final kejadian penting paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak kejadian penting, yang memuat antara lain penyebab gangguan atau kejadian, jumlah dan lamanya gangguan atau kejadian, dan rekomendasi apabila terdapat perubahan prosedur operasi, kebutuhan pelatihan, atau usulan perubahan ketentuan Aturan Jaringan Kalimantan.

OC 11.2 Laporan Pendahuluan Kejadian Penting

Laporan pendahuluan kejadian penting harus paling sedikit memuat:

- a. waktu dan tanggal kejadian;
- b. uraian kejadian;
- c. lama kejadian;
- d. peralatan spesifik yang langsung terlibat dalam kejadian, termasuk pengendali sistem dan peralatan proteksi;
- e. jumlah beban dan/atau pembangkitan yang terputus (dalam MW); dan
- f. perkiraan waktu dan tanggal pulihnya pelayanan serta prakiraan rencana tindak lanjut yang harus dilakukan agar kejadian serupa tidak terulang.

OC 11.3 Tinjauan Kejadian Penting

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan suatu tinjauan terhadap suatu kejadian penting di sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan Aturan Jaringan Kalimantan untuk mempertahankan tingkat keandalan sistem yang dapat diterima;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam melakukan tinjauan atau analisis suatu kejadian penting di sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait; dan
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberikan informasi yang berkaitan dengan unjuk kerja peralatan selama dan setelah suatu kejadian penting kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 11.4 Pemeriksaan dan Akses

- a. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memeriksa peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan dalam rangka:
 1. mengkaji pemenuhan tanggung jawab operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terinterkoneksi ke jaringan transmisi sesuai dengan Aturan Jaringan Kalimantan;
 2. menyelidiki ancaman yang telah terjadi atau mungkin dapat terjadi terhadap keamanan sistem; atau
 3. mengkaji terlaksananya pelatihan berkala yang berkaitan dengan kebutuhan operasional peralatan;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu maksud pelaksanaan pemeriksaan paling lambat 2 (dua) hari kerja sebelum pemeriksaan. Pemberitahuan harus mencakup rincian:
 1. nama wakil yang akan melaksanakan pemeriksaan atas nama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 2. waktu mulai pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhir pemeriksaan; dan
 3. alasan rinci dilakukan pemeriksaan;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap tanggung jawab operasional sebagaimana diatur dalam Aturan Jaringan Kalimantan sebelum 6 (enam) bulan

terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali terdapat bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya;

- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan dan dilakukan dalam jangka waktu paling lama 2 (dua) hari kerja;
- e. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakil yang melaksanakan pemeriksaan berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan;
- f. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengizinkan wakil dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya untuk melakukan pemeriksaan;
- g. selama pemeriksaan suatu fasilitas, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakilnya:
 1. tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan;
 2. meyakinkan bahwa penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan, atau material hanya bersifat sementara;
 3. hanya memeriksa operasi peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan);
 4. mengamati kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam hubungannya dengan aktivitas fisik, kesehatan dan keselamatan kerja, serta hal yang terkait hubungan tenaga kerja; dan
 5. mengikuti semua aturan protokoler memasuki fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, jika aturan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses; dan
- h. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada saat memasuki kawasan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 12 Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan

Bagian ini menetapkan prosedur untuk kegiatan pengujian, pemantauan, dan pemeriksaan yang berkaitan dengan parameter berikut:

- a. unjuk kerja unit pembangkit tertentu;
- b. pemeriksaan untuk menguji kesesuaian terhadap Aturan Jaringan Kalimantan dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*);
- c. pengujian untuk verifikasi unjuk kerja sistem kendali dan proteksi, baik di peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik maupun peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang terkait dengan suatu titik sambung;
- d. pemasangan peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam kondisi operasi normal;
- e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara peralatan atau operasi peralatan tersebut dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan
- f. pengujian yang diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik.

OC 12.1 Pengujian

Bagian ini memberi hak yang sama pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambung antara peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, dengan ketentuan:

- a. dalam hal pihak yang merasa peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain tidak memenuhi Aturan Jaringan Kalimantan, boleh mengusulkan pengujian atas peralatan tersebut dengan pemberitahuan tertulis;
- b. jika pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf a telah diberikan, pihak pengusul harus melakukan pengujian pada waktu yang disetujui pihak pemilik;
- c. kedua belah pihak harus bekerja sama dalam melakukan pengujian yang diminta sebagaimana dimaksud dalam huruf a;

- d. biaya pelaksanaan pengujian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dibebankan kepada pihak pengusul, kecuali jika hasil pengujian peralatan yang dipermasalahkan membuktikan bahwa peralatan tersebut tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Kalimantan. Dalam hal peralatan tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Kalimantan, semua biaya pengujian dibebankan kepada pihak pemilik peralatan;
- e. biaya pengujian tidak mencakup biaya kerugian akibat energi tak terjual tetapi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus meminimalkan kerugian tersebut selama proses pengujian. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang melakukan pengurangan atas kesiapan pembangkit yang dideklarasikan sebagai akibat dari pengujian;
- f. pengujian yang diuraikan pada bagian ini harus dilaksanakan menggunakan prosedur uji yang disetujui kedua belah pihak, baik dilakukan sendiri oleh pihak pengusul maupun oleh pihak ketiga. Para pihak dilarang tanpa alasan memperlambat atau menunda persetujuan atas prosedur pengujian. Namun jika para pihak tidak dapat bersepakat tentang prosedur uji, berdasarkan kebiasaan yang baik (*good utility practice*), pihak pengusul yang harus menetapkan prosedur uji;
- g. dalam hal pengujian dilakukan oleh pihak ketiga, pihak pengusul harus meyakinkan pihak pemilik bahwa hanya lembaga atau orang yang memiliki keterampilan dan pengalaman yang akan melakukan pengujian;
- h. pihak yang melakukan pengujian harus terlebih dahulu memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- i. pihak yang tidak melakukan pengujian dapat menunjuk wakil untuk menyaksikan pengujian dan pihak yang menguji harus mengizinkan wakil tersebut untuk hadir pada saat pengujian dilaksanakan;
- j. pihak yang melakukan pengujian harus menyampaikan hasil pengujian dan laporan lain yang terkait kepada pihak lain paling lambat 7 (tujuh) hari setelah pengujian berakhir;
- k. pihak yang melakukan pengujian dapat memasang peralatan uji dan/atau peralatan pemantau ke peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain atau meminta pihak lain untuk memasang suatu peralatan uji dan/atau peralatan pemantau; dan

1. pihak yang melakukan pemantauan sebagai bagian dari suatu pengujian harus memastikan bahwa unjuk kerja peralatan yang dipantau sesuai dengan Aturan Jaringan Kalimantan dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*);

OC 12.2 Pengujian Unit Pembangkit

Pengujian unjuk kerja unit pembangkit dapat dilakukan:

- a. sewaktu-waktu atas usulan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), untuk mengonfirmasikan karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;
- b. secara periodik, dilakukan pemantauan unjuk kerja unit pembangkit oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai yang dideklarasikan, seperti kemampuan *free governor*, AGC/LFC, *house load* dan *black start* (jika tersedia), penambahan beban (*load pick up*), serta fungsi pendukung pengaturan frekuensi dan tegangan; atau
- c. sewaktu-waktu jika pengelola pembangkit meminta untuk dilakukan suatu pengujian terhadap unit pembangkit miliknya, setelah suatu tindakan perbaikan atas permasalahan yang menyebabkan perubahan karakteristik operasi dideklarasikan. Dalam hal ini pengujian harus disaksikan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) agar pengujian dapat dianggap sah untuk merevisi karakteristik operasi yang dideklarasikan.

OC 12.3 Prosedur Pengujian dan Pemantauan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit dapat mengajukan permintaan pengujian suatu unit pembangkit secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang berisi informasi berikut:

- a. tanggal pengajuan permintaan;
- b. tanggal dapat dimulainya pengujian (tanggal pengujian paling cepat 5 (lima) hari kerja setelah tanggal pengajuan permintaan);
- c. nama unit pembangkit;
- d. karakteristik operasi yang akan diuji;
- e. nilai karakteristik operasi yang akan diverifikasi melalui pengujian; dan
- f. kondisi pembebanan spesifik untuk pengujian.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan untuk melakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menolak waktu yang diminta dan menjadwalkan ulang pengujian, setelah berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat setiap saat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit. Namun demikian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang menguji suatu unit pembangkit lebih dari 2 (dua) kali dalam setahun, kecuali jika terjadi keadaan berikut ini:

- a. hasil pengujian menunjukkan bahwa nilai dari 1 (satu) atau beberapa karakteristik operasi tidak sama dengan deklarasi pengelola pembangkit, terlepas dari pengujian yang sebelumnya dirancang untuk menguji karakteristik operasi tersebut atau tidak; atau
- b. kondisi sistem memaksa pengujian sebelumnya harus dihentikan dan dapat dimaklumi bahwa terjadinya kondisi tersebut memang tidak dapat diramalkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus ini, hasil pengujian dianggap tidak ada.

Selama pemantauan terhadap pengujian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memiliki catatan unjuk kerja unit pembangkit sehingga memungkinkan verifikasi independen terhadap hasilnya. Selain itu, jika respons dari unit pembangkit membutuhkan pengujian terhadap frekuensi atau tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyimpan rekaman besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setiap saat dapat memantau unjuk kerja dari unit pembangkit menggunakan data SCADA dengan membandingkan *output* atau respons aktualnya dengan *output* atau respons yang seharusnya dicapai sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan.

Jika melalui pengujian atau pemantauan unjuk kerja unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pengelola pembangkit terkait kegagalan tersebut, termasuk rincian hasil pengujian dan pemantauan.

Setelah menerima pemberitahuan, pengelola pembangkit harus segera memberikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai:

- a. penjelasan tentang kegagalan;
- b. usulan revisi dari karakteristik operasi yang tidak sesuai seperti disyaratkan dalam prosedur sesuai yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi; dan/atau
- c. usulan rencana untuk mengatasi masalah.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus berusaha mencapai kesepakatan mengenai revisi nilai karakteristik pengoperasian yang dideklarasikan yang diusulkan oleh pengelola pembangkit. Jika persetujuan tercapai, pengelola pembangkit harus mendeklarasikan nilai yang direvisi. Jika persetujuan tidak tercapai dalam jangka waktu 3 (tiga) hari kerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan uji ulang dan kedua belah pihak harus mengakui hasil uji ulang tersebut.

OC 12.4 Pengujian peralatan proteksi:

- a. untuk setiap titik sambung, baik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) maupun pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, harus memeriksa dan/atau menguji peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambung, sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan setiap selang waktu 2 (dua) tahun sesudahnya;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung pada suatu titik sambung harus bekerja sama dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam pemeriksaan atau pengujian peralatan proteksi;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menanggung biaya pengujian yang diuraikan dalam bagian ini, kecuali dinyatakan lain dalam perjanjian jual beli atau perjanjian interkoneksi; dan
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan laporan realisasi tahun sebelumnya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambung ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding (*benchmark*) yang disetujui, paling lambat tanggal 1 Maret setiap tahun.

OC 12.5 Pengujian peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pengujian terhadap peralatan miliknya yang:

- a. dapat mempengaruhi keandalan operasi sistem;
- b. mengancam keamanan sistem;
- c. memerlukan pengoperasian sistem secara khusus; atau
- d. dapat mempengaruhi pengukuran listrik yang normal pada titik sambung.

OC 12.6 Pemberitahuan Pengujian

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang berkaitan dengan suatu titik sambung harus memberitahu secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pengujian. Pemberitahuan tersebut harus mencakup:

- a. rincian rencana pengujian yang diusulkan;
- b. perkiraan waktu mulai dan akhir pengujian yang diusulkan;
- c. identifikasi peralatan yang akan diuji;
- d. kondisi sistem yang dibutuhkan untuk melakukan pengujian yang diusulkan;
- e. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap peralatan yang diuji;
- f. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap sistem; dan
- g. nama orang yang bertanggung jawab mengoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan dilaksanakan pengujian pada jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk menjadwalkan ulang pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang terpengaruh dalam memberi persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan melakukan pengujian harus memastikan bahwa orang yang bertanggung jawab dalam mengoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), sesaat sebelum memulai pengujian.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik segera memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) apabila pengujian telah berakhir.

OC 12.7 Pemeriksaan dan Akses

Bagian ini menjelaskan keadaan di mana:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian; dan
- c. prosedur dan keharusan memasuki area instalasi atau fasilitas dan memeriksa instalasi mengikuti aturan pemilik instalasi.

OC 12.8 Hak untuk Memeriksa Peralatan

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik mempunyai hak yang sama untuk saling memeriksa peralatan milik pihak lain pada titik sambung. Hak memeriksa tersebut hanya diberlakukan dalam usaha untuk meyakinkan kesesuaian peralatan dengan Aturan Jaringan Kalimantan;
- b. jika pihak yang memeriksa menganggap bahwa pihak lain tidak mematuhi ketentuan Aturan Jaringan Kalimantan dan bahwa pihak yang memeriksa menjadi atau mungkin akan menjadi korban karenanya, pihak yang memeriksa dapat masuk ke kawasan instalasi milik pihak lain untuk melakukan pemeriksaan;
- c. pihak yang akan memeriksa peralatan milik pihak lain harus memberitahu mengenai maksud pemeriksaan kepada pihak yang diperiksa paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pemeriksaan;
- d. untuk validitas, pemberitahuan sesuai dengan huruf c harus mencakup informasi berikut:
 1. nama wakil yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
 2. waktu mulai pemeriksaan dan perkiraan waktu berakhirnya pemeriksaan; dan
 3. sifat ketidaksesuaian peralatan terhadap Aturan Jaringan Kalimantan yang menjadi objek pemeriksaan;

- e. pihak yang memeriksa dilarang melakukan pemeriksaan sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali untuk memverifikasi unjuk kerja peralatan hasil tindakan koreksi yang telah dilakukan untuk memperbaiki ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan Kalimantan yang ditemukan pada pemeriksaan sebelumnya;
- f. pihak yang diperiksa harus menunjuk seorang yang berkompeten untuk mendampingi wakil dari pihak pemeriksa yang memasuki kawasan miliknya;
- g. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa pemeriksaan sedapat mungkin harus selesai dalam 2 (dua) hari. Jika diperlukan waktu yang lebih lama, kedua belah pihak harus bersepakat penambahan waktu rencana pemeriksaan;
- h. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa wakil yang ditunjuk mampu untuk melakukan pemeriksaan; dan
- i. biaya pemeriksaan harus ditanggung oleh pihak yang memeriksa, kecuali jika ditemukan defisiensi. Dalam hal ini, biaya harus ditanggung oleh pihak yang memiliki defisiensi.

OC 13 Penomoran dan Penamaan Peralatan

Dalam rangka keseragaman, identifikasi peralatan yang berkaitan dengan fasilitas dan peralatan di sistem ditetapkan dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan* untuk memperkecil peluang kesalahan operasi akibat salah pengertian terhadap perintah dalam mengoperasikan peralatan tertentu dalam sistem.

OC 13.1 Penerapan

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan sesuai yang diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan* (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan) berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Unsur dari kode identifikasi peralatan mencakup antara lain:

- a. lokasi geografis peralatan sesuai dengan lokasi area pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. kode nama pusat pembangkit dan nama GI;
- c. kode tingkat tegangan;
- d. kode jenis komponen yang spesifik; dan
- e. kode kegunaan lain yang spesifik.

OC 14 Rating Peralatan

Peralatan penghantar dan GI di sistem harus mempunyai batas pembebanan normal dan darurat yang ditetapkan dan dicatat. Selain itu, konstanta waktu termal jangka pendek dan metode analisis *loss of life* dapat dipakai untuk menetapkan rating peralatan jika analisis itu dilakukan sesuai dengan standar ketenagalistrikan dan persetujuan pembuat peralatan.

Rating penghantar jenis saluran udara harus memperhitungkan batas andongan minimum konduktor dan temperatur lingkungan maksimum yang realistis dan input radiasi matahari.

ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI
(*SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC*)

Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi menjelaskan aturan dan prosedur untuk perencanaan transaksi, perencanaan *outages* transmisi, dan alokasi pembangkit (termasuk EBT intermiten), antara lain meliputi:

- a. rencana operasi tahunan, yang dimuktahirkan setiap 6 (enam) bulan dengan horizon perencanaan 1 (satu) tahun;
- b. rencana operasi bulanan;
- c. rencana operasi mingguan;
- d. rencana operasi harian; dan
- e. *real time* untuk keperluan *dispatch* ulang.

SDC 1 Prinsip Dasar

Persiapan perencanaan operasi memerlukan informasi mengenai perkiraan kesiapan dan mampu pasok pembangkit (cadangan putar, cadangan panas, dan cadangan dingin), kesiapan transmisi, prakiraan beban, dan perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) pembangkit EBT intermiten.

Prosedur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini untuk pembuatan perencanaan operasi (*scheduling*), yang:

- a. mengonsolidasikan informasi mengenai prakiraan beban, kesiapan pembangkit, dan kesiapan transmisi termasuk margin operasi yang memadai, serta memperhitungkan pembangkit EBT intermiten dan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- b. memberikan kesempatan untuk pengaturan pengeluaran (*outages*) pembangkit dan transmisi dengan mempertimbangkan kondisi keandalan, ekonomis, kualitas operasi sistem, dan kepentingan menjaga stabilitas sistem;
- c. memungkinkan optimasi pengoperasian pembangkit hidro dan termal dengan mempertimbangkan kemampuan pembangkit dan transmisi, bahan bakar, biaya *start up*, batasan lingkungan hidup, serta pemenuhan kebutuhan air untuk irigasi dan keperluan lainnya;
- d. membantu dalam identifikasi dan penyelesaian permasalahan operasional; dan

- e. meliputi pengelola pembangkit, yang terdiri atas pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan, pembangkit listrik swasta atau *independent power producer* (IPP), pembangkit sewa, pembangkit konsumen tenaga listrik, pembangkit *power wheeling*, dan pembangkit *excess power*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan prakiraan beban diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan rencana pemeliharaan diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai pernyataan atau deklarasi karakteristik unit pembangkit diatur dalam *Appendix 3 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai perintah pembebanan (*dispatch order*) diatur dalam *Appendix 4 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

SDC 2 Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan *draft* rencana operasi tahunan paling lambat tanggal 1 Oktober. Dalam *draft* tersebut terdapat informasi yang mencakup kebutuhan pembangkit bulanan dengan rincian mingguan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan informasi ini kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Rencana operasi tahunan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 15 Desember untuk perencanaan tahun berikutnya dan proyeksi umum untuk 1 (satu) tahun berikutnya. Rencana operasi tahunan harus mencakup informasi sebagai berikut:

- a. estimasi alokasi bulanan produksi neto pembangkit dan prakiraan beban sistem;
- b. rencana pengeluaran (*outages*) unit pembangkit;
- c. rencana pengeluaran (*outages*) transmisi;
- d. operasi bulanan waduk (PLTA) dengan memperhatikan elevasi air, kondisi lingkungan, serta kebutuhan irigasi dan kebutuhan lainnya;
- e. operasi bulanan pembangkit EBT intermiten dengan memperhatikan prakiraan cuaca (*weather forecast*) dari pengelola pembangkit EBT intermiten, Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG), atau instansi terkait lain;
- f. proyeksi harga energi;

- g. estimasi energi tak terlayani;
- h. alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take or pay* (TOP);
- i. aliran daya dan kendala transmisi;
- j. prediksi *fuel mix*, *capacity factor* (CF) pembangkit, dan susut transmisi;
- k. alokasi tingkat cadangan putar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan sesuai definisi margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi (OC 2.2);
- l. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel menyampaikan rencana kesiapan pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan pembangkit, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian; dan
- m. rencana pembangkitan dan beban pengelola pembangkit *power wheeling*, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian.

Estimasi unjuk kerja sistem yang meliputi kualitas tegangan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 Desember untuk rencana operasi tahun berikutnya.

SDC 2.1 Prosedur Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah (*least cost*) dalam memenuhi prakiraan beban dengan tetap memperhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan.

Kendala jaringan dan konfigurasi jaringan yang sesuai ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan hasil studi aliran daya, hubung singkat, dan stabilitas jaringan.

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus menyampaikan prakiraan beban setiap GI untuk 1 (satu) tahun yang akan datang, paling lambat tanggal 1 September untuk rencana operasi tahunan.

SDC 2.2 Revisi Rencana Operasi Tahunan

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan. *Draft* revisi tengah tahunan atas rencana operasi tahunan diterbitkan paling lambat tanggal 1 April tahun berjalan.

Revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan harus diterbitkan paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan. Revisi harus mencakup sisa tahun berjalan dan tahun berikutnya.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi estimasi unjuk kerja sistem yang harus diterbitkan paling lambat tanggal 1 Juni tahun berjalan.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi prakiraan beban setiap GI yang harus disampaikan paling lambat tanggal 1 Maret tahun berjalan.

SDC 2.3 Perencanaan atau Penjadwalan Pemeliharaan

Berdasarkan *draft* rencana operasi tahunan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan *draft* rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk periode 1 (satu) tahun ke depan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) beserta usulan tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 September. Dalam hal diperlukan, terdapat revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk periode 1 (satu) tahun ke depan disampaikan paling lambat tanggal 1 November.

Berdasarkan usulan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan serta harus menyampaikannya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 1 Desember.

Dalam membuat rencana atau jadwal pemeliharaan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengubah tanggal pelaksanaan pemeliharaan (*outages*) unit pembangkit dalam batas waktu yang wajar, namun lama waktu pelaksanaan pemeliharaan tidak dapat dipersingkat tanpa persetujuan dari pengelola pembangkit.

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan setiap perubahan (revisi) rencana atau jadwal pemeliharaan paling lambat tanggal 1 Mei tahun berjalan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 1 Juni tahun berjalan.

SDC 2.4 Instalasi Baru

Rencana pekerjaan pemasangan instalasi baru yang akan tersambung dengan sistem dan mempengaruhi pola operasi atau konfigurasi sistem periode 1 (satu) tahun berikutnya harus disampaikan oleh pengelola pembangunan PT PLN (Persero)

kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 November.

Pengelola pembangunan PT PLN (Persero) harus menyampaikan setiap perubahan pekerjaan (revisi) dalam rencana tengah tahun paling lambat tanggal 1 Mei.

SDC 2.5. Studi Sistem Tenaga Listrik

Tujuan studi jaringan sistem tenaga untuk melakukan evaluasi kendala dalam jaringan dan margin pembangkitan yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan operasi bulanan, mingguan, dan harian.

Perencanaan operasi tahunan harus melibatkan studi Sistem Tenaga Listrik sebagai berikut:

- a. studi aliran daya dan stabilitas untuk menentukan batasan aliran daya di transmisi dan strategi pertahanan sistem (*defense scheme*);
- b. analisis hubung singkat untuk menentukan konfigurasi jaringan yang sesuai;
- c. penentuan peningkatan margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi (OC 2.2) sehingga margin dapat ditentukan dengan memperhatikan perkiraan energi tidak terlayani (*energy not served*) dan probabilitas kehilangan beban atau *loss of load probability* (LOLP) yang masih dalam batas standar perencanaan operasional yang diizinkan yaitu 1 (satu) hari per tahun; dan
- d. pada saat menyusun perencanaan operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyampaikan kecukupan sarana yang diperlukan untuk mengatur frekuensi dan tegangan. Apabila terjadi ketidakcukupan daya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pemilik instalasi yang terkait dalam hal untuk mengatasi ketidakcukupan tersebut pemilik instalasi harus melakukan proses investasi.

SDC 2.6 Penerbitan Rencana Operasi Tahunan

Setelah menerima *draft* rencana operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana final operasi tahunan. Rencana final operasi tahunan harus sudah diterima oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 15 Desember dan revisi final tengah tahun rencana operasi tahunan harus sudah diterima paling lambat tanggal 15 Juni tahun berjalan.

SDC 3 Rencana Operasi Bulanan

Rencana operasi bulanan merupakan rencana operasi seluruh unit pembangkit dan transmisi termasuk rencana keluaran pembangkit. Rencana pembangkitan harus dapat memenuhi prakiraan beban sistem dengan biaya variabel minimal dengan tetap memperhatikan kriteria keandalan, ekonomis, dan kualitas Sistem Tenaga Listrik.

SDC 3.1 Proses Perencanaan Operasi Bulanan

Proses perencanaan operasi bulanan digunakan untuk memenuhi kebutuhan operasi sistem. Kebutuhan informasi untuk rencana operasi bulanan paling lambat:

- a. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- b. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya;
- c. hari ke-5 bulan berjalan, pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- d. hari ke-5 bulan berjalan, konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanannya untuk bulan berikutnya;
- e. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberikan perkiraan kebutuhan pembangkitan untuk bulan berikutnya;
- f. hari ke-10 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk digunakan dalam alokasi energi yang ekonomis bulan berikutnya;
- g. hari ke-20 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya; dan
- h. hari ke-26 bulan berjalan, dokumen rencana operasi bulanan (ROB) untuk bulan berikutnya harus sudah didistribusikan ke semua pemangku kepentingan (*stakeholders*).

SDC 3.2 Kriteria Ekonomis Rencana Operasi Bulanan

Kriteria ekonomis untuk pengalokasian pembebanan unit pembangkit dalam rencana operasi bulanan didasarkan pada:

- a. produksi energi unit pembangkit yang harus dioperasikan karena kendala sistem sesuai kebutuhan;
- b. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) pengelola pembangkit dengan ketentuan pengambilan minimum (*minimum take*) terhadap unit pembangkit yang mempunyai kontrak *take or pay*;
- c. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) pengelola pembangkit EBT;
- d. produksi energi yang diperkirakan (*forecast*) pengelola pembangkit EBT intermiten;
- e. biaya variabel unit pembangkit dalam PJBL; dan
- f. biaya variabel unit pembangkit yang dinyatakan dalam rencana operasi bulanan untuk porsi pusat pembangkit yang tidak dijanjikan (*not committed*) dalam PJBL.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam sistem untuk memenuhi prakiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel ditambah biaya *outages*) dengan memperhatikan margin cadangan yang didefinisikan dalam rencana operasi tahunan. Dalam hal kesiapan unit pembangkit tidak cukup untuk memasok beban dengan tingkat cadangan yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyusun rencana operasi bulanan yang meminimalkan risiko pemadaman.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mendapatkan informasi mutakhir dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai kesiapan unit pembangkit, duga muka air waduk, perkiraan debit air masuk pada waduk dan perkiraan produksi PLTA *run of river*, dan perkiraan pembangkit EBT intermiten. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan informasi tersebut dengan menggunakan formulir sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data. Tambahan informasi yang berkaitan dengan *testing* dan *komisioning* harus disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan menggunakan formulir sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data.

Metodologi dan program komputer yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan harus mampu mengoptimasi pembangkit hidro dan pembangkit termal dan mampu menghasilkan informasi sebagai berikut:

- a. perkiraan produksi energi setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan kebutuhan nonlistrik dan kendala lingkungan hidup lainnya;
- b. perkiraan produksi energi PLTA *run of river*;
- c. perkiraan produksi energi oleh pengelola pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
- d. daftar pembangkit termal yang diperkirakan akan melakukan *start up* atau *shutdown* dalam periode mingguan mengikuti *merit order* dalam bulan berjalan dan perkiraan energi produksinya;
- e. daftar pusat pembangkit yang sudah dipastikan sebagai cadangan dingin dalam bulan berjalan; dan
- f. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan setiap saat, namun harus disetujui oleh setiap pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Rencana operasi bulanan harus dapat memenuhi tujuan berikut:

- a. optimasi *start up* dan *shutdown* pembangkit termal beban dasar dalam periode mingguan serta perkiraan operasi apakah pembangkit tersebut beroperasi terus-menerus, hanya selama hari kerja, atau padam selama minggu tersebut;
- b. alokasi pembangkitan PLTA waduk dalam periode mingguan dengan mempertimbangkan kebutuhan air untuk nonlistrik dan kendala lainnya;
- c. pengaturan kendala ketersediaan bahan bakar;
- d. memasukkan rencana pelaksanaan pengujian operasi unit pembangkit dan transmisi baru;
- e. penentuan kebutuhan mengoperasikan unit pembangkit yang harus operasi (*must run*) yang tidak ekonomis untuk memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga tegangan atau memproteksi suatu area;
- f. alokasi cadangan putar menjamin bahwa cadangan tersebut siap apabila diperlukan;
- g. alokasi pembangkitan minimum pada setiap area untuk menjamin kontinuitas pelayanan dalam hal terjadi gangguan pada transmisi penting dan pemisahan sistem;
- h. penetapan rencana pemeliharaan transmisi;
- i. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan

- j. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 3.3 Prosedur rencana operasi bulanan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala transmisi akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas peralatan transmisi, trafo, atau kompensator;
- b. revisi perkiraan debit air masuk yang diinformasikan oleh pengelola pembangkit PLTA atau institusi yang berkompeten;
- c. revisi perkiraan produksi energi pengelola pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. revisi prakiraan beban; dan
- e. revisi kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan dari konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*.

SDC 3.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi bulanan:

- a. model beban kronologis setiap setengah jam untuk langgam beban hari kerja dan hari libur (tipikal);
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi penting;
- c. studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run (forced dispatch)* unit pembangkit; dan
- d. model yang disederhanakan untuk studi rugi-rugi penyaluran.

SDC 3.5 Tanggapan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik atas Konsep Rencana Operasi Bulanan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diberikan kesempatan untuk menyampaikan tanggapan atas konsep rencana operasi bulanan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 23 sebelum bulan pelaksanaan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mempertimbangkan menerima atau tidak menerima tanggapan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

SDC 4 Rencana Operasi Mingguan

Tujuan perencanaan operasi mingguan untuk merencanakan operasi dari seluruh unit pembangkit dan transmisi untuk mengakomodir pengeluaran jangka pendek tidak terencana pada rencana operasi bulanan unit pembangkit dan transmisi. Periode

rencana operasi mingguan dimulai sejak hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya.

SDC 4.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi optimal pembangkit hidro dan pembangkit termal mingguan dan memperkirakan produksi dari setiap unit pembangkit untuk meminimalkan total biaya variabel dan biaya *outages* jaringan. Hasil rencana mingguan yang harus digunakan dalam pelaksanaan atau *dispatch* harian meliputi:

- a. produksi energi total setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan faktor penggunaan air untuk nonlistrik dan lingkungan hidup;
- b. perkiraan energi yang akan diproduksi oleh setiap PLTA yang *must run*;
- c. produksi energi yang dibangkitkan oleh pengelola pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. daftar unit pembangkit termal yang diperkirakan untuk *start up* atau *shutdown* dalam minggu berjalan sesuai *merit order* yang dihasilkan dalam proses optimisasi;
- e. daftar pusat pembangkit yang ditetapkan sebagai cadangan dingin dalam minggu berjalan; dan
- f. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

SDC 4.2 Rencana operasi mingguan harus dapat memenuhi sasaran berikut:

- a. penetapan waktu untuk *start up* dan *shutdown* unit pembangkit termal beban dasar;
- b. alokasi pembangkitan atau produksi PLTA waduk dalam periode harian yang merefleksikan penggunaan air untuk kebutuhan nonlistrik dan lingkungan hidup;
- c. alokasi pembangkitan atau produksi unit pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. mempertimbangkan kendala ketersediaan bahan bakar yang dilaporkan pihak pengelola pembangkit;
- e. unit pembangkit yang siap beroperasi dengan AGC;
- f. identifikasi kebutuhan *must run unit (forced dispatch)* untuk memproduksi daya reaktif untuk mendukung tegangan dan menghindari transmisi berbeban lebih (*over load*);
- g. alokasi energi minimum untuk diproduksi oleh unit pembangkit baru yang sedang melakukan pengujian (*testing*);

- h. alokasi cadangan putar untuk menjamin kesiapan unit pembangkit;
- i. alokasi pembangkitan minimum pada suatu area yang kekurangan kapasitas unit pembangkit untuk menjamin terus berlangsungnya pasokan setelah terjadi gangguan pada transmisi penting atau pemisahan sistem;
- j. penentuan rencana pemeliharaan mingguan transmisi;
- k. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- l. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 4.3 Prosedur perencanaan operasi mingguan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala jaringan akibat ketidaksiapan transmisi, trafo, atau alat kompensator;
- b. koreksi perkiraan debit air masuk berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit hidro atau institusi yang berkompeten;
- c. rencana pembangkitan untuk unit pembangkit EBT berdasarkan perkiraan kesiapannya termasuk EBT intermiten;
- d. pembangkitan dan transmisi di luar rencana karena pengujian unit pembangkit dan transmisi baru;
- e. pernyataan kesiapan kapasitas dalam MW dari setiap unit pembangkit dan waktu spesifik atas mulai dan berakhirnya periode kesiapan unit pembangkit;
- f. pemutakhiran karakteristik operasi unit pembangkit yang dinyatakan siap. Proses pemutakhiran harus meliputi informasi berikut:
 - 1. identifikasi karakteristik pengoperasian sesuai yang diatur dalam *Appendix 3 – Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*;
 - 2. nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan
 - 3. waktu implementasi nilai parameter baru;
- g. rencana pembangkitan dan pembebanan pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*; dan
- h. pembatasan operasi yang mungkin timbul dari pertimbangan lingkungan hidup.

SDC 4.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan:

- a. karakteristik beban untuk hari kerja dan hari libur secara kronologis setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);

- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi yang penting;
- c. studi aliran daya untuk menentukan kemungkinan keterbatasan transfer daya yang memerlukan *must run unit*; dan
- d. model yang disederhanakan untuk rugi-rugi transmisi.

SDC 4.5 Penjadwalan untuk Proses Rencana Operasi Mingguan

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan paling lambat setiap hari Selasa pukul 10:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Dalam hal terdapat perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan usulan perubahan yang disampaikan pengelola pembangkit atau Pangelola Transmisi PT PLN (Persero) paling lambat setiap hari Rabu pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan rencana operasi mingguan paling lambat setiap hari Kamis pukul 15:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola pembangkit harus mengikuti rencana operasi mingguan pembangkitan kecuali ada instruksi lain dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5 Rencana Operasi Harian (*Dispatch*)

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan rencana operasi harian alokasi pembangkitan untuk hari berikutnya. Rencana ini harus memperlihatkan pembebanan setiap unit pembangkit dalam basis waktu setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Pembebanan pembangkitan harus memenuhi kebutuhan beban sistem dan biaya variabel minimum serta mempertimbangkan kendala jaringan dan kondisi lain yang berpengaruh seperti peristiwa khusus kenegaraan dan hari libur.

SDC 5.1. Informasi dari Pengelola Pembangkit

Pengelola pembangkit (termasuk pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*) harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perubahan atas informasi yang telah disampaikan pada proses pembuatan rencana operasi mingguan dan perubahan atas karakteristik unit pembangkitnya. Informasi yang mutakhir harus disampaikan kepada pengelola

operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi harian.

Pengelola pembangkit hidro harus menginformasikan setiap jam kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai realisasi debit air masuk waduk dan perkiraan pembebanan PLTA *run of river* untuk hari berikutnya.

Pengelola pembangkit EBT intermiten yang terkoneksi ke jaringan transmisi harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) setiap unit pembangkit berdasarkan prakiraan cuaca yang di sediakan oleh pengelola pembangkit EBT intermiten untuk 1 (satu) hari ke depan dengan resolusi setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5.2. Prakiraan Beban Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat prakiraan beban setiap area dan subsistem setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk 1 (satu) hari berikutnya.

SDC 5.3 Identifikasi Kendala Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan analisis aliran beban, hubung singkat, dan stabilitas untuk memverifikasi bahwa pengalokasian secara ekonomis (*economic dispatch*) tidak akan mengakibatkan kerawanan kondisi sistem. Apabila teridentifikasi adanya kendala jaringan, rencana pembebanan harus disesuaikan untuk menjamin operasi sistem yang aman.

SDC 5.4 Prosedur Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasi harian sehingga meminimalkan total biaya bahan bakar pembangkit dengan menggunakan simulasi produksi.

Pertimbangan rugi-rugi jaringan dan kendala sistem pada tegangan 500 (lima ratus) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV harus terakomodir pada prosedur rencana operasi harian.

Total pembangkitan hidro dalam rencana operasi harian harus dialokasikan dalam basis pembebanan setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila terjadi perubahan debit air masuk waduk atau perubahan debit air pada *run of river*, tingkat pembebanan PLTA yang bersangkutan harus direvisi.

SDC 5.5 Jadwal Rencana Operasi Harian

Jadwal rencana operasi harian harus mencakup:

- a. pembangkitan daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu *start up* dan *shutdown*;
- b. pembangkitan total daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk unit pembangkit hidro;
- c. pembangkitan total daya aktif (MW) dan daya reaktif (MVAR) setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk unit pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
- d. sumber dan kapasitas cadangan putar serta unit pembangkit yang beroperasi dengan pengaturan daya otomatis (AGC);
- e. waktu pemasukan dan pengeluaran untuk peralatan kompensasi reaktif yang statik;
- f. waktu pemberian tegangan (*energize*) atau pemadaman transmisi;
- g. identifikasi unit pembangkit yang ditentukan sebagai cadangan dingin;
- h. rencana pemeliharaan unit pembangkit dan rencana pemeliharaan penyaluran;
- i. rencana pembangkitan dan pembebanan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- j. identifikasi unit pembangkit yang akan memasok daya reaktif minimum untuk menjaga kualitas tegangan;
- k. pengurangan beban dalam hal diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan antara beban dan pembangkitan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menginformasikan kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) apabila perlu pengurangan beban; dan
- l. resolusi waktu rencana operasi harian dapat ditetapkan berbeda oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan kebutuhan sistem.

SDC 5.6 Jadwal Penyampaian Data Unit Pembangkit dan Penerbitan Rencana Operasi Harian

Pengelola pembangkit harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi mutakhir kesiapan unit pembangkit sebelum pukul 10:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian. Pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan pada Aturan Kebutuhan Data.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat pukul 15:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian.

Pengelola pembangkit diwajibkan untuk mengikuti jadwal pembebanan setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang tercantum dalam rencana operasi harian, kecuali terdapat perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila karena alasan teknis suatu unit pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 6 Operasi *Real Time* dan *Dispatch* Ulang

SDC 6.1 Operasi *Real Time*

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berpedoman kepada rencana operasi harian dan menggunakan unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) untuk mengikuti variasi beban dari waktu ke waktu. Frekuensi sistem dan tegangan harus dikendalikan untuk memenuhi persyaratan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi. Apabila unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) akan mencapai batas kontrol, *dispatcher* harus memerintahkan unit pembangkit tertentu untuk menaikkan ataupun menurunkan pembebanan dari yang dijadwalkan untuk memenuhi beban sistem.

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat merevisi rencana operasi harian untuk menjaga operasi sistem yang aman jika terjadi perbedaan yang cukup besar antara kondisi prakiraan rencana harian dan kondisi aktual.

Jika diperlukan mempertahankan pengoperasian sistem yang ekonomis dan andal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang unit pembangkit.

Dispatch ulang dapat meliputi:

- a. *start up* unit pembangkit cadangan dingin untuk memasok beban yang lebih besar dari perkiraan atau karena adanya unit pembangkit atau transmisi keluar tidak terencana;
- b. menambah unit pembangkit yang mempunyai fasilitas AGC untuk menjaga rentang kendali beban;
- c. penurunan tingkat pembebanan unit pembangkit atau mengeluarkan unit pembangkit akibat perubahan kesiapan unit pembangkit;
- d. menurunkan pembebanan (*curtail*) atau mengeluarkan unit pembangkit EBT intermiten untuk kebutuhan keamanan sistem;
- e. perubahan pembangkit hidro akibat perubahan aliran air masuk yang tidak diperkirakan; dan
- f. pemasukan atau pengeluaran transmisi, trafo, atau peralatan kompensator reaktif untuk mengatasi masalah kapasitas jaringan (*grid*).

Revisi rencana operasi harian harus dilaporkan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan akan menggantikan rencana operasi harian yang dibuat sebelumnya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik akan mampu memenuhi revisi rencana operasi harian sebelum diterbitkan.

SDC 6.2 Kriteria untuk Prosedur *Dispatch* Ulang

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang apabila salah satu hal di bawah ini terjadi:

- a. perbedaan prakiraan beban dengan realisasi beban melebihi 5% (lima persen);
- b. satu atau lebih unit pembangkit yang memasok lebih besar dari 5% (lima persen) beban mengalami gangguan (keluar tidak terencana);
- c. lonjakan perubahan beban yang drastis pada unit pembangkit EBT intermiten akibat perubahan cuaca (angin dan cahaya matahari);
- d. transmisi mengalami atau diperkirakan akan mengalami pembebanan lebih;
- e. terjadi gangguan transmisi yang menyebabkan perubahan konfigurasi; dan

- f. peningkatan debit air masuk pada PLTA yang mengharuskan peningkatan beban PLTA lebih dari 5% (lima persen) dari beban sistem untuk menghindari pelimpasan air.

SDC 7 Pembebanan Pembangkit

Bagian ini mengatur prosedur bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam:

- a. memerintahkan tingkat pembebanan daya aktif dan daya reaktif unit pembangkit;
- b. memberikan persetujuan kepada pengelola pembangkit untuk mengeluarkan unit pembangkitnya dalam rangka pemeliharaan terencana; dan
- c. pelaksanaan optimasi ulang rencana operasi harian.

SDC 7.1 Tujuan Pembebanan Pembangkit

Tujuan pembebanan (*dispatch*) pembangkit agar pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengatur operasi secara langsung sehingga pasokan daya dapat memenuhi beban secara andal, ekonomis, dan berkualitas dengan cadangan memadai serta mempertimbangkan:

- a. hal yang tercantum dalam rencana operasi harian, termasuk kebutuhan keluarnya unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan (keluar terencana);
- b. *merit order* berdasarkan cara sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- c. keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*); dan
- d. standar pengoperasian seperti frekuensi sistem dan pengaturan tegangan.

SDC 7.2 Informasi yang Digunakan dalam *Dispatch* atau Pembebanan Pembangkit

Dalam pembuatan keputusan pengoperasian unit pembangkit dan rencana pengeluaran unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan hal berikut:

- a. rencana operasi harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- b. kesiapan dan karakteristik unit pembangkit yang mutakhir;
- c. frekuensi dan tegangan sistem yang diterima pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melalui SCADA; dan
- d. informasi lain yang dianggap relevan dalam melaksanakan operasi sistem.

SDC 7.3 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Unit Pembangkit

Setiap pengelola pembangkit harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluarnya atau turunnya kemampuan pembebanan (*derating*) unit pembangkit besar dan medium dari rencana operasi harian.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi persetujuan pengeluaran tidak terencana unit pembangkit tersebut dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian, dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola pembangkit untuk merubah jadwal pembangkitannya untuk pelaksanaan perbaikan permasalahan unit pembangkit yang dilaporkan.

Dalam hal unit pembangkit kecil mempunyai permasalahan yang menyebabkan unit pembangkit tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola pembangkit harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi pengeluaran unit pembangkit tersebut terhadap jadwal pembangkitan (kondisi sistem). Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan unit pembangkit tersebut.

SDC 7.4 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Peralatan Transmisi

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan pada peralatan transmisi *backbone* 500 (lima ratus) kV atau 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV yang dapat menyebabkan keluarnya peralatan transmisi atau perubahan konfigurasi.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi persetujuan pengeluaran tidak terencana peralatan transmisi tersebut dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian, dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa permasalahan yang timbul di sistem transmisi tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan peralatan transmisi untuk pelaksanaan perbaikan.

Dalam hal peralatan transmisi 66 (enam puluh enam) kV atau 150 (seratus lima puluh) kV mempunyai permasalahan yang menyebabkan peralatan tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi dari pengeluaran peralatan transmisi tersebut terhadap kondisi sistem. Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran peralatan transmisi dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan tersebut.

SDC 7.5 Perintah Pembebanan (*Dispatch*)

Semua pengelola pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa penundaan waktu.

SDC 7.5.1 Penyampaian Perintah Pembebanan

Perintah pembebanan dapat disampaikan setiap saat pada hari bersangkutan atau sebelum hari bersangkutan dalam hal kondisi operasi memerlukan. Semua perintah dilaksanakan dalam bahasa Indonesia.

Perintah pembebanan harus disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) langsung kepada unit pembangkit dan harus mencakup informasi mengenai nama operator. Perintah harus disampaikan melalui telepon atau media lain yang telah disetujui antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Perintah pembebanan dalam bentuk formulir diatur dalam *Appendix 4 Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Penerimaan perintah pembebanan harus segera diberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara resmi oleh pengelola pembangkit, sekaligus menyatakan setuju atau tidak setuju atas perintah yang diterima. Pengelola pembangkit tidak dapat menolak perintah yang diberikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kecuali:

- a. terdapat permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan; dan
- b. perintah akan mengakibatkan unit pembangkit dioperasikan di luar kemampuan peralatan yang telah dinyatakannya.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersebut harus segera melapor kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 7.5.2 Bentuk Perintah

Perintah pembebanan atau *dispatch* dapat meliputi:

- a. perintah untuk menyediakan cadangan untuk menjaga frekuensi sistem;
- b. perintah untuk mengaktifkan atau mematikan fasilitas AGC;
- c. perintah untuk menyerap atau memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga kualitas tegangan;
- d. pemberitahuan dan perubahan pemberitahuan mengenai waktu sinkron;
- e. perintah sinkron atau pengeluaran;
- f. perintah yang berkaitan dengan pemberian tegangan (*energize*) atau perubahan *tap* dari trafo pembangkit;
- g. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan *switching* yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem;
- h. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan kontrol yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara unit pembangkit dan sistem di mana tanggung jawab ini telah diserahkan kepada pengelola pembangkit dalam kontrak atau kesepakatan;
- i. perintah untuk penggantian bahan bakar, yang harus diatur dalam perjanjian antara PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit;
- j. perintah untuk pengoperasian *governor* pembangkit; dan
- k. perintah untuk mengurangi pembebanan (*curtailment*) unit pembangkit EBT intermiten.

SDC 7.5.3 Hal yang Harus Dilakukan oleh Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi seluruh perintah operasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa menunda waktu, kecuali jika terjadi hal sebagaimana dimaksud dalam SDC 7.5.1 (Penyampaian Perintah Pembebanan).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan pernyataan dari pengelola pembangkit yang menyangkut waktu *start up* dan *shutdown*, tingkat kecepatan pembebanan dan penurunan beban pada saat memerintahkan melakukan sinkronisasi, mengubah beban, dan/atau menghentikan unit pembangkit.

Dalam mengoperasikan unit pembangkit, pengelola pembangkit harus dapat memenuhi tingkat kinerja pembebanan berikut ini:

- a. sinkronisasi atau mengeluarkan unit pembangkit dalam kurun waktu kurang lebih 5 (lima) menit dari target waktu yang disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit;
- b. apabila tidak ada target waktu spesifik yang diberikan, tingkat pembebanan yang diperintahkan harus dicapai dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari perkiraan waktu berdasarkan deklarasi *ramp rate*-nya;
- c. apabila target waktu spesifik ditentukan, tingkat pembebanan sesuai perintah harus sudah dipenuhi dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari target waktu yang ditentukan; dan
- d. apabila diperintahkan untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, tingkat pembebanan harus sudah dicapai dalam rentang kurang lebih 2% (dua persen) dari daya mampu unit pembangkit yang dideklarasikan.

SDC 8 Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi

SDC 8.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyiapkan evaluasi realisasi operasi hari sebelumnya, yang meliputi:

- a. diskusi atau analisis mengenai setiap kegagalan dalam memenuhi kriteria keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*) sistem;
- b. perbandingan antara realisasi total biaya tenaga listrik yang dibeli dan perkiraan biaya yang disimulasikan atas dasar prakiraan beban sistem dan kesiapan pembangkitan;
- c. diskusi atau analisis mengenai perbedaan antara rencana operasi harian dan realisasi operasi yang dilaksanakan;
- d. ringkasan dan catatan mengenai pengoperasian sistem termasuk data pembangkitan dan *switching*; dan
- e. hal yang dapat disimpulkan atau hal baru yang merupakan pelajaran (apabila ada).

SDC 8.2 Laporan Evaluasi Operasi

Laporan evaluasi operasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi bulanan dan laporan evaluasi operasi bulanan harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi tahunan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan laporan evaluasi operasi bulanan dan tahunan, serta menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada waktu yang disepakati.

Appendix 1: Prakiraan Beban

SDCA1 1 Pendahuluan

Appendix ini menjelaskan persiapan prakiraan beban untuk tujuan berikut:

- a. persiapan rencana operasi tahunan;
- b. persiapan rencana operasi bulanan;
- c. persiapan rencana operasi mingguan; dan
- d. persiapan rencana operasi harian.

Prakiraan beban pada setiap titik sambung harus dihitung dari faktor titik sambung yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dikalikan dengan prakiraan beban sistem.

SDCA1 2 Tujuan

Tujuan *Appendix* ini untuk:

- a. menentukan sumber utama informasi yang akan digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban;
- b. menguraikan faktor yang akan dipertimbangkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban; dan
- c. menetapkan prosedur untuk menjamin bahwa prakiraan beban untuk periode waktu yang berbeda harus dibuat dengan dasar yang konsisten.

SDCA1 3 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana operasi tahunan, yang berisi prakiraan berikut:

- a. beban puncak (MW) distribusi dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi (MWh) dan prakiraan beban puncak tahunan setiap GI dari pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- b. beban puncak pada setiap titik sambung dan rugi-rugi transmisi; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 1 September sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi tahunan.

SDCA1 3.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Tahunan

Dalam pembuatan prakiraan beban tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. prakiraan beban tahunan dan faktor beban tahunan yang diperoleh dari prakiraan beban sistem;
- c. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- d. statistik beban puncak harian;
- e. catatan langgam kurva beban harian sistem;
- f. kebijakan cadangan operasi yang ditentukan dalam Aturan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

SDCA1 4 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi bulanan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) ke setiap area;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 10 setiap bulan sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi bulanan.

SDCA1 4.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi bulanan, antara lain:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. statistik penjualan listrik Pengelola Distribusi PT (PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
- d. kebijakan cadangan operasi yang sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan

- e. informasi lain yang relevan.

SDCA1 5 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi mingguan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat hari Rabu sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

SDCA1 5.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi mingguan, antara lain:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi bulanan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
- c. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- d. informasi lain yang relevan.

SDCA1 6 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan berikut untuk pelaksanaan atau *dispatch* setengah jam dari suatu rencana atau *pra-dispatch* harian, sebagai berikut:

- a. beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi dalam rencana operasi mingguan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban aktif (MW) dan beban reaktif (MVAR) setiap setengah jam; dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

SDCA1 6.1 Jadwal Penyelesaian Prakiraan Beban Harian

Prakiraan beban yang dibuat untuk kebutuhan *dispatch* harian harus siap paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan *dispatch* harian.

SDCA1 6.2 Dalam pembuatan prakiraan beban harian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik beban puncak siang dan malam khususnya data hari terakhir yang tersedia;
- d. statistik beban hari kerja, hari libur, dan hari khusus lainnya;
- e. prakiraan cuaca;
- f. kebutuhan cadangan operasi yang sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- g. informasi lain yang relevan.

Appendix 2: Rencana Pemeliharaan

SDCA2 1 Pendahuluan

SDCA2 1.1 *Appendix* ini menguraikan pengkoordinasian pemeliharaan unit pembangkit dan transmisi, serta pengeluaran unit pembangkit dan fasilitas jaringan untuk kepentingan pekerjaan konstruksi, perbaikan, pengujian, dan pemeliharaan.

SDCA2 1.2 Rencana pemeliharaan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan rencana atau jadwal lain yang relevan untuk menjamin pemenuhan kapasitas pembangkitan memenuhi prakiraan beban termasuk kebutuhan cadangan.

SDCA2 1.3 Dalam hal informasi yang dibutuhkan pada *Appendix* ini untuk hari selain hari kerja, informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

SDCA2 1.4 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk mengakomodir permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan unit pembangkit atau transmisi pada hari tertentu. Permintaan tersebut mungkin harus ditolak oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem. Dalam hal permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) tidak dipenuhi serta konsultasi dan prosedur penyelesaian perselisihan sudah dilaksanakan, pengelola

pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menerima keputusan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai penentuan waktu pengeluaran unit pembangkit atau peralatan transmisi yang bersifat final dan mengikat.

SDCA2 2 Tujuan

SDCA2 2.1 Tujuan *Appendix* ini untuk menetapkan peraturan bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengoordinasikan pengeluaran unit pembangkit, peralatan transmisi, atau fasilitas jaringan terencana (*planned outages*), dengan:

- a. mempertahankan kapasitas pembangkitan dan jaringan yang memadai untuk memenuhi prakiraan beban termasuk cadangan operasi; dan
- b. melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem dalam mengeluarkan unit pembangkit atau suatu fasilitas jaringan untuk pemeliharaan atau perbaikan.

SDCA2 3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan 1 (Satu) Tahun

SDCA2 3.1 Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan usulan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (*planned outages*) atau peralatan transmisi 1 (satu) tahun berikutnya, paling lambat tanggal 1 September. Usulan tersebut harus mencakup:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. identifikasi peralatan transmisi;
- c. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- d. kapasitas (kA dan MVA) peralatan transmisi;
- e. alasan pengeluaran unit pembangkit (*outages*) dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- f. perkiraan lamanya waktu keluar dari sistem (*outages*) dalam harian dan mingguan; dan
- g. tanggal mulai keluar dari sistem yang diinginkan.

SDCA2 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan dengan mempertimbangkan:
 1. prakiraan beban sistem;
 2. jadwal pemeliharaan yang terdahulu;
 3. usulan pengelola pembangkit;
 4. usulan pengelola transmisi PT PLN (Persero);

5. kebutuhan untuk pengeluaran komponen dari sistem;
 6. kebutuhan meminimalkan total biaya operasi sistem sehubungan dengan pengeluaran komponen dari sistem; dan
 7. faktor lain yang relevan; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) mengenai pengalokasian waktu tanggal mulai dan penyelesaian masing-masing pengeluaran (*outages*) unit pembangkit atau peralatan transmisi yang sudah final paling lambat tanggal 1 Desember.

SDCA2 3.3 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana atau jadwal pemeliharaan (*planned outages*) yang dialokasikan untuk unit pembangkitnya, pengelola pembangkit tersebut dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Desember dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terkait. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, jadwal yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 3.4 Pengelola pembangkit harus menyampaikan koreksi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (*provisional*) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang merefleksikan setiap revisi termasuk perubahan yang telah disepakati dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 3.3 paling lambat tanggal 1 Mei.

SDCA2 3.5 Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. merevisi dan menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan:
 1. rencana atau jadwal pemeliharaan yang dibuat berdasarkan pada SDCA2 3.2;
 2. setiap perubahan atas rencana atau jadwal pemeliharaan yang sebelumnya telah disepakati berdasarkan pada SDCA2 3.3;

3. revisi rencana pengeluaran unit pembangkit yang disampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan pada SDCA2 3.4;
 4. alasan pengeluaran unit pembangkit atau jaringan dari sistem;
 5. kebutuhan untuk meminimalkan total biaya operasi sistem atas pengeluaran (*outages*) dari sistem; dan
 6. faktor lainnya yang relevan.
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan penyelesaian setiap permohonan pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 Juni.

SDCA2 3.6 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atas unit pembangkitnya, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Juni dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terlibat. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Tahun Berjalan

SDCA2 4.1 Rencana atau jadwal pemeliharaan tahun berjalan harus didasarkan pada rencana atau jadwal pemeliharaan final yang diterbitkan pada tahun sebelumnya. Dalam hal dilakukan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun berjalan.

SDCA2 4.2 Dalam hal pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang tidak ditentukan dalam rencana atau jadwal pemeliharaan final atau pengeluaran (*outages*) mengakibatkan perubahan situasi, pengelola pembangkit harus segera memberitahukan secara

tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi terkait:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- c. alasan pengeluaran unit pembangkit dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- d. perkiraan lama waktu pengeluaran unit pembangkit yang diusulkan dan waktu pengeluaran unit pembangkit yang disepakati (apabila perlu dalam satuan waktu hari dan minggu); dan
- e. tanggal mulai pengeluaran unit pembangkit yang diusulkan dan tanggal mulai pengeluaran unit pembangkit yang disepakati.

SDCA2 4.3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Bulanan

SDCA2 4.3.1 Pada minggu ke-4 setiap bulan pada tahun berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan melakukan revisi dengan mempertimbangkan antara lain:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan final untuk bulan terkait tahun berjalan;
- b. revisi prakiraan beban;
- c. permohonan pengeluaran (*outages*) baru atau revisi rencana yang telah ada sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2; dan
- d. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.3.2 Pada akhir minggu ke-4 setiap bulan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. membuat rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan final untuk bulan berikutnya; dan
- b. menyampaikan kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan berakhirnya pelaksanaan pekerjaan setiap pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk bulan berikutnya.

SDCA2 4.4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Mingguan

SDCA2 4.4.1 Dalam hal pengelola pembangkit memerlukan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) (termasuk pengeluaran (*outages*) tidak terencana) 2 (dua) minggu mendatang, pengelola pembangkit harus menyampaikan usulan perubahan paling lambat pada hari Rabu pukul 16:00 minggu berjalan. Usulan tersebut harus mencakup data sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2.

SDCA2 4.4.2 Setelah menerima usulan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) dari pengelola pembangkit (yang disampaikan berdasarkan SDCA2 4.4.1), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan revisi dalam jangka waktu paling lama 12 (dua belas) jam, dengan mempertimbangkan antara lain:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan untuk minggu terkait;
- b. revisi prakiraan beban untuk minggu terkait;
- c. perkiraan kesiapan kapasitas yang tersedia dari unit pembangkit dan asesmen risiko dari kemungkinan bahwa sebagian kapasitas yang diperkirakan siap menjadi tidak siap dengan alasan di luar rencana;
- d. usulan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit oleh pengelola pembangkit sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.4.1;
- e. keluarnya atau terganggunya fasilitas (*grid*) di luar rencana; dan
- f. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.4.3 Setiap hari Kamis pukul 15:00, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan mingguan untuk minggu berikutnya; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai tanggal mulai dan selesai padam (*outages*) yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk minggu berikutnya.

Appendix 3 : Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit

SDCA3 1 Pendahuluan

SDCA3 1.1 *Appendix* ini menjelaskan parameter karakteristik pengoperasian unit pembangkit yang harus dideklarasikan atau dinyatakan oleh pengelola pembangkit. Pernyataan tersebut harus merefleksikan karakteristik pengoperasian sesungguhnya atas unit pembangkit yang ditentukan berdasarkan kebiasaan yang sudah diterima (*good utility practice*).

SDCA3 1.2 Untuk unit pembangkit termal, pengelola pembangkit harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai karakteristik kesiapan sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1.

SDCA3 1.3 Untuk unit pembangkit hidro (PLTA), kategori kesiapan unit pembangkit sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit) tidak berlaku dan dapat diabaikan.

SDCA3 2 Pernyataan Pengelola Pembangkit

SDCA3 2.1 Kesiapan Unit Termal untuk Sinkronisasi

SDCA3 2.1.1 Definisi Kesiapan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit harus memberikan informasi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam 4 (empat) kondisi yaitu dingin, hangat, panas, dan sangat panas. Definisinya sebagai berikut:

- dingin : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam.
- hangat : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 1 (satu) jam sampai dengan 4 (empat) jam.
- panas : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu sampai dengan 1 (satu) jam.
- sangat panas : suhu dan tekanan turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan pemutaran (*rolling*) turbin untuk unit pembangkit segera disinkronisasi setelah menerima instruksi melakukan sinkronisasi.

SDCA3 2.2 Karakteristik Pengoperasian

SDCA3 2.2.1 Set pertama karakteristik pengoperasian mengenai kemampuan daya *output* serta kemampuan perubahan daya aktif dan daya reaktif, termasuk:

- a. kapasitas daya aktif maksimum dan minimum untuk kemungkinan konfigurasi operasi, seperti jumlah *boiler feed pump* (BFP), jumlah *mill* untuk unit pembangkit berbahan bakar batubara, dan jumlah turbin gas dan HRSG untuk PLTGU;
- b. kemampuan daya reaktif, memproduksi daya reaktif (faktor daya atau *power factor lagging/pf lagging*), dan menyerap daya reaktif (faktor daya atau *power factor leading/pf leading*) pada tingkat pembebanan tertentu;
- c. batasan tingkat pembebanan *governor* dan setelan (*setting*) *droop*;
- d. lama waktu *start up*, biaya *start up*, waktu keluar minimum, dan biaya mempertahankan kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam kondisi dingin, hangat, panas, dan sangat panas;

- e. tingkat beban sesaat setelah sinkron;
- f. kecepatan penambahan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- g. kecepatan penurunan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- h. waktu operasi minimum; dan
- i. perubahan bahan bakar maksimum yang dapat dilakukan dalam periode 24 (dua puluh empat) jam (apabila diperlukan).

SDCA3 2.2.2 Set kedua karakteristik pengoperasian mengenai keekonomian operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit harus menyampaikan informasi keekonomian operasi unit pembangkitnya, sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.2.3 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal) atau SDCA3 2.2.4 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)). Karakteristik operasi ini biasa disebut sebagai karakteristik operasi ekonomis.

SDCA3 2.2.3 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal

Terdapat 2 (dua) pilihan penyampaian karakteristik operasi ekonomis unit pembangkit termal, yaitu:

- a. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit sebagai berikut:
 - 1. bahan bakar, yaitu pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit pembangkit;
 - 2. kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori per satuan volume atau berat;
 - 3. energi untuk *start up*, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/*start up* atau kilokalori/*start up* untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan sinkronisasi unit pembangkit;
 - 4. energi ke putaran penuh, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/jam atau kilokalori/jam untuk mempertahankan unit pembangkit siap sinkron;
 - 5. data *heat rate*, yaitu kecepatan perubahan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;
 - 6. data perubahan *heat rate*, yaitu kecepatan pertambahan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/MWh atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;

- 7 energi *start up standby*, yaitu energi dalam *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke kondisi yang sangat panas;
 - 8 energi *standby* panas, yaitu energi dalam *british thermal unit* (BTU)/jam atau kilokalori/jam yang dibutuhkan untuk mempertahankan *boiler* dan turbin dalam kondisi panas;
 - 9 biaya O&M *start up*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* sehubungan dengan proses *start up*;
 - 10 biaya O&M daya (*output*), yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/MWh untuk proses memproduksi daya *output*;
 - 11 biaya O&M *start up standby*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin ke kondisi panas; dan
 - 12 biaya O&M *standby* panas, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/jam untuk mempertahankan kesiapan *boiler* dan turbin pada kondisi panas.
- b. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:
- a. harga *start up* unit pembangkit dalam rupiah/jam, untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi;
 - b. harga beban minimum, yaitu harga dalam rupiah/jam untuk mempertahankan unit pembangkit tetap beroperasi (sinkron) pada beban minimum;
 - c. harga inkremental, yaitu harga *output* dalam rupiah/MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;
 - d. harga *start up standby*, yaitu harga dalam rupiah/*start up*, untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke tingkat kondisi yang sangat siap; dan
 - e. harga kesiapan panas, yaitu harga dalam rupiah/jam, untuk mempertahankan *boiler* pada kondisi unit pembangkit siap sinkron.

SDCA3 2.2.4 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)

Untuk PLTA *run of river* tidak diperlukan karakteristik operasi ekonomis.

Data pengoperasian untuk unit pembangkit PLTA waduk harus meliputi:

- a. tinggi muka air (TMA) dan/atau volume waduk saat laporan; dan
- b. debit air masuk waduk dan debit air keluar untuk keperluan nonlistrik.

Appendix 4: Perintah Dispatch (Pelaksanaan)

SDCA4 1 Pendahuluan

SDCA4 1.1 Perintah *dispatch* harus mencakup paling sedikit informasi berikut:

- a. nama para operator;
- b. identifikasi unit pembangkit yang dituju atau dimaksudkan oleh perintah *dispatch*;
- c. tugas yang harus dilaksanakan pada unit pembangkit atau tingkat pembebanan unit pembangkit yang diperintahkan;
- d. waktu saat unit pembangkit di-*start* sesuai dengan perintah (apabila waktunya berbeda dengan waktu penyampaian perintah); dan
- e. dalam hal dianggap perlu, memberikan target waktu pada saat tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.

Pihak yang menerima perintah lisan harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin bahwa perintah tersebut dimengerti. *Dispatcher* harus mencatat perintah dan waktu pemberian perintah tersebut dalam buku catatan (*log*).

SDCA4 1.2 Contoh jenis perintah utama dari *dispatcher* tercantum dalam SDCA4 2 sampai dengan SDCA4 7. Pada setiap contoh, dianggap bahwa kebutuhan saling memberitahu nama operator telah dilaksanakan. Sebuah perintah dapat mencakup waktu *start* dan waktu target.

SDCA4 2 Perintah Mengubah Tingkat Pembebanan

Pada setiap contoh, perintah untuk Unit 3 mengubah beban menjadi 200 MW dengan waktu pemberian perintah pada pukul 13.00:

- a. dalam hal perintah harus segera dilaksanakan:
“Unit 3 menjadi 200 MW, sekarang”
- b. dalam hal perintah mulai dilaksanakan 1 (satu) jam kemudian:
“Unit 3 menjadi 200 MW, dimulai pada pukul 14:00”
- c. dalam hal perintah tingkat beban yang diperintahkan harus dicapai pada pukul 13:30:
“Unit 3 menjadi 200 MW pada pukul 13:30”

SDCA4 3 Perintah untuk Sinkronisasi

SDCA4 3.1 Perintah sinkronisasi, biasanya langsung disertai dengan perintah pembebanan. Dalam hal tingkat pembebanan tidak termasuk dalam perintah yang diberikan, unit pembangkit harus disinkronkan dan segera dibebani ke tingkat beban minimum (sesuai dengan kecepatan pembebanan yang saat itu berlaku), kemudian segera melapor ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa unit pembangkit telah dibebani dengan beban minimum. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan waktu untuk proses sinkronisasi yang diberikan pengelola pembangkit dan memberikan target waktu sinkronisasi.

SDCA4 3.2 Pada contoh berikut, Unit 3 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum dengan waktu pemberian perintah pada pukul 08:00. Waktu sejak pemberitahuan kepada pengelola pembangkit untuk sinkronisasi selama 4 (empat) jam.

Dalam contoh ini, waktu yang dibutuhkan untuk sinkronisasi sesuai dengan waktu pemberitahuan:

“Unit 3 sinkron pada pukul 12:00, beban 200 MW”

SDCA4 4 Perintah *Shutdown* atau Mengeluarkan Unit Pembangkit dari Operasi Sistem

SDCA4 4.1 Perintah untuk mengeluarkan dari operasi sistem harus diartikan sebagai perintah untuk melepas PMT unit pembangkit dan mengeluarkan Unit 1 dari sistem.

Contoh perintah sebagai berikut:

- a. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem sesegera mungkin, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 sekarang"

dan operator Unit harus segera melepas PMT Unit tersebut;
dan

- b. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem dalam beberapa waktu kemudian, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 pada pukul 11:30"

SDCA4 4.2 Perintah untuk *shutdown* (mematikan) unit pembangkit harus diartikan sebagai kebutuhan mengurangi daya *output* unit pembangkit ke tingkat beban minimum sebelum melepaskannya dari sistem. Perintah mengeluarkan unit pembangkit harus mempertimbangkan kecepatan penurunan beban unit pembangkit dan/atau sesuai perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem. Pada contoh berikut, unit 1 sedang beroperasi dengan beban 80 MW, mempunyai karakteristik kecepatan penurunan beban 3 MW/menit dan tingkat beban minimumnya 20 MW, perintahnya:

"Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 10:00 dan lepaskan pada pukul 10:20"

atau

"Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 12:00, penurunan beban 2 MW/menit dan lepaskan pada pukul 12:30"

SDCA4 5 Pengaturan Frekuensi

SDCA4 5.1 Perintah Mengaktifkan atau Mematikan Pengatur Beban Otomatis (AGC)

Contoh perintah untuk mengaktifkan atau mematikan AGC:

"Unit 1 beroperasi AGC pada pukul 12:00"

dan

"Unit 1 beroperasi tanpa AGC pada pukul 12:00"

SDCA4 6 Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

Perintah menyediakan cadangan operasi biasanya diberikan sebagai bagian dari perintah pembebanan. Contohnya:

"Beban Unit 4 menjadi 200 MW dan pertahankan 400 MW cadangan"

SDCA4 7 Perintah Menyediakan Dukungan Tegangan

Untuk menjaga tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memerintahkan beberapa Unit dengan berbagai cara.

Contoh perintah sebagai berikut:

“Unit 2 membangkitkan daya reaktif maksimum”

“Pertahankan tegangan 502 kV pada *busbar* 500 kV pembangkit”

“Pertahankan tegangan maksimum Unit 2”

ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK
(SETTLEMENT CODE - SC)

Aturan Transaksi Tenaga Listrik menjelaskan peraturan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pelayanan energi.

SC 1 Pendahuluan

Pembayaran dan biaya yang dikenakan atas transaksi pada sistem dihitung berdasarkan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan pembangkit, serta berdasarkan ketentuan kontrak antara para pihak. Semua transaksi tenaga listrik harus berdasarkan mekanisme kontraktual. Aturan ini harus diperbarui seiring dengan perubahan dan perkembangan jenis kontrak dan pasar tenaga listrik.

SC 2 Penagihan dan Pembayaran

SC 2.1 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Pembangkit

Periode penagihan untuk pengelola pembangkit dimulai sejak pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero) paling lambat 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter dan data pendukung transaksi lainnya, atau lebih awal jika ditentukan oleh PJBL. Proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi milik PT PLN (Persero) yang disepakati para pihak dan berlaku secara legal.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang diproduksi oleh pengelola pembangkit berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.2 Pembayaran kepada Pengelola Pembangkit

Pembayaran untuk pembelian tenaga listrik jangka panjang dilakukan secara bulanan dan tahunan dari pengelola pembangkit berdasarkan PJBL atau perjanjian kontraktual lainnya dengan PT PLN (Persero). Pembayaran tersebut meliputi namun tidak terbatas pada pembayaran atas kapasitas, energi, dan *ancillary services*. Pembayaran *ancillary services* paling sedikit meliputi:

- a. daya reaktif dan pengendalian tegangan;
- b. pengaturan frekuensi (*load following* dan *ramp rate*);
- c. asut gelap (*black start*);
- d. pembebanan di bawah *technical minimum load* (TML);
- e. *house load*; dan
- f. *start up*.

Pembayaran energi diperhitungkan dari total perintah *dispatch* dikurangi saat kondisi pembangkit *derating* dengan sumber data meter transaksi. Energi yang dibangkitkan di atas perintah *dispatch* tidak diperhitungkan dengan toleransi yang diizinkan lebih atau kurang 2% (dua persen) terhadap rencana operasi harian atau perintah *dispatch* pada setiap *slot* waktu pemantauan, kecuali untuk unit pembangkit dengan status AGC aktif atau LFC aktif. Untuk verifikasi AGC atau LFC untuk status aktif, besaran dan waktunya ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit berdasarkan data *event logger* pada *master station* yang akan menjadi salah satu acuan dalam perhitungan pembayaran energi yang dibangkitkan.

Unit pembangkit dapat dikenai penalti jika tidak dapat memenuhi kemampuan teknis pembangkit yang telah disepakati antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.3 Jadwal Penerbitan Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang dikonsumsi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) terkait. Konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan diperlakukan sebagai pelanggan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

SC 2.4 Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pemanfaatan Bersama Jaringan Transmisi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak penyewa transmisi dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui jaringan transmisi yang disewa oleh penyewa jaringan berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan penyewa jaringan.

SC 2.5 Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Sistem Interkoneksi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulan dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pemilik sistem interkoneksi dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui sistem interkoneksi berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pemilik sistem interkoneksi terkait.

SC 3 Penyelesaian Perselisihan Transaksi

Salinan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan unit pembangkit, serta data dan informasi lainnya yang digunakan untuk pembuatan tagihan dan pembayaran disediakan berdasarkan permintaan. Dalam hal terdapat pertanyaan atau sanggahan terhadap suatu data pendukung, pertanyaan atau sanggahan tersebut disampaikan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Dalam hal terdapat prosedur penyelesaian perselisihan dalam:

- a. PJBL antara pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero), penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam PJBL yang berlaku; atau
- b. perjanjian antara pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam perjanjian yang berlaku.

Dalam hal proses penyelesaian perselisihan tidak diatur dalam perjanjian, proses penyelesaian perselisihan dilakukan secara musyawarah mufakat. Dalam hal tidak tercapai penyelesaian secara musyawarah mufakat, perselisihan diselesaikan melalui badan arbitrase.

SC 4 Pemrosesan Data Meter

SC 4.1 Pemrosesan Data Meter Pembangkit termasuk EBT Intermiten

Pemrosesan data meter Pembangkit mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu 2 (dua) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua unit pembangkit yang dituangkan dalam berita acara pembacaan meter;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero);
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan pada aplikasi dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transaksi tenaga listrik yang telah disahkan kepada pengelola pembangkit dalam waktu 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter yang dilengkapi data pendukung transaksi lainnya. Semua berita acara dan dokumen pendukung transaksi menjadi dasar pengajuan tagihan kepada PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data;

- g. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyerahkan data rekaman energi impor (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk diperhitungkan dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan
- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC 4.2 Pemrosesan Data Meter Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pemrosesan data meter pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu paling lama 4 (empat) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memperoleh dan melakukan validasi data meter semua trafo di GI;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero);
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan pada aplikasi dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transfer tenaga listrik kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 7 bulan berjalan. Semua berita acara tersebut menjadi dasar perhitungan transfer tenaga listrik dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) segera setelah suatu kesalahan teridentifikasi;
- g. pengelola distribusi PT PLN (Persero) memproses data rekaman energi impor unit pembangkit (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan

- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC4.3 Pemrosesan Data Meter Konsumen Tenaga Listrik oleh Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab atas pemrosesan data meter semua konsumen tenaga listrik. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tidak ikut dalam pemrosesan data terkait penagihan. Proses verifikasi dan validasi pencatatan meter konsumen tenaga listrik untuk keperluan internal PT PLN (Persero) dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero).

SC 5 Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengembangkan dan mengaplikasikan perangkat lunak proses transaksi tenaga listrik berdasarkan ketentuan PJBL dan perangkat lunak tersebut harus divalidasi dan diakui oleh pihak yang bertransaksi sebelum diterapkan.

SC 6 Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain

Data meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dikategorikan sebagai tidak rahasia (*nonconfidential*) dan tersedia bagi pihak lain atas permintaan. Data yang dapat diminta termasuk:

- a. jumlah energi listrik yang dijual atau dibeli setiap setengah jam;
- b. harga rata-rata energi listrik yang dijual atau dibeli; dan
- c. data terukur pada setiap titik interkoneksi.

Permintaan data harus mengikuti prosedur tetap yang berlaku pada PT PLN (Persero).

SC 7 Ketentuan Lainnya

Ketentuan dan prosedur transaksi tenaga listrik yang belum ditetapkan dalam aturan ini akan diatur lebih lanjut dalam prosedur tetap transaksi tenaga listrik yang disepakati para pihak yang bertransaksi.

ATURAN PENGUKURAN
(METERING CODE - MC)

Aturan Pengukuran menjelaskan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter transaksi yaitu meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung.

MC 1 Kriteria Pengukuran

MC 1.1 Besaran yang Diukur

Meter harus terpasang melalui trafo arus dan trafo tegangan pada setiap titik sambung untuk mengukur besaran berikut ini:

- a. kWh ekspor;
- b. kWh impor;
- c. kVARh ekspor;
- d. kVARh impor;
- e. kVAh ekspor;
- f. kVAh impor;
- g. tegangan *phase* RST-Netral;
- h. arus *phase* RST-Netral;
- i. frekuensi;
- j. faktor daya per *phase*;
- k. daya aktif, daya reaktif, dan daya semu; dan
- l. daya kVA maksimum (tidak perlu untuk sambung ke generator).

Arah ekspor menunjukkan aliran energi dari sumber pembangkit ke grid atau dari *grid* ke beban.

MC 1.2 Urutan Kanal Rekaman *Load Profile*

Meter terpasang harus dapat mencatat dan merekam besaran energi dan *instantaneous* per interval 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit dengan urutan sebagai berikut:

- a. kWh ekspor;
- b. kVARh ekspor;
- c. kWh impor;
- d. kVARh impor;
- e. tegangan *phase* R;
- f. tegangan *phase* S;

- g. tegangan *phase* T;
- h. arus *phase* R
- i. arus *phase* S;
- j. arus *phase* T;
- k. *cosphi* total;
- l. frekuensi;
- m. daya aktif; dan
- n. daya reaktif.

Satuan energi dinyatakan dalam orde kilo, satuan tegangan dalam orde kilo, satuan arus *unity*, satuan *cosphi* < 1, satuan frekuensi dalam *unity*, dan satuan daya dalam orde mega.

MC 1.3 Ketelitian

MC 1.3.1 Ketelitian Meter untuk Semua Titik Sambung

Setiap komponen meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:

a. Trafo Instrumen

Trafo tegangan harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 standar IEC 60044-2 dan IEC 60044-5 atau perubahannya. Trafo arus harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 S standar IEC 60044-1 atau perubahannya. Untuk trafo instrumen jenis *combined* menggunakan standar IEC 60044-3 atau perubahannya.

b. Meter kilowatt-hour (kWh *Active Meter*)

Setiap meter kWh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0.2 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

c. Meter kiloVAr-hour (kVArh *Reactive Meter*)

Setiap meter kVArh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0.5 S, dan memenuhi standar IEC 62053-23 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

d. Meter Daya kVA Maksimum

Setiap meter daya kVA maksimum harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *multiple tariff*, *solid state* yang memiliki registrasi, ketelitian kelas 0.5 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa untuk transmisi ke suatu alat perekam atau mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

MC 1.4 Titik Sambung

Meter untuk generator harus mengukur energi neto (setelah *main transformer* atau *step up transformer*).

MC 1.5 Standar Waktu

Semua instalasi meter harus mencatat waktu berdasarkan waktu setempat. Setiap meter terpasang harus memiliki fasilitas sinkronisasi waktu terhadap GPS atau server (*network time protocol*).

MC 1.6 Ketelitian Perekam Waktu

Batas kesalahan total untuk pencatat waktu meter *demand*:

- a. awal dari setiap periode harus pada waktu standar yang ditetapkan dengan toleransi ± 2 (dua) menit; dan
- b. *programming* ulang atas meter harus dilakukan:
 1. segera, jika terjadi kesalahan waktu mencapai 5 (lima) menit atau lebih; atau
 2. dalam waktu 6 (enam) bulan, jika terjadi kesalahan waktu melebihi 2 (dua) menit dan kurang dari 5 (lima) menit.

MC 2 Persyaratan Peralatan Meter

MC 2.1 Meter

Meter pengukur energi aktif dan reaktif untuk ekspor dan impor, baik utama maupun pembanding, harus terpasang pada setiap titik sambung. Hal ini harus dipenuhi dengan penggunaan meter *bidirectional* sebagai berikut:

- a. meter energi aktif utama;
- b. meter energi aktif pembanding;
- c. meter energi reaktif utama;
- d. meter energi reaktif pembanding; dan

- e. meter *demand* daya kVA-maksimum (tidak perlu untuk generator dan sambung trafo distribusi).

Meter transaksi yang terpasang di konsumen tenaga listrik dan pembangkit EBT intermiten harus memiliki fitur perekaman *power quality*.

Meter transaksi yang digunakan harus sesuai dengan spesifikasi teknik dan konfigurasi yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.2 Trafo Instrumen

MC 2.2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang paling sedikit 1 (satu) set trafo tegangan dan/atau trafo arus dengan belitan atau inti yang terpisah untuk proteksi dan pengukuran (transaksi). Trafo tersebut sekaligus digunakan untuk meter utama dan meter pembanding. Trafo arus dan trafo tegangan untuk meter utama dan meter pembanding menggunakan belitan atau inti yang terpisah.

MC 2.2.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus menginformasikan setiap penggantian trafo instrumen yang terkait dengan pengukuran (transaksi) ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Penggunaan rasio dan kelas trafo instrumen pengganti harus sesuai rekomendasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.3 Koleksi Data

MC 2.3.1 Perekam Data

MC 2.3.1.1 Periode perekaman bervariasi antara 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit.

MC 2.3.1.2 Meter harus mampu mempertahankan semua data yang direkam dalam hal terjadi kegagalan pasokan daya *auxiliary*-nya (memiliki *type memory nonvolatile*).

MC 2.3.2 Komunikasi

MC 2.3.2.1 Setiap meter harus mempunyai kemampuan transfer data elektronik serta dilengkapi dengan *port* komunikasi *ethernet* dan *serial* yang tersambung dengan jaringan komunikasi *automatic meter reading* (AMR) milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang dipersiapkan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau oleh pemakai jaringan secara otomatis atau *manual remote*.

- MC 2.3.2.2 Dalam hal karena suatu sebab pembacaan dari jauh secara otomatis (*remote reading* atau AMR) atau *manual remote* tidak dapat dilakukan, pengambilan data secara lokal harus dilakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. *Storage* meter yang terpasang harus mampu menampung data paling singkat 3 (tiga) bulan untuk mengantisipasi terjadinya kegagalan *link* komunikasi. Data harian yang di-*download* dari meter harus disimpan dalam *database* khusus pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- MC 2.3.2.3 Protokol komunikasi, format informasi, dan *software* yang digunakan pada sarana komunikasi ke/dari peralatan *metering* harus sesuai (*compatible*) dengan yang digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan harus terlebih dahulu mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- MC 2.4 Persyaratan Instalasi
- MC 2.4.1 Meter utama dan meter pembanding harus dipasang sisi netto (setelah *step up transformer*) dalam 1 (satu) lokasi.
- MC 2.4.2 Lemari (*cubicles*) yang memadai harus disediakan untuk meter pada setiap titik sambung. Penyediaan lemari (*cubicles*) harus mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Konstruksinya harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Akses lemari meter tersebut harus dikunci dan disegel.
- MC 2.4.3 Pasokan daya (*auxilliary*) ke meter harus terus-menerus (*continue*) dengan cara yang disepakati oleh para pihak.
- MC 2.4.4 Setiap peralatan *metering* di konsumen tenaga listrik harus dilengkapi dengan:
1. *undervoltage relay* atau sarana pendeteksi tegangan untuk memonitor tegangan *phase* masuk ke meter dan memberikan alarm jika terjadi tegangan rendah; atau
 2. kwh meter yang digunakan dilengkapi fitur *monitoring sag & swell*.
- MC 2.4.5 *Burden* yang sesungguhnya dari trafo arus dan trafo tegangan harus disesuaikan dengan ratingnya.
- MC 2.4.6 Drop tegangan harus lebih kecil dari 1% (satu persen).
- MC 2.4.7 Rangkaian tegangan pengukuran ke masing-masing meter utama dan meter pembanding harus terpisah.

- MC 2.4.8 Rangkaian sekunder trafo arus dan trafo tegangan harus langsung tersambung ke terminal meter (tidak tersambung ke peralatan pengukuran lain nontransaksi) dan kabel tegangan harus dilengkapi dengan *screen* atau *marker*.
- MC 2.5 Kepemilikan
- Meter utama disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak penjual, sedangkan meter pembanding disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak pembeli. Masing-masing pihak harus mengoperasikan dan memelihara meternya.
- MC 2.6 Proses Data Pengukuran (*Metering*) untuk Pembayaran
- MC 2.6.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melakukan manajemen dan pemeliharaan *database* pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambung. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil data pengukuran secara otomatis atau *remote* dari semua meter pada titik sambung serta menyimpan data dalam *database* untuk maksud perhitungan jual beli. Dalam hal pengambilan data secara otomatis atau *remote* mengalami kegagalan atau fasilitas belum tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal atau pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke *database*.
- MC 2.6.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menggunakan data pengukuran yang disimpan dalam *database* pada hari pertama bulan berikutnya untuk perhitungan bulan tagihan.
- MC 2.6.3 Data yang digunakan untuk perhitungan tagihan jual beli yaitu rekaman data pada meter utama. Dalam hal diketahui terjadi kesalahan pada meter utama, data yang digunakan yaitu rekaman data pada meter pembanding (parsial atau seluruhnya).
- MC 2.6.4 Jika diketahui terjadi perbedaan pengukuran meter utama dan meter pembanding yang keluar dari kelas akurasi meter namun tidak memungkinkan menentukan meter yang salah atau keduanya salah, data yang digunakan untuk proses perhitungan penagihan harus disepakati oleh kedua belah pihak dan dinyatakan dalam berita acara yang ditandatangani oleh kedua belah pihak.
- MC 3 *Commissioning*
- MC 3.1 Sebelum pemberian tegangan (*energize*) pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan dokumen atas peralatan pengukuran atau

sistem *metering* kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling sedikit memuat:

- a. *single line* diagram dan *wiring* diagram yang menunjukkan titik sambung dan peralatan *metering*-nya sesuai yang terpasang;
- b. sertifikat awal pengujian dan kalibrasi trafo arus, trafo tegangan, dan meter;
- c. perhitungan dan hasil uji drop tegangan pada rangkaian tegangan;
- d. perhitungan dan hasil uji *burden* rangkaian meter; dan
- e. hasil *continuity test*.

MC 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan badan atau institusi penguji harus memeriksa dan menguji peralatan pengukuran atau sistem *metering* yang disaksikan oleh perwakilan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pemeriksaan meliputi kesesuaian terhadap Aturan Pengukuran dan *best practice* dalam instalasi kelistrikan.

MC 3.3 Hasil pengujian dan pemeriksaan harus ditandatangani oleh pihak terkait dan dicantumkan dalam sertifikat yang disahkan oleh badan atau institusi penguji.

MC 3.4 Pemilik meter harus membayar biaya pengujian peralatan pengukuran atau sistem *metering* miliknya.

MC 4 Pengujian Setelah *Commissioning*

MC 4.1 Pengujian Periodik

MC 4.1.1 Setelah *commissioning*, peralatan Meter harus diperiksa dan diuji oleh lembaga inspeksi teknis yang terakreditasi menggunakan standar nasional Indonesia, IEC, dan/atau standar PT PLN (Persero) dengan interval waktu sebagai berikut:

- a. trafo arus dan trafo tegangan pada saat pertama kali dioperasikan; dan
- b. peralatan pengukuran atau sistem *metering* setiap 5 (lima) tahun.

MC 4.1.2 Biaya pengujian periodik peralatan Meter ditanggung oleh pemilik.

MC 4.1.3 Pembayaran biaya perbaikan atau penggantian bagian yang rusak ditanggung oleh pemilik meter.

MC 4.2 Pengujian di Luar Jadwal

MC 4.2.1 Salah satu pihak dapat mengajukan permintaan tertulis kepada pihak lain untuk melakukan kalibrasi ulang meter utama atau

meter pembanding dengan mencantumkan analisis rinci kesalahan yang ditemukan.

MC 4.2.2 Jika pemilik meter setuju untuk mengadakan kalibrasi ulang, kalibrasi ulang harus dilaksanakan oleh badan atau institusi pengujian yang terakreditasi yang disepakati oleh kedua belah pihak.

MC 4.2.3 Dalam hal hasil pengujian kalibrasi ulang menunjukkan kondisi meter sesuai dengan standar kelasnya, badan atau institusi pengujian harus menerbitkan sertifikat kalibrasi. Dalam hal tidak mungkin dilakukan kalibrasi ulang, badan atau institusi pengujian harus membuat laporan pengamatan dan merekomendasikan tindak lanjut.

MC 4.2.4 Pengujian disaksikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Laporan resmi pengujian dibuat dan ditandatangani oleh pihak terkait.

MC 4.2.5 Dalam hal kalibrasi ulang tidak mungkin dilakukan karena kerusakan sehingga meter harus diganti, meter tersebut harus diganti atas tanggungan pemilik meter.

MC 4.2.6 Pembayaran pengujian diatur sebagai berikut:

- a. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut sesuai dengan standar kelasnya, pihak yang meminta pengujian yang membayar biaya pengujian; atau
- b. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut memerlukan kalibrasi ulang, pemilik meter yang membayar biaya pengujian.

MC 5 Segel dan *Programming* Ulang

Setelah pelaksanaan pengujian peralatan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik segera memasang segel dengan identifikasi yang jelas.

Pemutusan segel oleh salah satu pihak hanya dapat dilakukan berdasarkan izin pihak lain.

Programming ulang meter hanya dapat dilakukan oleh pemilik meter dengan dihadiri pihak lain.

Penggantian segel atau *programming* ulang meter harus disertai dengan laporan resmi yang ditandatangani oleh semua pihak yang hadir.

MC 6 Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan

MC 6.1 Hak Akses ke Data dalam Meter

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik berhak mengakses data pengukurannya dalam *database* elektronik atau di kantor pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 6.2 Akses ke Peralatan *Metering*

Pemilik peralatan meter harus menyediakan akses bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk verifikasi kesesuaian peralatan meter dengan aturan pengukuran, serta menyaksikan pengujian, membaca register, dan/atau memeriksa segel.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilarang melakukan kegiatan yang dapat mempengaruhi operasi meter, kecuali diperlukan untuk memenuhi tanggung jawab sesuai ketentuan dalam Aturan Jaringan Kalimantan.

MC 6.3 Akses dan Pemeriksaan

Bagian ini menjelaskan beberapa kondisi sebagai berikut:

- a. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) boleh memasuki fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik boleh memasuki fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- c. pengaturan prosedur dan kegiatan dalam memasuki fasilitas suatu pihak dan pelaksanaan inspeksi.

MC 6.4 Hak Memeriksa

Setiap kegiatan pemeriksaan harus melibatkan pengelola transmisi PT PLN (Persero) sebagai pemilik jaringan. Lingkup pemeriksaan ini meliputi (tidak termasuk pemeriksaan meter untuk penertiban aliran listrik di pelanggan):

- a. bagian ini memberikan hak kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memeriksa setiap peralatan Meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan sebaliknya yang peralatan meter-nya tersambung dengan *grid* dan untuk memeriksa setiap peralatan meter pihak lain pada titik sambung;
- b. dalam hal salah satu pihak merasa yakin bahwa pihak lain tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Kalimantan dan hal tersebut merugikan atau diduga merugikan, pihak yang

- bersangkutan dapat meminta inspeksi atau pemeriksaan atas peralatan Meter yang dicurigai;
- c. dalam hal salah satu pihak menginginkan melakukan pemeriksaan peralatan Meter milik pihak lain, pihak yang bersangkutan harus memberitahukan maksudnya kepada pihak lain, paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pelaksanaan pemeriksaan;
 - d. agar pemberitahuan pada huruf c berlaku, pemberitahuan harus dilengkapi dengan informasi:
 - 1. nama representasi yang akan melaksanakan pemeriksaan mewakili pihak yang menginginkan pemeriksaan;
 - 2. waktu mulai pelaksanaan pemeriksaan dan perkiraan lama penyelesaian; dan
 - 3. ketidaksesuaian dengan Aturan Pengukuran (yang dicurigai);
 - e. pihak yang dicurigai harus menugaskan personel yang mampu untuk mendampingi representasi pihak pemeriksa yang akan memasuki fasilitasnya dalam melakukan pemeriksaan;
 - f. pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa pemeriksaan yang akan dilakukan hanya sesuai kebutuhan dan tidak lebih dari 24 (dua puluh empat) jam;
 - g. pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa representasi pihak pemeriksa mampu melakukan pemeriksaan; dan
 - h. biaya pemeriksaan ditanggung oleh pihak yang menginginkan pemeriksaan, kecuali ditemukan kesalahan sehingga yang menanggung biaya pemeriksaan adalah pihak yang diperiksa.

MC 7 Keamanan Instalasi Meter dan Data

MC 7.1 Perubahan Peralatan *Metering*

Semua perubahan yang akan dilakukan terhadap peralatan *metering* termasuk peralatan Meter, parameter, dan/atau *setting* harus mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik terkait.

MC 7.2 Perubahan Data *Metering*

Perubahan terhadap data orisinal yang disimpan dalam sebuah meter tidak diperbolehkan kecuali selama pelaksanaan pengujian ketelitian di lapangan.

MC 7.3 *Proteksi Password dalam Data Metering*

Data yang disimpan dalam *database* harus diproteksi dengan *password* terhadap akses elektronik langsung, lokal, dan *remote* yang tidak berhak. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku manajer *database* harus memonitor akses ke *database* untuk menjamin bahwa semua data terproteksi terhadap yang tidak berhak mengakses dan/atau menggunakan.

MC 8 Hal Lain

Hal lain yang bersifat teknik operasional yang secara rinci tidak diatur dalam Aturan Jaringan Kalimantan ini akan diatur dalam Prosedur Tetap *Metering* yang dibuat oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit terkait.

ATURAN KEBUTUHAN DATA
(DATA REQUIREMENTS CODE - DRC)

Aturan Kebutuhan Data merangkum kebutuhan data teknis detail yang dibutuhkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, termasuk pengelola pembangkit dan pengelola distribusi PT PLN (Persero). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerlukan data teknis detail untuk mengevaluasi kesesuaiannya dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Kalimantan guna meyakinkan keamanan, keandalan, dan efisiensi operasi sistem.

DRC 1 Kebutuhan Data Spesifik

Kebutuhan data utama meliputi:

a. Data Desain Unit Pembangkit

Data ini menjelaskan kebutuhan data desain teknis setiap unit pembangkit, termasuk data teknis umum, data reaktansi dan resistansi, parameter saturasi, data trafo, kemampuan aktif dan reaktif, karakteristik eksitasi dan peralatan *governor*, data *prime mover*, dan data *power system stabilizer* yang tercantum dalam Tabel 19 (Data Desain Unit Pembangkit) dan Tabel 20 (Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh pengelola pembangkit dengan ketentuan:

1. pengelola pembangkit dengan kapasitas ≥ 20 (dua puluh) MW mengisi Tabel 19 dan Tabel 20; dan
2. pengelola pembangkit dengan kapasitas < 20 (dua puluh) MW mengisi Tabel 19.

2. Data *Setting* Unit Pembangkit

Data ini mencakup data *setting* unit pembangkit, termasuk *setting* proteksi, data kontrol, dan *setting* peralatan kontrol untuk setiap unit pembangkit yang tercantum dalam Tabel 21 (Data *Setting* Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

3. Parameter Respons Unit Pembangkit

Data ini mencakup parameter respons unit pembangkit, seperti kemampuan *output* normal, pemberitahuan waktu sinkronisasi, waktu terakhir pengeluaran dari operasi, fleksibilitas unit pembangkit, kecepatan perubahan pembebanan, parameter regulasi, dan ketelitian dalam memenuhi target *dispatch* yang tercantum dalam Tabel 22 (Parameter Respons Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

4. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Data ini menunjukkan data instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (fasilitas dan peralatan) yang tersambung ke *grid*, termasuk rating tegangan, koordinasi isolasi, rating arus, pembumian, kontribusi arus hubung singkat ke *grid*, dan kemampuan pembebanan yang tercantum dalam Tabel 23 (Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

5. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Data ini meliputi data *setting* instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, seperti data proteksi, data kontrol perubahan *tap*, dan kontrol kompensasi daya reaktif yang tercantum dalam Tabel 24 (Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

6. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Data ini mencakup detail data beban pada titik sambung, termasuk proyeksi kebutuhan daya aktif, daya reaktif, dan karakteristik beban seperti fluktuasi beban dan respons dinamik terhadap perubahan tegangan dan frekuensi yang tercantum dalam Tabel 25 (Karakteristik Beban pada Titik Sambung).

Data ini harus diisi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik.

DRC 2 Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

DRC 2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian sebagaimana dimaksud dalam DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik). Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data. Format tersebut digunakan untuk penyampaian data tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

- DRC 2.2 Nama personel yang ditunjuk oleh manajemen untuk menyampaikan data harus dinyatakan secara tertulis.
- DRC 2.3 Dalam hal tersedia saluran data (*data link*) komputer antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan *file* pada jaringan komputer bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasukkan semua data milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik).
- DRC 2.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat meminta pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, seperti *flashdisk* atau *compact disk* jika saluran data (*data link*) komputer terganggu atau belum tersedia.
- DRC 2.5 Perubahan atas Data Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
- Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga Listrik menyadari terjadinya perubahan data suatu peralatan yang sudah tercatat pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah ditentukan dalam Aturan Jaringan Kalimantan.
- DRC 3 Data yang Tidak Disampaikan
- pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data. Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak menyampaikan data yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat data estimasi. Tindakan tersebut tidak melepaskan tanggung jawab pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk segera menyampaikan data sesungguhnya (*actual data*) yang dibutuhkan, kecuali jika pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setuju secara tertulis bahwa data yang sesungguhnya (*actual*) tidak diperlukan.

Tabel 19. Data Desain Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Teknis Umum		
1.1.1	MVA <i>Rated</i>	MVA	
1.1.2	Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.3	<i>Rated Gross</i> MW	MW	
1.1.4	Tegangan Terminal	KV	
1.1.5	Beban <i>Auxiliary</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.6	Daya Reaktif (<i>Output</i>) <i>Rated</i>	MVAR	
1.1.7	Beban Minimum	MW	
1.1.8	Konstanta <i>Inertia Turbo Generator Rated</i>	MW-sec	
1.1.9	Rasio Hubung Singkat	kA	
1.1.10	Arus Stator (<i>Rated</i>)	Amps	
1.1.11	Arus Rotor pada <i>Rated</i> MVA dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	Amps	
1.2	Tahanan/ <i>Resistances</i>		
1.2.1	Tahanan <i>Stator</i> R_s	per unit	
1.2.2	Tahanan <i>Negative Sequence</i> R_2	per unit	
1.2.3	Tahanan <i>Zero Sequence</i> R_0	per unit	
1.2.4	Tahanan Pembumian R_e	per unit	
1.3	Reaktansi/ <i>Reactances (Unsaturated)</i>		
1.3.1	Reaktansi <i>Direct Axis Synchronous</i> X_d	per unit	
1.3.2	Reaktansi <i>Direct Axis Transient</i> X_d'	per unit	
1.3.3	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> X_d''	per unit	
1.3.4	Reaktansi <i>Quad Axis Synchronous</i> X_q	per unit	
1.3.5	Reaktansi <i>Quad Axis Transient</i> X_q'	per unit	
1.3.6	Reaktansi <i>Quad Axis Subtransient</i> X_q''	per unit	
1.3.7	Reaktansi Kebocoran Stator	per unit	
1.3.8	Reaktansi Urutan Nol X_0	per unit	
1.3.9	Reaktansi Urutan Negatif X_2	per unit	
1.3.10	Reaktansi <i>Potier</i> X_{pot}	per unit	
1.3.11	Reaktansi Pembumian X_e	per unit	
1.4	Reaktansi/ <i>Reactance (Saturated)</i>		
1.4.1	Reaktansi <i>Direct Axis Sinkron</i> X_{dsat}	per unit	
1.4.2	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> $X_d''sat$	per unit	
1.5	Daya Bruto (<i>Rated</i>) MW		
1.5.1	1.0 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.5.2	1.2 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.6	Konstanta Waktu (<i>Unsaturated</i>)		
1.6.1	<i>Direct Axis Short Circuit Transient</i> T_d'	sec	
1.6.2	<i>Direct Axis Short Circuit Subtransient</i> T_d''	sec	
1.6.3	<i>Quad Axis Short Circuit Transient</i> T_q'	sec	

Data		Satuan	Nilai		
Item	Deskripsi		1	2	3
1.6.4	<i>Quad Axis Short Circuit Transient Tq'</i>	sec			
1.7	Trafo Generator (<i>Step Up</i>)		1	2	3
1.7.1	Jumlah Belitan				
1.7.2	<i>Rated MVA</i> Setiap Belitan	MVA			
1.7.3	Tegangan Utama <i>Tap Rated</i>	kV			
1.7.4	Tahanan Setiap Belitan	per unit			
1.7.5	Reaktansi Urutan Positif Setiap Belitan	per unit			
1.7.6	Reaktansi Urutan Negatif Setiap Belitan	per unit			
1.7.7	Reaktansi Urutan Nol Setiap Belitan	per unit			
1.7.8	Tegangan Minimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.9	Tegangan Maksimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.10	Jenis <i>Tap Change (on Load/off Load)</i>				
1.7.11	<i>Tap Changer Cycle Time</i>	sec			
1.8	Kemampuan Reaktif (pada Terminal)				
1.8.1	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MVAR			
1.8.2	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Pembangkitan Minimum	MVAR			
1.8.3	Daya Reaktif <i>Lagging</i> Sesaat	MVAR			
1.9	Karakteristik Peralatan Eksitasi				
1.9.1	Tegangan Medan pada <i>Rated MVA</i> dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	per unit			
1.9.2	Tegangan Medan Maksimum <i>Efdmx</i>	per unit			
1.9.3	Tegangan Medan Minimum <i>Efdmx</i>	per unit			
1.9.4	Maksimum Kecepatan Kenaikan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.5	Maksimum Kecepatan Penurunan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.6	Arus Eksitasi Maksimum <i>Curmx</i>	amps			
1.9.7	Arus Eksitasi Minimum <i>Curmn</i>	amps			
1.9.8	<i>DC Gain of Excitation Control Loop Vsp</i>	per unit			
1.9.9	<i>Regulator Input Filter Time Constant Tvm</i>	sec			
1.9.10	<i>Regulator Integration Time Constant</i>	sec			
1.9.11	<i>Regulator Amplifier Time Constant Tvs</i>	sec			
1.9.12	<i>Maximum Internal Voltage Regulator Signal Urma</i>	per unit			
1.9.13	<i>Minimum Internal Voltage Regulator Signal Urmin</i>	per unit			
1.9.14	<i>Regulator Stabilizing Gain Vss</i>	per unit			
1.9.15	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant Tst1</i>	sec			
1.9.16	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant Tst2</i>	sec			
1.9.17	<i>Excitation Constant Kerr</i>	per unit			
1.9.18	<i>Excitation Time Constant Terr</i>	sec			
1.9.19	<i>Excitation Saturation Constant 1 Aerr</i>	per unit			
1.9.20	<i>Excitation Saturation Constant 2 Berr</i>	per unit			

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.9.21	<i>Regulator Time Constant Ta</i>	sec	
1.9.22	<i>Coefficient of Ceiling Regulator Voltage to Terminal Voltage Kc</i>	per unit	
1.9.23	<i>Voltage Gain from Shunt Self Excitation Kp</i>	per unit	
1.10	<i>Power System Stabilizer</i>		
1.10.1	<i>PSS Gain for Mechanical Speed Input Signal kaom</i>	per unit	
1.10.2	<i>Time Constant for Mechanical Speed Measurement Taom</i>	sec	
1.10.3	<i>PSS Gain for Electrical Frequency Measurement Kafe</i>		
1.10.4	<i>Time Constant for Electrical Frequency Measurement Tafe</i>	sec	
1.10.5	<i>PSS Gain for Electrical Power Input Signal Kape</i>	per unit	
1.10.6	<i>Time Constant for Electrical Power Measurement Kape</i>	sec	
1.10.7	<i>PSS Gain for Terminal Voltage Input Signal</i>	per unit	
1.10.8	<i>Time Constant for Terminal Voltage Measurement Tau1</i>	sec	
1.10.9	<i>Steady State PSS Gain Kpss</i>	per unit	
1.10.10	<i>PSS Gain for Turbine Torque Input Signal Ktrg</i>	per unit	
1.10.11	<i>PSS Gain for Valve Position Input Signal Kayt</i>	per unit	
1.10.12	<i>Time Constant for Valve Position Measurement Tayt</i>	sec	
1.10.13	<i>Stabilizing Time Constant</i>	Tss	
1.10.14	<i>Water Hammer Filter Time Constant Tw</i>	Tw	
1.10.15	<i>Output Signal Magnitude Limit Upsmx</i>	per unit	
1.11	<i>Unit Governor</i>		
1.11.1	<i>Time Constant for Electrical Power Transducer Tp</i>	sec	
1.11.2	<i>Frequency Shifted Power Controller Static Droop bpf</i>	%	
1.11.3	<i>Frequency Shifted Power Controller Transient Droop bpf</i>	%	
1.11.4	<i>Time Constant Tdf</i>	sec	
1.11.5	<i>Power Controller Gain Kf</i>	per unit	
1.11.6	<i>Power Controller Integration Time Constant Tip</i>	sec	
1.11.7	<i>Speed Controller Static Drop bp</i>	%	
1.11.8	<i>Speed Controller Transient Drop bp</i>	%	
1.11.9	<i>Regulator Time Constant (Pilot Value) Tr</i>	sec	
1.11.10	<i>Main Servo Dead Band Dband</i>	per unit	
1.11.11	<i>Main Servo Time Constant Ty</i>	sec	
1.11.12	<i>Main Servo Maximum Opening Time Tyo</i>	sec	
1.11.13	<i>Main Servo Maximum Closing Time Tyc</i>	sec	
1.11.14	<i>Maximum Main Servo Position Ytmax</i>	per unit	
1.11.15	<i>Valve Characteristic Yyt</i>	%	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.11.16	<i>Electrical Frequency/Speed Input Signal Switch ippco</i>		
1.11.17	<i>Power Set Point Integration Time grdpu</i>	sec	
1.11.18	<i>SCO - Participation Factor bpace</i>	per unit	
1.11.19	<i>Pilot Value Opening Time (Hidro) Tro</i>	sec	
1.11.20	<i>Pilot Value Closing Time (Hidro) Trc</i>	sec	
1.11.21	<i>Speed Controller Input Filter Time Constant Tm</i>	sec	
1.11.22	<i>Power Controller Input Filter Time Constant Tp</i>	sec	
1.11.23	<i>Temperature Speed Dependency alft</i>		
1.11.24	<i>Temperature Input Filter Time Constant Tvr</i>	sec	
1.11.25	<i>Temperature Controller Amplification Gain Kt</i>	per unit	
1.11.26	<i>Temperature Controller Integration Time Constant Tit</i>	sec	
1.11.27	<i>Speed Power Controller Amplification Gain Vr</i>	per unit	
1.11.28	<i>Speed Power Controller Time Constant Tn</i>	sec	
1.12	<i>Unit Governor</i>		
1.12.1	<i>Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.2	<i>Non Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.3	<i>Load Rejection Capability</i>	MW	
1.13	<i>Prime Mover</i>		
1.13.1	<i>High Pressure Turbine Time Constant (GT) Thp</i>	sec	
1.13.2	<i>First Reheater Time Constant tip</i>	sec	
1.13.3	<i>Second Reheater Time Constant Tlp</i>	sec	
1.13.4	<i>High Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.5	<i>Low Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.6	<i>Boiler Capacity Time Constant</i>	sec	
1.13.7	<i>Heat Transfer Time Constant Tkes</i>	sec	
1.13.8	<i>Fuel Controller Amplification Kmbr</i>	per unit	
1.13.9	<i>Fuel Controller Integration Time Constant Kmbr</i>	sec	
1.13.10	<i>Water Starting Time Constant (Hidro) TW</i>	sec	
1.13.11	<i>Half Reflexion Time of Pressure Tube (Hidro) TI</i>	sec	
1.13.12	<i>Allievi Constant Zw (Hidro) Zw</i>		
1.13.13	<i>Initial Water Pressure (Hidro) Ho</i>	per unit	
1.13.14	<i>Turbine Water Flow Dependency to Mechanical Speed komwp</i>	per unit	
1.13.15	<i>Dynamic Pressure Losses (Hidro) rbdyn</i>	per unit	
1.13.16	<i>Static Pressure Losses (Hidro) rbsta</i>	per unit	
1.13.17	<i>Water Flow for Point Wip 1 (min) (Hidro) wqmin</i>	per unit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.13.18	<i>Water Flow for Point Wip 5 (max) (Hidro) wqmax</i>	per unit	
1.13.19	<i>Turbine Efficiency (Hidro) wip</i>	%	

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.14	<i>Charts</i>	
1.14.1	<i>Capability Chart</i>	<i>graphical data</i>
1.14.2	<i>Open Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.3	<i>Short Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.4	<i>Zero Power Factor Curve</i>	<i>graphical data</i>
1.15	<i>Trafo Generator</i>	
1.15.1	<i>Tapped Winding</i>	teks, diagram
1.15.2	<i>Vector Group</i>	diagram
1.15.3	<i>Earthing Arrangement</i>	teks, diagram
1.16	<i>Reactive Capability (di Terminal Generator)</i>	
1.16.1	<i>Overload at Rated Capacity</i>	diagram as a function of time
1.17	<i>Eksitasi (Excitation)</i>	
1.17.1	<i>Generator and Exciter Saturation Characteristic</i>	diagram 50-120% teg. rated
1.17.2	<i>Dynamic Characteristics of Overexcitation Limiter</i>	teks, block diagram
1.17.3	<i>Dynamic Characteristics of Underexcitation Limiter</i>	teks, block diagram

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.18	<i>Power Plant Technical Data</i>		
1.18.1	<i>Tegangan pada Titik Sambung</i>	kV	
1.18.2	<i>Kapasitas Maksimum Total Sentral</i>	MW	
1.18.3	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.4	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Tidak Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.5	<i>Impedansi Minimum Urutan Nol Generator</i>	per unit	
1.18.6	<i>Impedansi Minimum Urutan Negatif Generator</i>	per unit	

Selain itu, harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing-masing unit pembangkit.

Tabel 20. Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.1	Generator				
1.1.1	<i>Rated Capacity</i>	S	teks	teks	MVA
1.1.2	<i>Rated Voltage</i>	V	teks	teks	kV
1.1.3	<i>Rated Current</i>	I	teks	teks	A
1.1.4	<i>Power Factor</i>	PF	teks	teks	
1.1.5	<i>Speed</i>	N	teks	teks	RPM
1.1.6	<i>Exciter Voltage</i>	Ve	teks	teks	V
1.1.7	<i>Rotor Current</i>	Ir	teks	teks	A
1.2	<i>Generator Impedance Data</i>				
1.2.1	<i>Synchronous Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	Xdi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.2	<i>Synchronous Quadrature Axis Reactance Unsaturated</i>	Xqi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.3	<i>Transient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X'di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.4	<i>Transient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X'qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.5	<i>Subtransient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X"di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.6	<i>Subtransient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X"qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.7	<i>Leakage Reactance</i>	Xl	teks	teks	Pu/ohm
1.2.8	<i>Positive Sequence Resistance</i>	Ra	teks	teks	Pu/ohm
1.3	<i>Combined Turbine Generator Exciter Inertia</i>		teks	teks	
1.3.1	<i>Inertia Constant</i>	H	teks	teks	
1.4	<i>Open Circuit Saturation</i>				
1.4.1	<i>Saturation at 1.0 pu Generator Voltage</i>	S1.0	teks	teks	
1.4.2	<i>Saturation at 1.2 pu Generator Voltage</i>	S1.2	teks	teks	
1.4.3	<i>Open Circuit Saturation Curve</i>		graph	graph	
1.5	<i>Other Data</i>				
1.5.1	<i>Generator Open Circuit Saturation Curve with Air Gap Line</i>		graph	graph	
1.5.2	<i>Air Gap Field Current at Rated Generator Voltage</i>		teks	teks	A
1.5.3	<i>Field Winding Resistance</i>	Rf	teks	teks	Ohms

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.5.4	<i>Field Winding Temperature or Generator Hot Air/Gas Temperature at Which the Field Winding Resistance</i>		teks	teks	°C
1.6	Sistem Eksitasi dan AVR				
1.6.1	Tipe Eksitasi (antara lain <i>Static, AC Rotating, Brushless, dan DC Gen</i>)			teks	
1.6.2	Pabrikan Sistem Eksitasi			teks	
1.6.3	Foto <i>Nameplate</i> Sistem Eksitasi			<i>graph</i>	
1.6.4	<i>Voltage Regulator Type</i>			teks	
1.6.5	<i>Voltage Regulator Manufacturer</i>			teks	
1.6.6	<i>Block Diagram Model of Excitation and Voltage Regulator</i>			<i>graph</i>	
1.7	<i>Line Drop Compensation</i>				
1.7.1	<i>Line Drop Compensation (Enable/Disable)</i>			teks	
1.7.2	<i>Value Setting in pu (Rated to Machine)</i>			teks	pu
1.8	<i>Power System Stabilizer</i>				
1.8.1	<i>PSS Type</i>			teks	
1.8.2	<i>PSS Manufacturer</i>			teks	
1.8.3	<i>Block Diagram Model of PSS</i>			<i>graph</i>	
1.9	<i>Overexcitation Limiter</i>				
1.9.1	<i>OEL Type (Static, AC Rotating, Brushless, DC Generator, etc)</i>			teks	
1.9.2	<i>OEL Manufacturer</i>			teks	
1.9.3	<i>OEL Time Characteristics (Definite Time, Inverse Time) and Pickup vs Time Characteristic Curve</i>			<i>graph</i>	
1.9.4	<i>OEL Actions (e.g Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>			teks	
1.9.5	<i>Block Diagram Model of OEL</i>			<i>graph</i>	
1.10	<i>Underexcitation Limiter</i>				
1.10.1	<i>Information of UEL</i>			teks	
1.10.2	<i>UEL Type (Conventional or Voltage Sensitive, PQ Limiter, etc)</i>			teks	
1.10.3	<i>UEL Actions (e.g. Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage</i>			teks	

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
	<i>Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>				
1.10.4	<i>Limit Setting (Curve of Real and Reactive Power)</i>			gambar	
1.11	<i>Turbine Governor Data</i>				
1.11.1	<i>Turbine Type (Hidro)</i>			teks	
1.11.2	<i>Turbine Type (Gas)</i>			teks	
1.11.3	<i>Turbine Type (Steam)</i>			teks	
1.11.4	<i>Turbine Manufacturer</i>			teks	
1.12	<i>Power System Dynamics Model (Please Include Name of Model, Standard in One Enclosed Report)</i>				
1.12.1	<i>Governor Model</i>		<i>graph</i>	<i>software</i>	
1.12.2	<i>Exciter Model</i>		<i>graph</i>	<i>software</i>	
1.12.3	<i>PSS Model</i>		<i>graph</i>	<i>software</i>	

Tabel 21. Data Setting Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.1	<i>Setting Proteksi</i>	
1.1.1	<i>Kehilangan Medan (Loss of Field)</i>	teks
1.1.2	<i>Penguatan Kurang (Underexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.3	<i>Penguatan Lebih (Overexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.4	<i>Overfluxing (V/Hz)</i>	teks, diagram
1.1.5	<i>Differential</i>	teks
1.2	<i>Control Data</i>	
	Detail dari Rangkaian Penguatan (<i>Excitation Loop</i>) yang Diuraikan dalam Bentuk <i>Block Diagram</i> , Menunjukkan <i>Transfer Functions</i> Masing-Masing Elemen Individual dan Unit Pengukur (<i>Measurement Units</i>)	diagram
1.3	<i>Control Devices Settings</i>	
1.3.1	Pembatas Penguatan Lebih (<i>Overexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.2	<i>Overfluxing Limiter (V/H)</i>	teks, diagram
1.3.3	Pembatas Penguatan Kurang (<i>Underexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.4	<i>Manual Restrictive Limiter (if Fitted)</i>	teks
1.3.5	Kompensasi <i>Load Drop</i> /Pembagian VAR	teks, <i>function</i>

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.3.6	Model Dinamik dari Poros Turbin/Generator dalam Bentuk <i>Lumped Element</i> , Menunjukkan Komponen Inersia, <i>Damping</i> , dan <i>Shaft Stiffness</i>	

Data Requirement for Generator and Grid Relay Coordination

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
IP				

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
2.1	<i>Single Line Diagram</i>	
2.1.1	<i>Power Plant's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.2	<i>Protection's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.3	<i>Tripping Logic Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2	Generator	
2.2.1	<i>Load Capability Curve</i>	<i>graphical data</i>
2.2.2	<i>Area of Underexcitation/ Minimum Excitation Limiter in the R - X or P - Q Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2.3	<i>Generator Capability Due to Overexcitation (V/Hz) Condition</i>	<i>graphical data</i>
2.2.4	<i>Generator Capability Due to Overfrequency/ Underfrequency Condition</i>	<i>graphical data</i>

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1	Data Generator		
3.1.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.1.2	<i>Inertia Constant</i>	H	
3.1.3	<i>Nominal Voltage Generator</i>	kV	
3.1.4	<i>Capacity</i>	MVA	
3.1.5	<i>Power Factor</i>	pf	
3.1.6	<i>Generator Connection</i>		
3.1.7	<i>Direct Synchronous Reactance (Xd)</i>	per unit	
3.1.8	<i>Direct Transient Reactance (X'd)</i>	per unit	
3.1.9	<i>Direct Subtransient Reactance (X''d)</i>	per unit	
3.1.10	<i>Negative Sequence Reactance (X2)</i>	per unit	
3.1.11	<i>Negative Sequence Resistance (r2)</i>	per unit	
3.1.12	<i>Zero Sequence Reactance (X0)</i>	per unit	
3.1.13	<i>Zero Sequence Resistance (r0)</i>	per unit	
3.1.14	<i>Number of Pole</i>	<i>pole</i>	
3.1.15	<i>Quadrature Synchronous Reactance</i>	per unit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
	<i>(X_q)</i>		
3.1.16	<i>Quadrature Transient Reactance (X'_q)</i>	per unit	
3.1.17	<i>Quadrature Subtransient Reactance (X''_q)</i>	per unit	
3.2	NGR		
3.2.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.2.2	<i>Impedance</i>	Ohms	
3.2.3	<i>Nominal Current NGR</i>	Amps	
3.2.4	<i>Continous Current NGR</i>	Amps	
3.2.5	<i>Continous Time</i>	second	
3.3	<i>Data Generator Transformer</i>		
3.3.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.3.2	<i>Power</i>	MVA	
3.3.3	<i>Voltage</i>	kV	
3.3.4	<i>Vektor Group</i>		
3.3.5	<i>Impedance</i>	per unit	
3.3.6	<i>AVR</i>		
3.3.7	<i>Step AVR</i>	step	
3.3.8	<i>X/R Ratio</i>		

Harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing - masing unit pembangkit.

Tabel 22. Parameter Respons Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Kemampuan <i>Output</i>		
1.1.1	Beban Penuh Normal	MW	
1.1.2	Beban Minimum Normal	MW	
1.1.3	Beban Minimum yang Dapat Dipertahankan (pada Tekanan <i>Rated Boiler</i> untuk Unit Pembangkit Termal)	MW	
1.2	Kemampuan <i>Output</i> Keadaan Darurat		
1.2.1	Tambahan Daya <i>Output</i>	MW	
1.2.2	Pengurangan MVAR untuk Tambahan MW <i>Output</i>	MVAR	
1.2.3	Keperluan Pemberitahuan	menit	
1.2.4	Periode Waktu Minimum untuk Pembatalan	menit	
1.3	Pemberitahuan untuk Sinkronisasi		
1.3.1	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.2	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.3	Setelah Jam Keluar	menit	
1.4	Waktu Tercepat untuk Sinkronisasi		
1.4.1	Senin	xxx jam	
1.4.2	Selasa sampai dengan Jumat	xxx jam	
1.4.3	Sabtu	xxx jam	
1.5	Waktu Tercepat Pengeluaran Unit Pembangkit		
1.5.1	Senin sampai dengan Kamis	xxx jam	
1.5.2	Jumat	xxx jam	
1.5.3	Sabtu dan Minggu	xxx jam	
1.6	<i>Flexibility</i>		
1.6.1	Minimum Waktu <i>Shutdown</i> Unit Pembangkit	menit	
1.6.2	Batasan <i>Shutdown (Maximum Number Per Day)</i>	No./day	
1.7	Kecepatan Perubahan Beban		
1.7.1	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.2	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.3	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.7.4	Kecepatan Penurunan Beban (Hingga Keluar)	MW/min	
1.8	Parameter Pengaturan		
1.8.1	Tingkat Cadangan Putar	MW	
1.8.2	<i>Response Time</i> ke Beban Penuh	menit	
1.9	Ketepatan Memenuhi Target <i>Dispatcher</i>		
	Standar Deviasi Kesalahan untuk Periode 30 Min	MW	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Presentation
Item	Deskripsi	
1.10	<i>Flexibility</i>	
	Periode Operasi Minimum Setelah Waktu Keluar	<i>graphical data</i>
1.11	Parameter Pembebanan	
	<i>Synchronizing Block Load after Hours Off Load</i>	<i>graphical data</i>

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.12	Interval Sinkronisasi		
1.12.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.12.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.12.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.12.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.13	Interval untuk Pengeluaran (<i>Shutdown</i>)		
1.13.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.13.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.13.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.13.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.14	<i>Flexibility</i>		
	Waktu Minimum <i>Shutdown</i> Pusat Pembangkit	menit	

Tabel 23. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Unit	Value
Item	Deskripsi		
1.1	Rating Tegangan		
1.1.1	Tegangan Nominal	kV	
1.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	
1.2	Koordinasi Isolasi		
1.2.1	<i>Rated Lightning Impulse Withstand Voltage</i>	kV	
1.2.2	<i>Rated Short Duration Power Frequency Withstand Voltage</i>	kV	
1.3	<i>Rated Short Time Withstand Current</i>	kA	
1.4	<i>Rated Current</i>		
	<i>Circuit Maximum Current</i>	amps	
1.5	Pembumian (<i>Grounding</i>)		
	<i>Earth Grid Rated Thermal Current</i>		
1.6	<i>Insulation Pollution Performance</i>		
1.6.1	<i>Minimum Total Creepage</i>	milimeter	
1.6.2	<i>Pollution Level as per IEC 815</i>		
1.7	<i>Short Circuit Infeed to the System</i>		
1.7.1	<i>Maximum 3 Phase Short Circuit Symmetrical Infeed, Including Infeeds from Embedded Power Plants Directly Connected to the User's System</i>	kA	
1.7.2	<i>Total Infeed at the Instant of Fault Taking into Consideration Induction Motors Contribution</i>	kA	
1.7.3	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.7.4	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.8	Kemampuan Penyaluran Daya		
	Di Mana Beban atau Grup Beban Dapat Dipasok Melalui Beberapa Alternatif Titik Sambung:		
1.8.1	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.8.2	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.9	Jaringan Penghubung <i>Embedded Power Plants</i> Ke (Base : 100 MVA)		
1.9.1	Tahanan	per unit	
1.9.2	Reaktansi	per unit	
1.9.3	<i>Susceptance</i>	per unit	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format
Item	Deskripsi	Penyampaian
1.10	Pembumian (<i>Grounding</i>)	
	Metode Pembumian (<i>Grounding</i>)	teks
1.11	<i>Remote Control</i> dan Transmisi Data	teks
1.12	Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Diagram Operasi, Menunjukkan Rangkaian Listrik yang Telah Ada dan Usulan Fasilitas Utama dalam Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik, Termasuk Pengaturan <i>Busbar</i> , Fasilitas <i>Switching</i> , dan Tegangan Operasi	<i>single line diagram</i>
1.13	Impedansi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Untuk Setiap Komponen dalam Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik : Detail Impedansi Seri dan Paralel Urutan Positif, Negatif, dan Nol Termasuk <i>Mutual Coupling</i> Antara Elemen yang Berdekatan (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel
1.14	Kemampuan Transfer Beban	
	Pengaturan Transfer untuk Kondisi Terencana atau Gangguan	teks

Tabel 24. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Proteksi		
1.1.1	Jangkauan Semua Skema Proteksi pada Transmisi, Busbar, dan Kabel (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel	%
1.1.2	Jumlah Skema Proteksi pada Setiap <i>Item</i>	teks	
1.1.3	Waktu Total <i>Fault Clearing</i> untuk Gangguan Dekat dan Jauh	tabel	milidetik
1.1.4	Detail Urutan <i>Reclosure</i>	teks	
1.2	Data Pengatur <i>Tap Change</i>		
	<i>Setting</i> Waktu Tunda Semua <i>Tap Changer</i> Trafo	tabel	detik
1.3	Pengatur Kompensasi <i>Reactive</i>		
1.3.1	Rating Daya Reaktif Setiap Reaktor	tabel	MVAR
1.3.2	Rating Daya Reaktif Setiap Bank Kapasitor	tabel	MVAR
1.3.3	Detail Pengatur Otomatis Setiap Reaktor dan Bank Kapasitor	teks	

Tabel 25. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
1.1	Data untuk Semua Jenis Beban			
1.1.1	Daya Aktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MW
1.1.2	Daya Reaktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MVAR
1.1.3	Jenis Beban (Misalnya <i>Controlled Rectifiers</i> dan Motor Penggerak Besar)	tahunan	teks	
1.2	Data untuk <i>Demand</i> yang Fluktuatif			
1.2.1	Siklus Variasi Daya Aktif Satu	tahunan		

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
	Periode			
1.2.2	Siklus Variasi Daya Reaktif Satu Periode	tahunan		
1.2.3	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Aktif	tahunan		
1.2.4	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Reaktif	tahunan		
1.2.5	Interval Waktu Terpendek Pengulangan Fluktuasi Daya Aktif dan Reaktif	7 tahun ke depan, ditinjau tahunan	tabel	detik
1.3	<i>Step</i> Perubahan Terbesar			
1.3.1	Untuk Daya Aktif	tahunan	tabel	MW/det
1.3.2	Untuk Daya Reaktif	tahunan	tabel	MVAR/det

APPENDIX A - RANGKUMAN JADWAL

Appendix ini merangkum semua jadwal kegiatan operasional dan perencanaan jaringan yang termasuk dalam Aturan Jaringan Kalimantan ini. Kegiatan tersebut diorganisir dalam 6 (enam) kategori.

- I. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Jangka Panjang
 - a. Jadwal Operasional *Grid* Jangka Panjang untuk 1 (Satu) Tahun ke Depan
 - 1 Oktober : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* rencana operasi tahunan (SDC 2)
 - 15 Desember: pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi tahunan (SDC 2 dan SDC 2.6)
 - 1 April : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)
 - 15 Juni : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)
 - b. Jadwal Pemeliharaan untuk 1 (Satu) Tahun ke Depan
 - 1 September : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan *draft* rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) (SDC 2.3)
 - 1 Desember : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan untuk 1 (satu) tahun ke depan (SDC 2.3)
 - 1 Mei : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)
 - 1 Juni : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)
 - c. Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

1 September : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyelesaikan prakiraan beban untuk rencana operasi tahunan (SDCA1 3)

d. Laporan Tahunan Unjuk Kerja Proteksi Jaringan (untuk Tahun Sebelumnya)

1 Maret : pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan laporan tahunan realisasi unjuk kerja proteksi jaringan (OC 12.4)

II. Manajemen Jaringan

Rangkuman Operasi Jaringan Tahunan (untuk Tahun Sebelumnya)

1 Maret : KMAJ Kalimantan menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya (GMC 6.1)

III. Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)

hari ke-5 bulan berjalan : 1. pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan;
2. pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi;
3. pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan; dan
4. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling* menyampaikan kesiapan unit pembangkit, mampu pasok, dan pembebanannya
(SDC 3.1)

hari ke-10 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberikan perkiraan kebutuhan pembangkitan (SDC 3.1)

hari ke-10 bulan berjalan : pengelola pembangkit menyampaikan informasi mengenai biaya variabel energi (SDC 3.1)

hari ke-20 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat jadwal pembelian kapasitas dan energi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-23 bulan berjalan : pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyampaikan tanggapan atas rencana operasi bulanan (SDC 3.5)

hari ke-26 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi bulanan (SDC 3.1)

IV. Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)

Selasa pukul 10:00 : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan unit pembangkit atau jaringan (SDC 4.5)

Rabu pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempertimbangkan usulan perubahan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan (SDC 4.5)

Kamis pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi mingguan (SDC 4.5)

V. Rencana *Dispatch* Harian (untuk Hari Berikutnya)

Pukul 10:00 : pengelola pembangkit menyampaikan informasi yang mutakhir mengenai unit pembangkit atau karakteristik pengoperasian unit (SDC 5.1 dan SDC 5.6)

Pukul 15:00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan dan menyampaikan rencana *dispatch* harian untuk hari berikutnya (SDC 5.6)

VI. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik

hari ke- 1 setiap bulan : pembacaan meter dan pembuatan berita acara pembacaan meter oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) (SC 2.1)

hari ke-7 setiap bulan : setelah menerima berita acara pembacaan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik yang tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca (SC 2.1)

APPENDIX B - TERMINOLOGI (GLOSSARY)

Glossary ini mendefinisikan terminologi yang digunakan dalam Aturan Jaringan Kalimantan. Penggunaan yang konsisten atas definisi akan mengurangi kemungkinan terjadi kesalahpahaman dalam memahami ketentuan pada Aturan Jaringan Kalimantan.

Kata dan frasa yang digunakan dalam Aturan Jaringan Kalimantan diartikan sebagai berikut, kecuali permasalahan memerlukan pengertian lain:

alat atau peralatan	alat atau peralatan yang tersambung ke jaringan tegangan tinggi yang merupakan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dibutuhkan untuk memproduksi, mengatur, atau mengukur listrik
area	pembagian wilayah kerja pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
arus eksitasi atau arus medan	arus yang mengalir melalui kumparan medan pada suatu generator
asut gelap	pengasutan suatu unit pembangkit yang dilakukan tanpa ketersediaan pasokan daya dari luar
<i>automatic generation control</i> atau AGC	pengatur pembebanan pembangkit secara otomatis yaitu suatu fasilitas komputerisasi yang secara otomatis mengatur daya listrik yang keluar dari generator sebagai respons terhadap perubahan frekuensi sistem, yang memungkinkan optimisasi biaya pembangkitan secara keseluruhan dengan pengiriman sinyal untuk mengubah <i>set point governor</i> unit pembangkit
<i>automatic voltage regulator</i> atau AVR	regulator yang berfungsi untuk terus menjaga stabilitas tegangan listrik

<i>auto recloser relay</i> atau A/R	relai penutup balik otomatis yang dipasang pada <i>bay</i> penghantar
beban puncak	beban tertinggi yang dipasok oleh jaringan atau kepada pemakai tertentu
beban puncak harian	beban tertinggi harian
cadangan dingin	kapasitas unit pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke jaringan dalam waktu 4 (empat) jam
cadangan jangka panjang	unit pembangkit yang dapat diasut dan dihubungkan ke jaringan dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam sampai dengan kurang dari 2 (dua) hari
cadangan operasi	kapasitas tersedia dalam skala waktu operasional yang dalam realisasinya telah dioperasikan untuk memproduksi daya listrik yang dijadwalkan sebagai kapasitas cadangan
cadangan putar	kapasitas pembangkitan yang tidak dibebani dan siap melayani kenaikan beban yang dinyatakan dalam persentase (%) terhadap beban sistem atau dalam MW, yang berdasarkan pilihan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) <i>output</i> pembangkit yang dapat dihubungkan dengan sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban yang dapat dilepaskan dalam waktu 10 (sepuluh) menit dapat dianggap sebagai komponen cadangan putar panas
<i>circuit breaker failure</i> atau CBF	jenis proteksi yang digunakan pada sistem transmisi sebagai proteksi cadangan
<i>circulating current protection</i> atau CCP	jenis proteksi yang digunakan untuk mengamankan diameter
<i>contingency</i>	kejadian yang diakibatkan oleh kegagalan 1 (satu) atau lebih komponen seperti generator, penghantar, atau trafo
CT	<i>current transformer</i>
daya aktif	pembangkitan, penyaluran, atau penggunaan daya listrik sebagai hasil perkalian antara tegangan dengan komponen <i>se-phase</i> arus bolak-balik yang dinyatakan dalam kW atau MW, yang merupakan bagian dari daya semu VA

	atau kVA yang dapat ditransformasikan menjadi cahaya, gerak fisik, atau panas
daya reaktif	bagian dari daya listrik yang membangkitkan dan mempertahankan medan listrik atau magnetis dari suatu peralatan arus bolak-balik yang harus dipasang ke peralatan magnetis (seperti motor dan trafo) serta harus dipasang untuk mengompensasi rugi-rugi reaktif pada fasilitas transmisi, yang dinyatakan dalam kVAR atau MVAR
daya semu	hasil perkalian tegangan dengan arus dalam suatu rangkaian listrik yang dinyatakan dalam kVA atau MVA yang mengandung daya aktif dan daya reaktif
<i>dedicated</i>	saluran telekomunikasi yang diperuntukkan khusus dan tidak dapat diintervensi untuk peruntukkan lain
DEF	<i>directional earth fault</i>
deklarasi	pernyataan rencana kesiapan yang berisi angka karakteristik operasi atau faktor lain yang dibuat oleh pengelola pembangkit atas unit pembangkitnya.
<i>direct</i> atau <i>point to point</i>	saluran komunikasi yang terhubung langsung di antara perangkat akhir (<i>end device</i>) tanpa melalui perangkat antara
<i>dispatch</i>	instruksi kepada pengelola pembangkit untuk membebani unitnya ke tingkat tertentu yang jumlah keseluruhannya sesuai dengan kebutuhan atau beban dengan cara yang andal dan ekonomis
<i>dispatch</i> harian	pembebanan harian pembangkit yang diharapkan
distorsi harmonik	distorsi yang disebabkan oleh ketidaklinieran karakteristik peralatan daya listrik tertentu seperti penyearah, <i>inverter</i> , dan motor penggerak dengan kecepatan bervariasi, antara lain diakibatkan dari arus harmonik yang dibangkitkan di jaringan bersama karakteristik respons frekuensi, yang dinyatakan sebagai % (persen) terhadap tegangan pada frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz

<i>disturbance fault recorder</i> atau DFR	<i>tools</i> untuk merekam kejadian gangguan pada suatu Sistem Tenaga Listrik dan data rekaman dapat digunakan sebagai bahan analisis pascakejadian (<i>post mortem</i>)
<i>droop</i>	parameter <i>governor</i> pembangkit yang didefinisikan sebagai perubahan daya <i>output</i> untuk perubahan frekuensi sebesar 1 (satu) Hz yang dinyatakan dalam persentasi (%) dari <i>rated output</i> , contoh pembangkit 100 (seratus) MW dengan karakteristik <i>droop</i> 5% (lima persen) akan mengalami penambahan <i>output</i> 5 (lima) MW untuk setiap penurunan frekuensi 1 (satu) Hz dari 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
<i>DTT</i>	<i>direct transfer trip</i>
energi aktif	kecepatan penyaluran daya aktif dalam suatu periode waktu yang biasanya diukur dalam watt-jam (Wh) atau kilowatt-jam (kWh)
energi baru dan terbarukan intermiten atau EBT intermiten	pembangkit listrik dengan menggunakan energi baru dan terbarukan yang bersifat intermiten dan berubah-ubah berdasarkan energi primer, seperti pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB)
<i>excess power</i>	kelebihan tenaga listrik (<i>excess power</i>) yang dijual kepada PT PLN (Persero)
faktor beban	rasio rata-rata <i>output</i> atau beban terhadap maksimum <i>output</i> atau beban dalam 1 (satu) periode waktu
<i>flicker</i>	perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu yang dapat terdeteksi oleh mata manusia jika terjadi pada lampu pijar
FO	<i>fiber optic</i>
FO terpisah secara fisik	kabel yang berbeda, pemisahan <i>core</i> FO tidak dalam 1 (satu) kabel yang sama
gangguan	kejadian tidak terencana yang mengakibatkan kondisi abnormal dalam jaringan
<i>gas insulated substation</i> atau GIS	GI yang menggunakan gas sebagai bahan isolasi
GFR	<i>ground fault relay</i>

GI	gardu induk tegangan tinggi
GITET	GI tegangan ekstratinggi
GPS	<i>global positioning system</i>
hari	hari kalender
hari kerja	setiap hari dalam seminggu kecuali hari Sabtu, hari Minggu, atau hari libur yang ditetapkan oleh Pemerintah
<i>heat rate</i>	energi panas yang digunakan oleh unit pembangkit dalam memproduksi 1 (satu) unit energi listrik yang dinyatakan dalam gigajoule/megawatt-hour (GJ/MWh)
hidro	tenaga air yang digunakan memproduksi tenaga listrik
HV	<i>high voltage</i>
Hz	Hertz
IBT	<i>interbus transformer</i>
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>intelligent electronic device</i>
jadwal pemeliharaan	jadwal yang menunjukkan rencana <i>outages</i> untuk pelaksanaan pemeliharaan
jaringan atau <i>grid</i>	jaringan Kalimantan yang digunakan untuk menyalurkan daya yang terdiri atas penghantar pada tingkat tegangan 66 (enam puluh enam) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, dan 500 (lima ratus) kV berikut GI, trafo, dan komponen lain
kA	kiloampere
kapasitas	daya <i>output</i> yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, trafo, penghantar, atau peralatan lain yang dinyatakan dalam MW atau MVA
karakteristik operasi ekonomis	data pengoperasian yang memberi informasi atas operasi ekonomis unit pembangkit
karakteristik pengoperasian	parameter yang mendefinisikan kemampuan suatu unit pembangkit merespons instruksi <i>dispatch</i>

keadaan darurat	situasi di mana integritas, keamanan, atau stabilitas keseluruhan atau sebagian dalam keadaan terancam
keandalan	kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir pada semua kondisi
kebutuhan atau beban	jumlah daya aktif dan daya reaktif yang telah dipasok atau diharapkan akan dipasok kepada seluruh pelanggan melalui jaringan (<i>grid</i>) atau bagian dari jaringan, yang dinyatakan dalam MW dan MVAR dalam periode waktu tertentu
kecepatan pembebanan	kecepatan kenaikan pembebanan unit pembangkit yang tersambung ke jaringan dalam kondisi kendali operator dan pengoperasian normal yang dinyatakan dalam MW/menit
kedip tegangan	penurunan tegangan <i>root mean square</i> (RMS) dalam fraksi milidetik selama beberapa detik
kejadian penting	kejadian serius yang mempengaruhi keamanan dan keandalan operasi sistem atau subsistem atau terhentinya pasokan listrik yang berdampak luas kepada masyarakat
keluar terencana	pengeluaran fasilitas jaringan yang diusulkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau unit pembangkit yang diusulkan oleh pengelola pembangkit selama waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
kemampuan asut gelap	kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi asut gelap
kesiapan atau ketersediaan	ukuran waktu mampu atau kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar, atau fasilitas lain dalam operasi pelayanan apakah dioperasikan atau tidak, yang dinyatakan dalam persentase (%) ketersediaannya dalam periode waktu yang dievaluasi
konsumen tenaga listrik	badan usaha yang membeli tenaga listrik dari PT PLN (Persero) yang tersambung dengan jaringan Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi
koordinator keselamatan kerja	individu yang ditunjuk oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pelaku usaha atau

pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk mengoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambung, termasuk persiapan, aplikasi, persetujuan, dan revisi atas prosedur keselamatan kerja setempat

kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampere
kVAR	kilovolt-ampere reactive
kVARh	kilovolt-ampere reactive hour
kW	kilowatt
laporan tahunan operasi jaringan	laporan perencanaan operasional tahun sebelumnya dan analisis kemampuan jaringan (<i>grid</i>) melayani proyeksi tingkat beban dan pembangkitan untuk 5 (lima) tahun ke depan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
laporan tahunan rangkuman operasi jaringan	rangkuman operasi jaringan yang dibuat dan diterbitkan oleh KMAJ Kalimantan
LCD	<i>line current differential</i>
<i>load frequency control</i> atau LFC	pengaturan frekuensi secara sekunder
LV	<i>low voltage</i>
<i>merit order</i>	daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang marginal, sudah termasuk pertimbangan biaya <i>start up</i> dan <i>shutdown</i> , minimum waktu <i>start up</i> dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lain
mnemonic atau MNEM	grup alarm pesan (<i>message</i>) yang ditampilkan, terdiri atas format sinkronisasi, format informasi, dan format terminasi
MVA	megavolt-ampere
MVAR	megavar
MW	megawatt
MWh	megawatt-hour

NGR	<i>neutral grounding resistance</i>
NVDR	<i>neutral voltage displacement relay</i>
OCR	<i>over current relay</i>
OLTC	<i>on load tap change</i>
O&M	<i>operation and maintenance</i>
pelaku usaha atau pemakai jaringan	badan usaha yang memakai atau menggunakan jaringan
pelepasan beban atau <i>load shedding</i>	pengurangan beban secara sengaja (otomatis atau manual) dengan pemutusan beban tertentu karena kejadian abnormal untuk mempertahankan integritas jaringan dan menghindari pemadaman yang lebih besar
pembangkitan	produksi atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi listrik
pembangkitan daya reaktif	kapasitas daya reaktif yang dapat dihasilkan oleh unit pembangkit
pembangkitan minimum	<i>output</i> minimum suatu unit pembangkit yang dapat dipertahankan
pembangkit listrik tenaga air atau PLTA	pusat pembangkit yang menggunakan tenaga air
pembumian atau <i>grounding</i>	provisi suatu sambung listrik antara 1 (satu) atau lebih konduktor dengan tanah yang diperlukan untuk keselamatan personel, umum, dan keamanan peralatan
pemisah atau PMS	alat untuk memisahkan tegangan pada peralatan instalasi tegangan tinggi atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>disconnecting switch</i> (DS)
pemutus atau PMT	pemutus daya untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban atau berbeban dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung singkat atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>circuit breaker</i> (CB)
pemutusan	pemisahan secara listrik peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dari jaringan

pengelola distribusi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola usaha distribusi tenaga listrik dengan level tegangan kurang dari 20 (dua puluh) kV
pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola operasi Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
pengelola pembangkit	pengelola pembangkit PT PLN (Persero) atau perusahaan pembangkit yang memiliki 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang menyalurkan daya ke jaringan, antara lain pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan PT PLN (Persero), pembangkit swasta atau <i>independent power producer</i> (IPP), pembangkit <i>power wheeling</i> , dan pembangkit <i>excess power</i>
pengelola pembangunan PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) sebagai pengelola pembangunan pembangkit dan jaringan
pengelola transmisi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang melakukan pengelolaan aset transmisi tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
penurunan tegangan	cara mengurangi beban dengan menurunkan tegangan
peralatan meter	alat ukur
peralatan pembumian	peralatan yang dirancang untuk pembumian
peralatan pengukuran atau sistem <i>metering</i>	seluruh peralatan yang tersambung dengan sistem <i>metering</i> yang meliputi trafo arus, trafo tegangan, dan alat ukur
perencana sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang bertugas memberikan persetujuan proses pembangunan pembangkit tenaga listrik
periode mingguan	hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya
peristiwa	kejadian tidak terencana pada atau yang berhubungan dengan jaringan yang telah atau mungkin akan melanggar aturan operasi atau suatu kecelakaan terhadap seseorang
perjanjian jual beli tenaga listrik atau PJBL	perjanjian jual beli tenaga listrik antara PT PLN (Persero) selaku pembeli dengan badan usaha selaku penjual

pernyataan kesiapan	pernyataan atas kesiapan unit generator yang diharapkan oleh pengelola pembangkit
<i>phasor measurement unit</i> atau PMU	peralatan elektronik yang menghasilkan pengukuran <i>synchrophasor</i> dan frekuensi terhadap gelombang 3 (tiga) <i>phase</i> arus dan tegangan
<i>power line carrier</i> atau PLC	media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi
<i>power wheeling</i>	penyaluran energi listrik oleh konsumen tenaga listrik dari suatu pembangkit listrik melalui jaringan tenaga listrik milik PT PLN (Persero) atau pihak lain
prosedur keselamatan kerja setempat	prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan pada sisi masing-masing titik sambung
proteksi peralatan	pengaman Sistem Tenaga Listrik dengan cara membebaskan peralatan utama seperti transformator, penghantar, dan generator yang terganggu sehingga Sistem Tenaga Listrik dapat terus beroperasi secara normal, misalnya OCR, GFR, relai <i>distance</i> , dan relai <i>differential</i>
proteksi sistem	sistem pertahanan operasi Sistem Tenaga Listrik untuk menjaga keseimbangan pasokan dan beban dari gangguan yang mungkin terjadi pada sistem, antara lain <i>under frequency load shedding (UFLS)</i> , <i>over load shedding (OLS)</i> , <i>over generation shedding (OGS)</i> , <i>under voltage load shedding (UVLS)</i> , dan <i>island operation</i>
proyeksi beban	prakiraan beban yang diharapkan akan terjadi dalam jaringan
pusat pengatur beban	pengelola operasi sistem Kalimantan yang melakukan penjadwalan dan <i>dispatch</i> unit pembangkit serta supervisi dan <i>switching</i> jaringan (<i>grid</i>)
relai frekuensi rendah	relai yang dapat mendeteksi frekuensi sistem yang bekerja jika frekuensi turun di bawah nilai <i>setting</i> -nya

rencana operasi mingguan	pernyataan yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana pembebanan	proyeksi beban dan langgam beban yang diharapkan akan dibutuhkan oleh pelanggan
rencana pemeliharaan mingguan	jadwal yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana tahunan pengembangan jaringan	rencana 10 (sepuluh) tahun mengenai pengembangan dan penguatan jaringan dan penambahan unit pembangkit untuk memenuhi proyeksi kebutuhan (<i>demand</i>)
RGT	relai gangguan tanah
rugi-rugi	energi listrik yang hilang dalam inti trafo dan konduktor penghantar atau kabel di jaringan
SBEF	<i>standby earth fault</i>
<i>short zone protection</i> atau SZP	proteksi yang digunakan untuk mengamankan daerah antara CT dan PMT pada diameter di GI
sinkronisasi	proses penyamaan frekuensi, tegangan, dan <i>phase</i> suatu unit pembangkit dengan jaringan sehingga memenuhi persyaratan untuk penyambungan dilaksanakan
sistem	gabungan antara jaringan dengan semua peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan
<i>source impedance ratio</i> atau SIR	rasio impedansi sumber terhadap impedansi saluran
<i>start</i> atau asut	proses suatu unit pembangkit dari status mati (<i>shutdown</i>) ke status tersinkron dengan jaringan
studi energi tidak terlayani	metode memperkirakan kemungkinan kegagalan pelayanan beban rencana ekspansi sumber daya tertentu serta untuk prakiraan beban, dengan menggunakan kriteria persentase (%) dari perkiraan energi (MWh) yang tidak terlayani atau prakiraan beban yang tidak terpenuhi

subsistem	sistem di bawah <i>backbone</i> 500 (lima ratus) kV yang disuplai oleh IBT 500/150 kV dan unit pembangkit yang tersambung pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV
<i>supervisory control and data acquisition (SCADA) system</i> atau sistem SCADA	pengontrol dan pengukur jarak jauh yang digunakan dalam tenaga listrik yang mengumpulkan data operasional seperti frekuensi, tegangan, aliran daya, posisi PMT dalam jaringan, serta memproses dan menampilkannya di pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
tegangan tinggi atau TT	tegangan di atas 35 (tiga puluh lima) kV sampai dengan 150 (seratus lima puluh) kV dalam jaringan
tegangan ekstratinggi atau TET	tegangan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 (lima ratus) kV dalam jaringan
THD	<i>total harmonic distortion</i>
titik sambung	titik sambung antara jaringan dan instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik
topologi	arsitektur komunikasi untuk pengiriman data dari pengirim ke penerima
trafo generator	trafo yang digunakan mengonversikan tegangan generator ke tingkat yang diperlukan pada titik sambung ke jaringan (<i>grid</i>)
TV	<i>tertier voltage</i>
unit pembangkit	kombinasi penggerak mula dan generator (dan peralatan lain) yang membangkitkan daya listrik arus bolak-balik
VA	volt-ampere
waktu keluar minimum	waktu minimum unit pembangkit di luar jaringan setelah <i>shutdown</i>

Aturan Jaringan Kalimantan ini merupakan dokumen yang bersifat dinamis sehingga harus selalu dievaluasi oleh KMAJ Kalimantan.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

ARIFIN TASRIF

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,



M. Idris F. Sihite

LAMPIRAN V
PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA
MINERAL REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 20 TAHUN 2020
TENTANG
ATURAN JARINGAN SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)

ATURAN JARINGAN
SISTEM TENAGA LISTRIK (*GRID CODE*)
NUSA TENGGARA, MALUKU, DAN PAPUA

DAFTAR ISI

PENDAHULUAN	827
ATURAN MANAJEMEN JARINGAN (<i>GRID MANAGEMENT CODE - GMC</i>).....	828
GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.....	828
GMC 2 Penyelesaian Perselisihan	832
GMC 3 Investigasi terhadap Ketidakpatuhan dan Kejadian Penting	834
GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidakpatuhan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua	834
GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua	835
GMC 6 Pelaporan	836
GMC 7 Laporan Khusus	837
GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.....	837
GMC 9 Keadaan Tidak Terduga.....	838
GMC 10 Usulan Perubahan.....	839
ATURAN PENYAMBUNGAN (<i>CONNECTION CODE - CC</i>)	840
CC 1 Tujuan.....	840
CC 2 Subyek Aturan Penyambungan.....	840
CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan.....	841
CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Pemakai Jaringan.....	845
CC 5 Prosedur Penyambungan.....	852
CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar.....	856
CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian.....	856
CC 8 Nomenklatur dan Identifikasi peralatan.....	856
CC 9 Persyaratan Penyambungan Pembangkit EBT Intermiten.....	856
CC 10 Karakteristik Kinerja Pembangkit EBT Intermiten.....	859
<i>Appendix 1</i> Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung..	862
<i>Appendix 2</i> Pengukuran, Telemetry, dan Kontrol pada Titik Sambung..	868
<i>Appendix 3</i> Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi (<i>Equipment Numbering and Code Identification</i>).....	880
ATURAN OPERASI (<i>OPERATION CODE - OC</i>).....	883
OC 1 Pokok-Pokok.....	883
OC 2 Margin Cadangan Operasi.....	895
OC 3 Pengendalian Frekuensi.....	896
OC 4 Pengendalian Tegangan.....	899
OC 5 Proteksi Jaringan.....	900
OC 6 Stabilitas Sistem.....	901
OC 7 Prosedur Darurat.....	902

OC 8	Prosedur Pemulihan Sistem.....	905
OC 9	Koordinasi Keselamatan.....	908
OC 10	Penghubung Operasi.....	910
OC 11	Pelaporan Kejadian Penting.....	915
OC 12	Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan.....	918
OC 13	Penomoran dan Penamaan Peralatan.....	926
OC 14	Rating Peralatan.....	927
ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI (<i>SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC</i>).....		928
SDC 1	Prinsip Dasar.....	928
SDC 2	Perencanaan Operasi Tahunan.....	929
SDC 3	Rencana Operasi Bulanan.....	933
SDC 4	Rencana Operasi Mingguan.....	937
SDC 5	Rencana Operasi Harian (<i>Dispatch</i>).....	940
SDC 6	Operasi <i>Real Time</i> dan <i>Dispatch</i> Ulang.....	943
SDC 7	Pembebanan Pembangkit.....	944
SDC 8	Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi.....	949
<i>Appendix 1</i>	<i>Prakiraan Beban</i>	949
<i>Appendix 2</i>	<i>Rencana Pemeliharaan</i>	953
<i>Appendix 3</i>	<i>Pernyataan atau Deklarasi Karakteristik Unit Pembangkit</i> .	959
<i>Appendix 4</i>	<i>Perintah Dispatch (Pelaksanaan)</i>	963
ATURAN SETELMEN (<i>SETTLEMENT CODE - SC</i>).....		967
SC 1	Pendahuluan.....	967
SC 2	Penagihan dan Pembayaran.....	967
SC 3	Penyelesaian Perselisihan Transaksi.....	969
SC 4	Pemrosesan Data Meter.....	970
SC 5	Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik.....	972
SC 6	Ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain.....	972
SC 7	Ketentuan Lainnya.....	972
ATURAN PENGUKURAN (<i>METERING CODE - MC</i>)		973
MC 1	Kriteria Pengukuran.....	973
MC 2	Persyaratan Peralatan Meter.....	975
MC 3	<i>Commissioning</i>	978
MC 4	Pengujian Setelah <i>Commissioning</i>	979
MC 5	Segel dan <i>Programming</i> Ulang.....	980
MC 6	Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan.....	981
MC 7	Keamanan Instalasi Meter dan Data.....	982
MC 8	Hal Lain.....	983

ATURAN KEBUTUHAN DATA (<i>DATA REQUIREMENT CODE - DRC</i>)	984
DRC 1 Kebutuhan Data Spesifik.....	984
DRC 2 Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero).....	985
DRC 3 Data yang Tidak Disampaikan.....	986
<i>Appendix A – Rangkuman Jadwal</i>	1003
I. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan.....	1003
II. Manajemen Jaringan	1004
III. Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)	1004
IV. Rencana Operasi Mingguan (untuk Minggu Berikutnya).....	1005
V. Rencana Dispatch Harian (untuk Hari Berikutnya)	1005
VI. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik.....	1005
<i>Appendix B – Terminologi (Glossary)</i>	1007

PENDAHULUAN

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang selanjutnya disebut Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua merupakan seperangkat aturan, persyaratan, dan standar yang bersifat dinamis dan adaptif untuk memastikan jaringan Sistem Tenaga Listrik Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang aman, andal, dan efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan penyediaan tenaga listrik.

Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua disusun berdasarkan kondisi struktur Sistem Tenaga Listrik Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua saat ini untuk diberlakukan kepada pelaku usaha penyediaan tenaga listrik, yang selanjutnya disebut pelaku usaha, atau pemakai jaringan Sistem Tenaga Listrik, yang selanjutnya disebut pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, yang terdiri atas:

1. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
2. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
3. pengelola pembangunan PT PLN (Persero);
4. pengelola pembangkit;
5. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
6. konsumen tenaga listrik yang instalasinya secara langsung tersambung ke jaringan tegangan menengah atau tegangan tinggi Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua; dan
7. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan perjanjian khusus termasuk kerja sama operasi (KSO).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua harus memenuhi semua ketentuan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua sebagai dasar dalam perencanaan, penyambungan, pengoperasian, dan pengembangan instalasi penyediaan tenaga listrik yang dimilikinya. Selain itu, ketentuan pada Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua akan memberikan kejelasan mengenai hak dan tanggung jawab masing-masing pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada Sistem Tenaga Listrik Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

ATURAN MANAJEMEN JARINGAN
(GRID MANAGEMENT CODE - GMC)

Aturan Manajemen Jaringan dimaksudkan untuk menjelaskan prosedur umum mengenai perubahan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, penyelesaian perselisihan, dan penilaian kembali secara periodik pengoperasian dan manajemen jaringan transmisi (*grid*). Penerapan prosedur tersebut akan mendorong terciptanya keandalan dan keamanan jaringan, memacu efisiensi ekonomi dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi jaringan.

GMC 1 Komite Manajemen Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

GMC 1.1 Komite Manajemen Aturan Jaringan (*the Grid Code Management Committee*) Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, yang selanjutnya disebut KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua merupakan komite yang dibentuk untuk menjalankan prosedur yang ditentukan dalam Aturan Manajemen Jaringan.

GMC 1.2 KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua bertugas:

- a. melakukan evaluasi atas Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dan implementasi Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, termasuk upaya peningkatan peran pembangkit energi baru dan terbarukan dalam jaringan Sistem Tenaga Listrik;
- b. melakukan kajian atas usulan perubahan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. membuat rekomendasi dalam hal diperlukan perubahan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua;
- d. mempublikasikan rekomendasi perubahan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua; dan
- e. melakukan investigasi dan membuat rekomendasi dalam penegakan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

GMC 1.3 Perwakilan dalam KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

GMC 1.3.1 KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua terdiri atas perwakilan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi, PT PLN (Persero) kantor pusat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola pembangkit PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola distribusi PT PLN (Persero), pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha

penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik, dan inspektur ketenagalistrikan.

Komposisi KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua terdiri atas:

- a. seorang ketua yang dijabat oleh pemimpin divisi yang menangani transmisi di Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dan seorang sekretaris dari salah seorang anggota; dan
- b. anggota, yang terdiri atas perwakilan dari:
 1. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
 2. PT PLN (Persero) kantor pusat;
 3. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 4. pengelola pembangkit PT PLN (Persero);
 5. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
 6. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
 7. pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
 8. konsumen tenaga listrik; dan
 9. inspektur ketenagalistrikan.

Keanggotaan KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua berjumlah ganjil dan paling sedikit 15 (lima belas) orang. Pembentukan KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua ditetapkan oleh Direktur Jenderal atas nama Menteri.

GMC 1.3.2 Penunjukan setiap anggota KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dilakukan oleh masing-masing pihak dengan pemberitahuan secara resmi kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua. Apabila dianggap perlu, pihak yang diwakili dapat mengusulkan penggantian anggota dalam KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua sebelum masa kerja habis dengan penjelasan mengenai alasan penggantian.

GMC 1.4 Jabatan ketua KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua secara otomatis berakhir apabila yang bersangkutan berhalangan tetap atau tidak lagi bekerja untuk instansi atau perusahaan yang diwakilinya dan segera dipilih penggantinya.

Ketua KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua harus menyusun kepengurusan KMAJ paling lambat 3 (tiga) bulan terhitung sejak ditetapkan menjadi ketua KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

Masa kerja anggota KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua selama 2 (dua) tahun dan diusulkan atau dipilih kembali untuk masa kerja berikutnya.

GMC 1.5 KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua harus membuat, mempublikasikan, dan memenuhi semua aturan dan prosedur.

KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua harus menyelenggarakan pertemuan paling sedikit 1 (satu) kali dalam setahun untuk mengkaji ulang pengoperasian jaringan (*grid*). Pertemuan lainnya diselenggarakan sesuai kebutuhan untuk menangani permasalahan dan isu yang disampaikan kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dapat membentuk:

- a. subkomite perencanaan;
- b. subkomite pengoperasian;
- c. subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*); dan
- d. subkomite energi baru dan terbarukan.

Beberapa subkomite lain dapat dibentuk untuk menangani kegiatan KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

GMC 1.5.1 Subkomite perencanaan bertugas:

- a. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
- b. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan.

GMC 1.5.2 Subkomite pengoperasian bertugas:

- a. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan termasuk penyambungan jaringan;
- b. mengkaji perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian termasuk penyambungan jaringan;
- c. mengkaji ketidakpatuhan terhadap aturan jaringan;
- d. mengevaluasi kinerja persyaratan minimum teknis dan operasional pada titik sambung; dan
- e. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian termasuk penyambungan.

Subkomite pengoperasian melakukan pertemuan setiap triwulan untuk mengevaluasi realisasi pengoperasian triwulan sebelumnya.

GMC 1.5.3 Subkomite pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) bertugas:

- a. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
- b. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
- c. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.5.4 Subkomite energi baru dan terbarukan mempunyai fungsi perencanaan, pengoperasian, dan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) energi baru dan terbarukan (EBT).

Dalam melaksanakan fungsinya, subkomite energi baru dan terbarukan bertugas:

- a. melakukan kajian perencanaan energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji rencana tahunan pengembangan jaringan untuk memastikan ketentuan yang memadai atas keandalan dan efisiensi operasi untuk waktu yang akan datang;
 2. mengkaji proposal proyek pengembangan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan perencanaan;
- b. melakukan kajian pengoperasian energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji laporan tahunan operasi jaringan serta perubahan prosedur operasi untuk keandalan dan keekonomisan pengoperasian termasuk penyambungan jaringan;
 2. mengkaji ketidakpatuhan terhadap aturan jaringan; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengoperasian termasuk penyambungan; dan
- c. melakukan kajian pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*) pembangkit energi baru dan terbarukan (EBT) meliputi:
 1. mengkaji sistem pengukuran (*metering*);
 2. merekomendasikan tipe peralatan yang akan digunakan dan standar prosedurnya; dan
 3. tugas lain yang berkaitan dengan pengukuran (*metering*) dan transaksi (*settlement*).

GMC 1.6 Biaya Operasional KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

Biaya operasional KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dibebankan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang diatur lebih lanjut oleh KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

GMC 1.7 Pengambilan Keputusan

GMC 1.7.1 Rapat KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dapat dilaksanakan secara rutin dengan kesepakatan dan sesuai dengan ketentuan internal KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

GMC 1.7.2 KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dapat mengambil keputusan dalam rapat dengan syarat adanya perwakilan dari:

- a. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan/atau Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan, dan Konservasi Energi;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. pengelola pembangkit PT PLN (Persero) dan/atau wakil pembangkit listrik swasta atau pembangkit listrik milik pemegang wilayah usaha penyediaan tenaga listrik yang melakukan kerja sama operasi dengan PT PLN (Persero);
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- e. pengelola distribusi PT PLN (Persero), dan
- f. konsumen tenaga listrik.

GMC 2 Penyelesaian Perselisihan

Interpretasi Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dapat menimbulkan perselisihan. Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang ditentukan dalam klausul ini berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik, namun tidak dimaksudkan untuk penyelesaian perselisihan yang diatur tersendiri dalam Aturan Transaksi Tenaga Listrik.

GMC 2.1 Proses Penyelesaian Perselisihan Tahap Pertama

Proses penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua tahap pertama sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan timbul di antara para pihak dan tidak dapat diselesaikan secara informal, salah satu pihak dapat mengajukan permasalahan secara tertulis kepada pihak lain;
- b. para pihak yang bersengketa harus bertemu untuk mendiskusikan dan mengusahakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak;
- c. apabila perselisihan tidak terselesaikan, dibentuk panitia yang terdiri atas perwakilan para pihak untuk mendiskusikan dan mengupayakan penyelesaian. Apabila terselesaikan, kesepakatan didokumentasikan dan catatannya diberikan kepada para pihak; dan

- d. apabila perselisihan tidak terselesaikan oleh panitia sebagaimana dimaksud dalam huruf c, atas permintaan salah satu atau kedua pihak, permasalahan tersebut diteruskan kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua untuk penyelesaian. KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dapat meneruskan permasalahan tersebut kepada panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

GMC 2.2 Panel Penyelesaian Perselisihan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

Dalam hal perselisihan spesifik, KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua harus menunjuk panel penyelesaian perselisihan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang terdiri atas 3 (tiga) atau 5 (lima) personel yang memiliki pengetahuan dan kemampuan teknis dalam membahas pokok persoalan yang dipermasalahkan oleh para pihak yang berselisih.

Panel tersebut harus melakukan rapat resmi untuk mendengar dan menerima pernyataan (testimoni) dari para pihak. Pernyataan para pihak dan keputusan panel harus didokumentasikan, disampaikan kepada kedua belah pihak, dan disimpan sebagai catatan KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua. Keputusan panel bersifat mengikat dan final.

GMC 2.3 Biaya Penyelesaian Perselisihan

Apabila suatu perselisihan berlanjut dari proses penyelesaian tahap pertama, biaya proses penyelesaian akan dibagi dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. apabila perselisihan terselesaikan, alokasi biaya penyelesaian perselisihan dituangkan dalam kesepakatan; atau
- b. apabila perselisihan tidak terselesaikan (misalnya perselisihan dihentikan, dibatalkan, atau diteruskan ke pengadilan), pembebanan biaya penyelesaian perselisihan dengan ketentuan sebagai berikut:
 1. permasalahan diajukan oleh salah satu pihak, pihak yang mengajukan permasalahan dibebani seluruh biaya proses penyelesaian perselisihan ; atau
 2. permasalahan diajukan oleh kedua belah pihak, kedua belah pihak dibebani sama besar atas biaya proses penyelesaian perselisihan.

GMC 3 Investigasi terhadap Ketidapatuhan dan Kejadian Penting

Dalam hal terdapat laporan ketidakpatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas pelaksanaan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, subkomite pengoperasian melakukan investigasi terhadap laporan ketidakpatuhan tersebut. Dalam hal terdapat kejadian penting, subkomite pengoperasian dapat melakukan investigasi terhadap kejadian penting.

Hasil investigasi dilaporkan kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dalam bentuk rekomendasi berupa:

- a. patuh atau tidak patuh terhadap ketentuan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua. Ketidapatuhan tersebut diklasifikasikan menjadi ringan atau berat sesuai yang diatur dalam GMC 4 (Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidapatuhan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua); atau
- b. tindakan koreksi untuk peningkatan keamanan dan keandalan operasi sistem.

GMC 4 Klasifikasi dan Konsekuensi Ketidapatuhan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

GMC 4.1 Klasifikasi Ketidapatuhan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

Setiap laporan ketidakpatuhan yang diinvestigasi oleh subkomite pengoperasian akan diputuskan bahwa pihak tersebut:

- a. patuh; atau
- b. tidak patuh.

Ketidapatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diklasifikasikan menjadi 2 (dua) kategori yaitu:

- a. ketidakpatuhan ringan, didefinisikan sebagai:
 1. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap keandalan sistem;
 2. ketidakpatuhan yang tidak berdampak terhadap aspek komersial; atau
 3. ketidakpatuhan yang tidak ada unsur kesengajaan (misalnya karena kendala teknis); dan
- b. ketidakpatuhan berat, didefinisikan sebagai:
 1. ketidakpatuhan ringan yang tidak ditindaklanjuti atau berulang;
 2. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap keandalan sistem;

3. ketidakpatuhan yang berdampak terhadap aspek komersial; atau
4. ketidakpatuhan yang ada unsur kesengajaan misalnya dilakukan untuk mengambil keuntungan secara komersial.

GMC 4.2 Konsekuensi ketidakpatuhan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua sebagai berikut:

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan harus melakukan penyesuaian terhadap Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dalam jangka waktu yang ditentukan oleh KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat dapat dilakukan pemutusan atau pelepasan dari jaringan.

GMC 5 Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

Dalam hal KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua menyimpulkan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak patuh terhadap Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua mengajukan proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, dengan tahapan sebagai berikut:

- a. KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan ringan disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan, tindakan perbaikan yang diperlukan, dan jangka waktu yang diberikan untuk tindakan perbaikan;
- b. pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan harus memberikan jawaban tertulis terhadap tuduhan ketidakpatuhan termasuk informasi kesediaan mematuhi instruksi KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, paling lambat 30 (tiga puluh) hari kalender sejak surat pemberitahuan diterima;
- c. dalam hal pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan sesuai dengan instruksi KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua memonitor dan

dapat meminta laporan perkembangan tindakan perbaikan yang dilakukan sampai dengan jangka waktu yang diberikan;

- d. dalam hal pihak yang melakukan tindakan ketidakpatuhan tidak menyetujui untuk melakukan tindakan perbaikan atau apabila sampai dengan jangka waktu yang diberikan tindakan perbaikan tidak dilakukan, KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua mengklasifikasikan sebagai ketidakpatuhan berat; dan
- e. KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua menyampaikan surat pemberitahuan tertulis kepada pihak yang dinyatakan melakukan tindakan ketidakpatuhan berat sebagaimana dimaksud dalam huruf d disertai penjelasan secara spesifik atas ketidakpatuhan serta menginformasikan penalti sesuai ketentuan yang berlaku dan/atau keputusan dari jaringan.

GMC 6 Pelaporan

GMC 6.1 Laporan Tahunan

KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua harus menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya yang disampaikan kepada Direktur Jenderal paling lambat 1 Maret.

Format laporan tahunan operasi jaringan ditentukan lebih lanjut oleh KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

GMC 6.2 Pelaporan Kejadian Penting

Pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus melaporkan kejadian penting seperti gangguan besar dalam sistem kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 11.1 - Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting).

KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua melakukan penelitian terhadap konsep (*draft*) laporan pendahuluan kejadian penting, laporan pendahuluan kejadian penting, dan laporan final kejadian penting yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Hasil penelitian KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua terhadap laporan final kejadian penting termasuk rekomendasi pengenaan sanksi dan/atau tindakan koreksi disampaikan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal paling lambat 14 (empat belas) hari kalender terhitung sejak laporan diterima oleh KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

GMC 7 Laporan Khusus

Laporan khusus harus disusun oleh KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, berdasarkan permintaan dari Pemerintah atau atas permintaan 1 (satu) atau lebih pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

GMC 8 Interpretasi Umum Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

GMC 8.1 Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua diterbitkan dan diberlakukan dalam bahasa Indonesia.

GMC 8.2 Semua komunikasi operasional di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menggunakan bahasa Indonesia, kecuali dengan persetujuan tertulis dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

GMC 8.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan:

- a. unit di bawah PT PLN (Persero) yang melaksanakan pengelolaan operasi Sistem Tenaga Listrik; dan
- b. koordinator keseluruhan dalam pengoperasian jaringan termasuk *dispatch*.

Pengorganisasian tersebut dapat diubah sesuai dengan perkembangan struktur organisasi dalam proses restrukturisasi sektor tenaga listrik.

GMC 8.4 Kata tertulis dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua mengandung pengertian dengan mesin ketik, printer, litografi, faksimile, dan cara lain mereproduksi kata yang jelas terbaca dan permanen, serta cara yang disetujui oleh PT PLN (Persero) dengan pengiriman melalui *link* komputer ke komputer (LAN atau *e-mail*).

GMC 8.5 Dalam hal terdapat suatu *item* dengan data yang dinyatakan sebagai bilangan bulat, pecahan yang lebih kecil dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke bawah dan pecahan yang sama atau yang lebih besar dari 0,5 (nol koma lima) dibulatkan ke atas.

GMC 8.6 Semua referensi waktu merupakan waktu Indonesia setempat dan dinyatakan dalam notasi 24 (dua puluh empat) jam, 2 (dua) digit untuk jam (00 sampai dengan 23), dan 2 (dua) digit untuk menit (00 sampai dengan 59) dengan ekspresi pukul.

GMC 8.7 Semua unit, simbol, dan perkalian mengikuti konvensi internasional.

GMC 9 Keadaan Tidak Terduga

GMC 9.1 Dalam hal terjadi suatu keadaan yang belum termasuk dalam ketentuan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dengan itikad baik segera melakukan koordinasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk mencapai kesepakatan dengan cara yang tepat. Dalam hal tidak tercapai kesepakatan dalam waktu yang tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera membuat keputusan dengan mempertimbangkan pandangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkena akibat. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi semua instruksi yang dikeluarkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sepanjang instruksi tersebut konsisten dengan karakteristik atau spesifikasi teknis peralatan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terdaftar sesuai dengan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera menyampaikan semua keadaan yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua berikut keputusan terkait kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua untuk dilakukan kaji ulang.

GMC 9.2 KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua akan mengkaji hal yang belum diatur dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dan mengusulkan perubahan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua kepada Menteri melalui Direktur Jenderal.

GMC 9.3 Perjanjian atau kontrak antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah tersambung ke jaringan sebelum Aturan Jaringan ini berlaku dan PT PLN (persero) harus disesuaikan dengan ketentuan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua ini, paling lambat 3 (tiga) tahun sejak peraturan menteri ini diundangkan.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah tersambung ke jaringan sebelum Aturan Jaringan ini berlaku berpendapat bahwa penyesuaian terhadap ketentuan yang berlaku tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melaporkan kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua paling lambat 2 (dua) tahun sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik belum tersambung ke jaringan namun telah

menandatangani perjanjian atau kontrak dengan PT PLN (Persero) sebelum Aturan Jaringan ini berlaku, perjanjian atau kontrak harus disesuaikan dengan ketentuan yang berlaku dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua ini paling lambat 1 (satu) tahun sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

Dalam hal pelaku usaha atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang belum tersambung ke jaringan namun telah menandatangani perjanjian atau kontrak sebelum Aturan Jaringan ini berlaku berpendapat bahwa penyesuaian terhadap ketentuan yang berlaku tidak dapat dilakukan karena alasan teknis atau alasan lain, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melaporkan kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua paling lambat 6 (enam) bulan sejak Peraturan Menteri ini diundangkan.

KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua mengevaluasi laporan yang disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan apabila dianggap perlu membahas dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memutuskan apakah pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat terus tersambung ke jaringan. Sejak diberlakukannya Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua ini sampai dengan tercapai kesepakatan operasional yang baru, ketentuan dan besaran dalam PJBL yang sudah ada digunakan sebagai acuan operasional.

GMC 10 Usulan Perubahan

Dalam hal perlu dilakukan perubahan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, usulan perubahan dapat disampaikan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, atau Pemerintah yang dilengkapi dengan pertimbangan dan data pendukung dan disampaikan kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua disetujui, KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua menyampaikan usulan perubahan kepada Menteri melalui Direktur Jenderal untuk selanjutnya dituangkan dalam Peraturan Menteri.

Dalam hal usulan perubahan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua ditolak oleh KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, keputusan penolakan harus disampaikan secara tertulis kepada yang mengajukan disertai dengan alasan penolakan.

ATURAN PENYAMBUNGAN
(*CONNECTION CODE - CC*)

Aturan Penyambungan berisi persyaratan minimum teknis dan operasional untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik yang sudah maupun yang akan tersambung ke jaringan transmisi, serta persyaratan minimum teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) di titik sambung dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 1 Tujuan

Tujuan Aturan Penyambungan untuk memastikan:

- a. persyaratan teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam penyambungan dengan jaringan tegangan menengah dan tegangan tinggi dinyatakan secara jelas; dan
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersambung dengan jaringan tegangan menengah dan tegangan tinggi jika persyaratan teknis dan operasional yang dinyatakan dalam Aturan Penyambungan dipenuhi.

CC 2 Subyek Aturan Penyambungan

Aturan Penyambungan diberlakukan untuk pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke sistem jaringan tegangan menengah dan tegangan tinggi Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, antara lain:

- a. pengelola pembangkit yang tersambung langsung dengan jaringan;
- b. pengelola transmisi PT PLN (Persero);
- c. pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- d. konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung ke jaringan atau jaringan wilayah usaha lain yang tersambung dengan jaringan pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- e. perusahaan yang bekerja untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, antara lain konsultan, kontraktor pembangunan, dan kontraktor pemeliharaan.

CC 3 Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus memastikan agar unjuk kerja berikut ini dipenuhi pada setiap titik sambung.

CC 3.1 Variasi pada Frekuensi

Frekuensi nominal di jaringan yaitu 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz. Frekuensi sistem dapat naik sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz dan turun sampai dengan 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz pada keadaan luar biasa. Desain pembangkit dan peralatan harus dapat beroperasi sesuai batas rentang frekuensi operasi berikut ini:

Tabel 1. Batas Rentang Frekuensi Operasi

Rentang Frekuensi	Rentang Waktu Operasi
$51,5 \text{ Hz} < f \leq 52,0 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 15 menit
$51,0 \text{ Hz} < f \leq 51,5 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$49,0 \text{ Hz} \leq f \leq 51,0 \text{ Hz}$	Beroperasi secara terus-menerus
$47,5 \text{ Hz} < f < 49,0 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$47,0 \text{ Hz} < f \leq 47,5 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 6 detik

*f: frekuensi pada jaringan

CC 3.2 Variasi pada Tegangan Sistem

Perubahan tegangan pada jaringan harus dipertahankan dalam batas rentang variasi tegangan sebagai berikut:

Tabel 2. Batas Rentang Variasi Tegangan

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
150 kV	+10%, -10%
66 kV	+10%, -10%

CC 3.3 Kualitas Bentuk Gelombang Tegangan

CC 3.3.1 Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)

Distorsi harmonik total (*total harmonic distortion*) maksimum pada setiap titik sambung dalam kondisi operasi normal serta pada kondisi keluar terencana dan tidak terencana harus memenuhi batas distorsi harmonik tegangan sebagai berikut:

Tabel 3. Batas Distorsi Harmonik Tegangan

Tegangan pada Titik Sambung (Vn)	Distorsi Harmonik Tegangan Individu (%)	Distorsi Harmonik Tegangan Total – THDV _n (%)
66 kV	3,0	5,0
150 kV	1,5	2,5

Tingkat THD dapat terlewati pada saat tertentu dengan waktu yang singkat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) melakukan penilaian terhadap tingkat THD dan melakukan penelitian atau kajian khusus dampak dari tingkat THD tersebut pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya. Hasil penilaian atau kajian dampak dari tingkat THD diserahkan kepada KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua. Selanjutnya KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua melakukan tindakan sesuai dengan Aturan Manajemen Jaringan.

Batas *total demand distortion* (TDD) harmonik arus harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menjaga distorsi harmonik arus pada titik sambung di bawah batas yang ditentukan dalam tabel di bawah ini:

Tabel 4. Batasan Distorsi Harmonik Arus

66 kV < Vn ≤ 150 kV						
I _{hs} /I _L	Orde Harmonika Individu "h" Harmonik Ganjil					Total Demand Distortion (TDD)
	h < 11	11 ≤ h < 17	11 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	
x < 20*	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%	2.5%
20 ≤ x < 50	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%	4.0%
50 ≤ x < 100	5.0%	2.25%	2.0%	0.75%	0.35%	6.0%
100 ≤ x ≤ 1000	6.0%	2.75%	2.5%	1.0%	0.5%	7.5%
> 1000	7.5%	3.5%	3.0%	1.25%	0.7%	10.0%
Vn > 150 kV						
I _{hs} /I _L	Orde Harmonika Individu "h" Harmonik Ganjil					Total Demand Distortion (TDD)
	< 11	11 ≤ h < 17	11 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	
x < 20*	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%	2.5%
20 ≤ x < 50	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%	4.0%

Catatan:

Harmonik genap dibatasi 25% (dua puluh lima persen) dari harmonik ganjil di atasnya, dengan ketentuan:

- distorsi arus searah (*direct current*) dilarang;
- aplikasi semua peralatan pembangkit listrik dibatasi oleh nilai distorsi arus di atas terlepas dari rasio hubung singkat I_{sc}/I_L ;
- I_{hs} merupakan arus hubung singkat maksimum pada titik sambung konsumen tenaga listrik;
- I_L merupakan arus beban maksimum yang dihitung berdasarkan daya kontrak; dan
- TDD (*total demand distortion*), yaitu distorsi harmonik arus (%) dari arus beban maksimum (diukur selama 15 menit).

CC 3.3.2 Maksimum komponen urutan *phase* negatif dari tegangan *phase* dalam jaringan tidak melebihi 1% (satu persen) pada kondisi operasi normal dan jaringan keluar terencana, kecuali apabila kejadian abnormal terjadi. Komponen urutan *phase* negatif diizinkan tidak melebihi 2% (dua persen) selama kejadian tegangan impuls sesaat (*infrequently short duration peaks*). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) membuat penilaian atau kajian khusus dampak tingkat ketidakseimbangan tersebut apakah dapat diterima pada jaringan transmisi dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lainnya.

CC 3.3.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang *power quality meter* dengan kelas meter sama dengan milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), yang dapat memantau secara terus-menerus dan merekam tingkat THD dan ketidakseimbangan *phase* di jaringan pada titik sambung.

CC 3.4 Fluktuasi Tegangan

Fluktuasi tegangan pada suatu titik sambung dengan beban berfluktuasi harus memenuhi ketentuan sebagai berikut:

- a. fluktuasi tegangan tidak melebihi 2% (dua persen) dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan *step* di setiap level tegangan yang dapat terjadi berulang. Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan *step* dan jarang terjadi dapat diizinkan sampai dengan 3% (tiga persen), sepanjang tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan transmisi atau instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- b. kedip tegangan (*dip*) sampai dengan 5% (lima persen) saat menyalakan motor listrik yang tidak sering terjadi dapat ditolerir; dan
- c. tingkat keparahan kelip (*flicker*) yang dapat diterima untuk beban yang tersambung ke jaringan pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,6 (nol koma enam) untuk *flicker* jangka panjang (Plt). Tingkat keparahan kelip (*flicker*) untuk tegangan lebih rendah dari level tegangan 66 (enam puluh enam) kV sebesar 1,0 (satu koma nol) untuk *flicker* jangka pendek (Pst) dan sebesar 0,8 (nol koma delapan) untuk *flicker* jangka panjang (Plt).

CC 3.5 Ketidakseimbangan Beban

Ketidakseimbangan beban di titik sambung terminal instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atau beban tidak melebihi 1% (satu persen) untuk 5 (lima) kali kejadian dalam waktu setengah jam. Untuk beban traksi yang tersambung ke jaringan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) bekerja sama membuat batasan dari ketidakseimbangan dan melakukan pengukuran dan pemantauan terhadap tingkat ketidakseimbangan pada titik sambung.

CC 3.6 Faktor Daya pada Beban

Faktor daya (*power factor*) atau $\text{Cos } \phi$ pada titik sambung antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan dijaga pada kisaran 0,9 (nol koma sembilan) *lagging* sampai dengan 0,9 (nol koma sembilan) *leading*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyiapkan peralatan kompensasi agar faktor daya beban tetap terjaga pada rentang tersebut. Faktor daya dimonitor dalam rentang waktu per setengah jam menit.

pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang *power quality meter* dengan kelas meter sama dengan milik PT PLN (Persero) yang dapat memantau secara terus-menerus dan merekam berupa *softcopy* tingkat THD dan ketidakseimbangan *phase* di jaringan pada titik sambung.

CC 3.7 Karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6 mungkin tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada sistem (*grid*), seperti terpisahnya sistem menjadi sistem isolasi terpisah (*islanding system*) karena pembangkit besar, keluarnya komponen yang besar dari sistem, dan/atau terjadi *voltage collapse*. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik unjuk kerja jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.1 sampai dengan CC 3.6, kecuali pada kondisi sangat parah.

CC 4 Persyaratan untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik pada Titik Sambung

Bagian ini mengatur syarat untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi atau GI, di mana pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan dipatuhinya aturan tersebut.

CC 4.1 Persyaratan Umum untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Semua peralatan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri kelistrikan (*good utility practices*), mengikuti standar nasional Indonesia atau standar internasional yang disepakati, dan harus mampu dioperasikan pada kondisi yang didefinisikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di titik sambung harus memenuhi persyaratan dan standar sesuai yang diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Penyambungan (Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung)*.

Desain jaringan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi tidak terbatas pada:

- a. unit pembangkit;
- b. transmisi;
- c. distribusi; dan
- d. interkoneksi.

CC 4.1.1 Bahasa dan penamaan peralatan dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. semua simbol dan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus menggunakan bahasa Indonesia dan/atau bahasa Inggris;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memudahkan identifikasi peralatan dan mencegah tidak terjadinya duplikasi penamaan;
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memastikan penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan harus sesuai dengan kesepakatan dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. jika terjadi perubahan atau penambahan pada konfigurasi peralatan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan pembaharuan terhadap penamaan peralatan, dokumentasi peralatan, dan label peralatan yang terpasang pada jaringan dan menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk tujuan keseragaman.

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan tercantum dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan)*.

- CC 4.1.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak untuk meminta dan menyimpan spesifikasi teknis semua peralatan yang terpasang pada jaringan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, baik dalam periode pemakaian jaringan maupun setiap ada perubahan pada konfigurasi jaringan. Spesifikasi teknis ini dapat digunakan oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagai dasar perencanaan, evaluasi, analisa, atau kebutuhan publikasi.
- CC 4.1.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait peralatan yang mengalami malfungsi atau malkerja yang dapat menyebabkan pengaruh terhadap keadaan operasi yang aman sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi (OC 1.3 – Keadaan Operasi yang Aman).
- CC 4.2 Persyaratan Teknis untuk Peralatan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
- CC 4.2.1 Sistem pembumian (*grounding*) pada peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi harus sesuai dengan standar yang berlaku secara nasional atau internasional yang disepakati oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Sistem pembumian (*grounding*) terdiri atas pembumian untuk penghantar tegangan menengah atau tegangan tinggi, pembumian untuk GI, pembumian untuk pelataran hubung (*switchyard*), pembumian untuk gedung, serta pembumian ruang kontrol dan ruang proteksi konvensional dan digital.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membayar biaya fasilitas instalasi penghubung ke jaringan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memiliki kontrol operasional sepenuhnya atas semua fasilitas yang tersambung ke jaringan transmisi tegangan tinggi tanpa memandang kepemilikannya. Jika di kemudian hari suatu fasilitas memberikan keuntungan kepada pendatang baru sebagai pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengatur agar pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang baru berpartisipasi mengompensasi nilai investasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lama secara proporsional dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memiliki kontrol operasional sepenuhnya terhadap pembangkit yang tersambung ke jaringan transmisi atau ke tegangan menengah.

CC 4.2.2 Persyaratan Unit Pembangkit

Bagian ini mengatur kriteria teknis dan desain serta persyaratan unjuk kerja unit pembangkit yang tersambung langsung ke jaringan tegangan menengah atau tegangan tinggi yang mempengaruhi kestabilan sistem, dengan pengecualian unit pembangkit yang dianggap sangat kecil oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Untuk kepentingan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua klasifikasi satuan unit pembangkit didefinisikan sebagai berikut:

- a. besar : lebih besar atau sama dengan 20 MW (dua puluh megawatt);
- b. menengah : 2 MW (dua megawatt) sampai dengan kurang dari 20 MW (dua puluh megawatt);
- c. kecil : kurang dari 2 MW (dua megawatt); dan
- d. EBT intermiten : pembangkit energi baru terbarukan yang memiliki karakter intermiten (mempunyai perubahan sumber energi primer yang cepat dan tidak mudah diprediksi), contohnya pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) dan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS).

CC 4.2.3 Setiap unit pembangkit besar harus dilengkapi dengan:

- a. *governor* reaksi cepat yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi sistem antara 48,50 (empat puluh delapan koma lima nol) Hz sampai dengan 51,00 (lima puluh satu koma nol nol) Hz. Pembangkit harus mampu menerima sinyal AGC dari *dispatch* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memungkinkan pengaturan sekunder frekuensi sistem;
- b. alat pengatur tegangan otomatis reaksi cepat untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan; dan
- c. *power system stabilizer*.

CC 4.2.4 Setiap unit pembangkit menengah harus dilengkapi dengan:

- a. *governor* reaksi cepat yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi antara 48,50 (empat puluh delapan koma lima nol) Hz sampai dengan 51,00 (lima puluh satu koma nol nol) Hz, unit pembangkit harus mampu menerima sinyal AGC dari *dispatch* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memungkinkan pengaturan sekunder frekuensi sistem; dan

- b. alat pengatur tegangan otomatis bereaksi cepat untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan.

CC 4.2.5 Setiap unit pembangkit kecil harus dilengkapi dengan:

- a. *governor* yang berpengaruh pada pengatur primer frekuensi antara 48,50 (empat puluh delapan koma lima nol) Hz sampai dengan 51,00 (lima puluh satu koma nol nol) Hz; dan
- b. alat pengatur tegangan otomatis untuk pengaturan tegangan terminal generator dalam rentang operasi unit pembangkit tersebut tanpa mengakibatkan ketidakstabilan.

CC 4.2.6 Setiap unit pembangkit EBT intermiten harus dilengkapi dengan:

- a. *active power regulation*, yang mengatur keluaran daya aktif untuk mengurangi fluktuasi daya di jaringan, menjaga kestabilan frekuensi, dan mencegah terjadinya kelebihan beban di jaringan. *Active power regulation* ini dapat diatur secara lokal oleh operator pembangkit atau secara *remote* oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Dalam kondisi normal, beban pembangkit dapat diatur dalam rentang 10% (sepuluh persen) sampai dengan 100% (seratus persen) dari kapasitasnya. *Gradient ramp rate* daya aktif maksimum sebesar 20% (dua puluh persen) dari daya mampu/menit.

Dalam kondisi *emergency*, daya keluaran pembangkit dapat dibatasi pada rentang 20% (dua puluh persen) sampai dengan 100 % (seratus persen) dari kapasitas terpasang sesuai dengan perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Deviasi antara *setting* daya keluaran dan daya terukur rata-rata selama 5 (lima) menit tidak melebihi $\pm 5\%$ (lima persen) dari kapasitas terpasang.

- b. *reactive power compensation*, yang berfungsi untuk membantu atau menjaga tegangan di titik sambungan selama fluktuasi tegangan dan untuk mengatur keseimbangan daya reaktif di jaringan. *Reactive power compensation* harus dilengkapi dengan kompensasi daya reaktif untuk memastikan daya reaktif pada rentang yang sesuai dengan kemampuan operasi yang dideklarasikan oleh unit pembangkit. Pengaturan daya reaktif dapat dilakukan secara lokal oleh operator pembangkit atau secara *remote* oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Pengaturan dalam kondisi aktual harus dikoordinasikan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

- c. *harmonic filter*, yang merupakan peralatan filter atau kompensator yang membatasi *harmonic* yang dihasilkan oleh pembangkit tersebut dengan batasan *harmonic* yang diizinkan (CC 3.3.1 – Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)).

CC 4.2.7 Setiap unit pembangkit harus mampu beroperasi sesuai dengan kemampuan yang dideklarasikan:

- a. frekuensi dalam rentang 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,50 (lima puluh dua koma lima nol) Hz;
- b. faktor daya (*power factor*) antara 0,85 (nol koma delapan lima) *lagging* dan 0,90 (nol koma sembilan nol) *leading*; dan
- c. unit pembangkit harus dilengkapi dengan *low voltage ride through* (LVRT) sehingga unit pembangkit dapat bertahan dalam jaringan dan terus beroperasi selama tegangan jaringan masih di atas batasan *voltage* dip sesuai level tegangannya. Untuk perhitungan *setting* LVRT akan dilakukan lebih lanjut oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Pengecualian dari persyaratan ini yaitu bagi unit pembangkit generator induksi kapasitas kecil atau yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.2.8 Setiap unit pembangkit harus tetap tersambung ke jaringan pada rentang frekuensi 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,50 (lima puluh dua koma lima nol) Hz. Pemisahan unit pembangkit dari jaringan dalam rentang frekuensi ini dibolehkan apabila merupakan bagian dari pengamanan jaringan secara keseluruhan yang diatur oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.3 Persyaratan Peralatan Telekomunikasi

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan peralatan komunikasi yang dihubungkan dengan fasilitas telekomunikasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berupa:

Suara (*voice*) - Operasional:

Fasilitas telekomunikasi suara khusus dan *redundancy* untuk pembangkit besar yang tersambung ke jaringan 66 (enam puluh enam) kV dan 150 (seratus lima puluh) kV serta GI 66 (enam puluh enam) kV dan 150 (seratus lima puluh) kV.

Jaringan telekomunikasi bagi pembangkit menengah dan kecil yang tersambung ke jaringan tegangan menengah atau tegangan tinggi.

- Administratif:

Jaringan telekomunikasi PT PLN (Persero) atau fasilitas khusus telekomunikasi umum untuk semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Data

- fasilitas telekomunikasi khusus untuk SCADA;
- fasilitas telekomunikasi khusus untuk proteksi jaringan;
- jaringan telekomunikasi PT PLN (Persero) atau fasilitas khusus telekomunikasi umum untuk faksimile; dan
- jaringan telekomunikasi PT PLN (Persero) atau jaringan khusus untuk rangkaian komputer.

CC 4.3.1 Untuk menjamin tersedianya *monitoring* dan pengaturan jaringan transmisi yang memadai, sarana telekomunikasi di antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus dipersiapkan sesuai dengan persyaratan pemasangan, pemeliharaan dan pengoperasian 2 (dua) saluran komunikasi suara yang independen, diruang kendali pemakai jaringan sebagaimana dimaksud dalam CC 3.3.2 atau fasilitas komunikasi lain yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 4.3.2 Persyaratan pemasangan, pemeliharaan, dan pengoperasian 2 (dua) saluran telekomunikasi suara yang independen, di ruang kendali pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik meliputi:

- a. memasang, memelihara dan mengoperasikan dua saluran komunikasi suara yang independen, di ruang kendali pemakai jaringan agar dapat berkomunikasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. terminologi independen mengandung pengertian bahwa apabila salah satu saluran terganggu, saluran yang satunya lagi masih dapat dipakai;
- c. saluran komunikasi tersebut harus terpadu secara memadai dengan fasilitas telekomunikasi yang telah ada;
- d. saluran suara harus digunakan untuk komunikasi di antara operator pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan operator pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan hanya digunakan untuk maksud operasional saja; dan

- e. fasilitas telekomunikasi tersebut harus dilengkapi alat catu daya utama dan cadangan yang memadai.
- CC 4.3.3 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang dan memelihara rangkaian komputer tersendiri serta peralatan faksimile yang kompatibel dengan peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- CC 4.3.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan sistem yang eksis, menguji, memelihara, dan mengoperasikan saluran data SCADA pada titik sambungan yang menyediakan indikasi-indikasi, pengukuran, telemetri dan kontrol sesuai yang diatur dalam *Appendix 3 - Aturan Penyambungan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)*.
- CC 4.3.5 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang, mengintegrasikan dengan sistem yang eksis, menguji, memelihara dan mengoperasikan saluran data proteksi jaringan pada titik sambungan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang menyediakan indikasi *remote protection*, pengukuran, telemetri dan kontrol, sesuai yang diatur dalam *Appendix 3 - Aturan Penyambungan (Pengukuran, Telemetri, dan Kontrol pada Titik Sambung)*.
- CC 5 Prosedur Penyambungan
- CC 5.1 Penyampaian Data dan Informasi
- Permohonan diajukan paling lambat 30 (tiga puluh) hari kerja sebelum tanggal pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, dengan catatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sudah memenuhi persyaratan atas fasilitas dan titik sambung, antara lain:
- a. sesuai dengan persyaratan yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi dan telah menyampaikan data dan informasi yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan kebutuhan Data dengan waktu yang memadai untuk evaluasi teknisnya;
 - b. memenuhi persyaratan sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi;
 - c. menyampaikan permintaan tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk maksud pemberian tegangan (*energize*) titik sambungan, termasuk informasi keinginan waktu tercepat untuk pemberian tegangan (*energize*);
 - d. menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) informasi yang diperlukan untuk mempersiapkan urutan kerja lapangan:

1. daftar peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik seperti trafo, *tap changer*, pengaturan dan pasokan reaktif, dan peralatan proteksi yang mempengaruhi jaringan; dan
 2. daftar personel pelaku usaha atau pemakai jaringan yang akan bertanggung jawab memberi dan menerima data informasi yang diperlukan sesuai Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi yang meliputi nama, jabatan, dan tanggung jawab pada titik sambung atau lokasi kantor kerjanya; dan
- e. menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) konfirmasi tertulis bahwa semua peralatan pada titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan dan Aturan Penyambungan, kecuali atas sesuatu yang dijamin oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

CC 5.2 Persetujuan untuk Penyambungan ke Jaringan

Sebelum titik sambung diberi tegangan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (termasuk EBT intermiten) telah memenuhi persyaratan dari lembaga yang berwenang meliputi pemeriksaan, sertifikat konstruksi, dan laik bertegangan atau laik sinkron. Sebelum pembebanan dilaksanakan harus dilengkapi dengan sertifikat laik operasi atas fasilitas tersebut. Selain itu, harus dilengkapi dengan kajian kelayakan proyek dan permintaan evaluasi sambung serta persyaratan tambahan untuk pembangkit EBT intermiten. Penyambungan unit pembangkit harus dilengkapi dengan AGC, kecuali ditentukan lain oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau untuk unit pembangkit dengan kapasitas < 20 (dua puluh) MW.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membuktikan bahwa komunikasi yang diperlukan, proteksi, dan peralatan kontrol yang terpasang memenuhi standar dalam Aturan Jaringan. Fasilitas yang dibangun pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diperiksa dan disetujui oleh badan sertifikasi terakreditasi. Izin untuk penyambungan ke jaringan harus diberikan secara tertulis oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan prosedur pemberian tegangan harus diikuti oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CC 5.3 Tanggung Jawa Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Sebelum tanggal pemberian tegangan (*energize*) titik sambung dan setelah persyaratan penyambungan dipenuhi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menetapkan keputusan apakah fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sepenuhnya memenuhi persyaratan dalam Aturan Jaringan; dan
- b. menyiapkan, menyetujui, dan menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai jadwal lapangan yang meliputi informasi:
 1. daftar peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 2. daftar kegiatan yang akan dilakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada titik sambung;
 3. penjelasan atau jadwal atas telekomunikasi, meter pengukuran, proteksi jaringan, *telemetry*, dan peralatan kontrol; dan
 4. daftar personel pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang bertanggung jawab memberikan dan menerima data dan informasi yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Operasi dan Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi yang meliputi nama, jabatan, tanggung jawab, dan satuan organisasi; dan
- c. menyiapkan prosedur keselamatan kerja setempat dan nama petugas koordinator keselamatan kerja sesuai dengan persyaratan yang diatur dalam dalam Aturan Operasi.

CC 5.4 Pemeriksaan dan Berita Acara Titik Sambung

CC 5.4.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan Konsumen Tenaga melakukan kesepakatan waktu atau tanggal untuk pemeriksaan titik sambung. Tanggal tersebut tidak lebih awal dari tanggal yang diminta oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada CC 4.1 (Persyaratan Umum untuk Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik), namun tidak dapat ditunda tanpa alasan yang jelas. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan Konsumen Tenaga telah memenuhi Aturan Jaringan sebelum siap untuk pemberian tegangan (*energize*), antara lain telah dilakukan pemeriksaan titik sambung dan

mendapat rekomendasi laik bertegangan dan/atau laik sinkron dari lembaga inspeksi teknik yang terakreditasi.

- CC 5.4.2 Dalam hal lembaga inspeksi teknik menyatakan bahwa kondisi titik sambung memenuhi persyaratan Aturan Jaringan dan siap untuk pemberian tegangan (*energize*), lembaga inspeksi teknik harus menerbitkan berita acara titik sambung. Sebaliknya, jika lembaga inspeksi teknik menyatakan bahwa kondisi titik sambung tidak memenuhi persyaratan Aturan Jaringan dan tidak siap untuk pemberian tegangan (*energize*), lembaga inspeksi teknik harus memberikan pernyataan tertulis kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.
- CC 5.4.3 Dalam hal lembaga inspeksi teknik menyatakan bahwa titik sambung dan/atau peralatan terkait lainnya tidak siap menerima tegangan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus melakukan perbaikan yang diperlukan atas titik sambung dan/atau peralatan terkait lainnya, serta menginformasikan kepada lembaga inspeksi teknik untuk melakukan pemeriksaan ulang. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik kemudian menyepakati waktu atau tanggal pelaksanaan pemeriksaan ulang tersebut.
- CC 5.5 Pemberian Tegangan (*Energize*) Titik Sambung
- CC 5.5.1 Setelah lembaga inspeksi teknik menerbitkan rekomendasi pemberian tegangan dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan prosedur pemberian tegangan (*energize*) yang telah disusun dan disepakati bersama.
- CC 5.5.2 Rekomendasi pemberian tegangan dan percobaan pembebanan dalam rangka pengujian sistem dari lembaga inspeksi teknik berlaku selama 7 (tujuh) hari kerja terhitung sejak terbitnya rekomendasi. Apabila pelaksanaan pemberian tegangan (*energize*) melebihi durasi waktu yang ditentukan, rekomendasi tersebut perlu diperbarui kembali.
- CC 5.5.3 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melaksanakan pemberian tegangan (*energize*) titik sambung atas permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan jadwal dan *standard operating procedure* (SOP) yang telah dibuat sebelumnya.
- CC 5.5.4 Proses pemberian tegangan (*energize*) atau pemberian tegangan dilakukan paling sedikit 24 (dua puluh empat) jam pada peralatan tersebut sebagai bagian dari pengujian sistem.

CC.5.5.5 Percobaan pembebanan yang dilakukan setelah proses pemberian tegangan (*energize*), bertujuan antara lain untuk pengujian *stability* peralatan proteksi, pengamatan *hot spot* pada terminasi titik sambung primer dan pengukuran kebisingan.

CC 6 Karakteristik Operasi Terdaftar

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data yang diperlukan sesuai yang diatur dalam Aturan Kebutuhan Data kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan revisi atas data operasi terdaftar untuk memperlihatkan perubahan yang terjadi di titik sambung dan/atau peralatan terkait lainnya.

CC 7 Data Perencanaan Fasilitas dan Pengoperasian

Sebelum pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan semua data perencanaan dan pengoperasian fasilitasnya untuk memenuhi persyaratan dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Setelah pemberian tegangan (*energize*) titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus untuk terus menyampaikan data yang diperlukan sesuai dengan jadwal yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

CC 8 Nomenklatur dan Identifikasi peralatan

Semua peralatan yang tersambung dengan jaringan transmisi harus menggunakan penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan (*equipment numbering and code identification*) sesuai yang diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan)*. Persyaratan ini diberlakukan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pengaturan identifikasi ini dibuat untuk meminimalkan kemungkinan kesalahan operator dalam pengoperasian karena kesalahan pengertian dalam menangkap instruksi.

CC 9 Persyaratan Penyambungan Pembangkit EBT Intermiten

Pembangkit EBT intermiten harus harus dapat melakukan pembatasan P dan Q selama gangguan hubung singkat dan pemulihan. Selain itu Pembangkit EBT intermiten harus dapat melakukan pengaturan arus reaktif dan aktif saat gangguan hubung singkat.

CC 9.1 Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)

- a. Perusahaan atau produsen PLTB harus menyediakan dokumentasi berikut (sesuai IEC 61400-22, edisi 1.0 2010-05 dan perubahannya) untuk persetujuan penyambungan ke jaringan:
 1. laporan evaluasi kondisi lokasi PLTB yang berisi persyaratan berikut:
 - a) kondisi angin;
 - b) kondisi lingkungan;
 - c) kondisi gempa bumi;
 - d) kondisi jaringan tenaga listrik; dan
 - e) kondisi geoteknik;
 2. pernyataan kesesuaian evaluasi kondisi lokasi;
 3. persyaratan desain turbin angin spesifik sesuai dengan kondisi lokasi PLTB dengan mempertimbangkan persyaratan minimum berikut:
 - a) suhu atau temperatur udara sekitar;
 - b) kelembaban udar sekitar;
 - c) radiasi sinar matahari;
 - d) curah hujan;
 - e) zat kimia aktif;
 - f) partikel aktif;
 - g) salinitas;
 - h) kondisi listrik; dan
 - i) petir;
 4. pernyataan kesesuaian desain khusus turbin angin sesuai dengan kondisi lokasi;
 5. laporan survei dari lokasi, tata letak, dan perkiraan produksi energi tahunan dari PLTB;
 6. sertifikat validitas tipe (*valid type certificate*) dan sertifikasi kurva daya (*certified power curve*) untuk model turbin angin dari PLTB yang dikeluarkan oleh badan sertifikasi yang terakreditasi; dan
 7. penilaian kompatibilitas koneksi jaringan (*grid connection compatibility assessment*) sesuai dengan persyaratan Aturan Jaringan yang dikeluarkan oleh badan sertifikasi yang menangani validitas tipe;

- b. setelah penyambungan ke jaringan (dalam waktu 1 (satu) tahun atau 1 (satu) musim angin tergantung mana yang lebih dulu), produsen turbin angin harus menyediakan dokumentasi berikut:
 1. laporan hasil uji verifikasi pengukuran kinerja daya (*power performance measurement*);
 2. laporan hasil uji kompatibilitas koneksi ke jaringan; dan
 3. verifikasi spesifikasi teknis.

CC 9.2 Pembangkit Listrik Tenaga Surya *Photovoltaik* (PLTS)

a. Modul Surya *Photovoltaik* (PV)

Modul PV yang digunakan dalam proyek PLTS harus memenuhi persyaratan uji yang ditentukan dalam uji kualifikasi Modul PV dari edisi IEC yang terbaru:

1. modul PV jenis kristal silikon (*crystalline silicon solar cell*) (IEC 61215 dan perubahannya);
2. modul PV jenis film tipis (*thin film pv type*) (IEC 61646 dan perubahannya); dan
3. modul PV jenis konsentrator (*concentrator PV type*) (IEC 62108 dan perubahannya).

Selain itu, modul PV harus memenuhi persyaratan IEC 61730 dan perubahannya untuk kualifikasi pengujian keselamatan pada tegangan 1000V DC atau lebih tinggi. Modul PV yang akan digunakan dalam lingkungan yang sangat korosif harus memenuhi syarat IEC 61701 dan perubahannya.

b. *Power Conditioner* atau *Inverter*

Power Conditioner atau *Inverter* dari PLTS harus sesuai dengan standar IEC edisi terbaru atau standar yang setara sebagaimana ditentukan di bawah ini:

1. pengukuran efisiensi (IEC 61683 dan perubahannya);
2. pengujian lingkungan (IEC 60068 -2 / IEC 62093 dan perubahannya);
3. *EM compatibility* (EMC) (IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4 dan bagian lain yang relevan dari IEC 61000 dan perubahannya);
4. keamanan kelistrikan (IEC 62103 / IEC 62109-1 & 2 dan perubahannya); dan
5. *anti-islanding protection* (IEEE 1547 / IEC 62116 / UL 1741 dan perubahannya).

- c. subsistem atau komponen lain:
subsistem atau komponen lain yang digunakan dalam PLTS (seperti kabel, konektor, *junction boxes*, dan *surge protection devices*) harus memenuhi standar nasional Indonesia atau standar internasional yang relevan untuk keselamatan listrik, usia pakai (*service life*), dan ketahanan terhadap cuaca (*weather resistance*);
- d. modul PV, *power conditioner*, *thin film*, dan sistem *consentrate photovoltaic* (CPV) yang digunakan dalam PLTS harus memiliki sertifikat uji yang valid dari laboratorium uji yang terakreditasi (*reputed ILAC member labs*) untuk memenuhi persyaratan kualifikasi yang sesuai dengan standar IEC;
- e. keluaran daya (*power output*) modul PV yang digunakan dalam PLTS harus mempunyai jaminan (*warranty*) bahwa keluaran daya modul tidak boleh kurang dari 90% (sembilan puluh persen) pada akhir 10 (sepuluh) tahun dan 80% (delapan puluh persen) pada akhir 25 (dua puluh lima) tahun.

CC 10 Karakteristik Kinerja Pembangkit EBT Intermiten

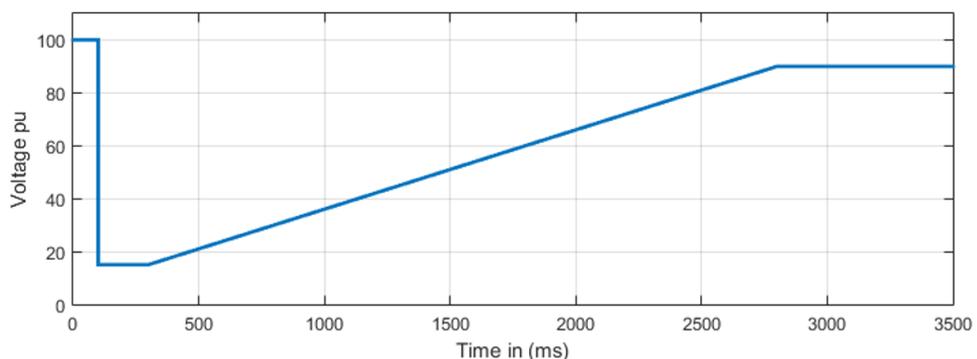
CC 10.1 Respons terhadap Frekuensi (*Frequency Response*)

Pembangkit EBT intermiten harus mampu menghasilkan *output* aktual dalam rentang frekuensi 47.50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz.

CC 10.2 *Fault Ride Through*

a. *Low Voltage Ride Through* (LVRT)

Pembangkit EBT intermiten yang tersambung ke *grid* harus tetap tersambung ke *grid* ketika tegangan pada titik interkoneksi pada salah satu atau semua fase menurun atau meningkat tajam (*dip up*) sampai ke level yang digambarkan oleh garis tebal di kurva pada Gambar 1 berikut ini:



Gambar 1: Karakteristik *Low Voltage Ride Through* (LVRT)

Selama <i>Fault</i>		<i>Fault Clearance</i>	
Vmin [p.u]	Tmax [s]	Vmin [p.u]	Tmax [s]
0.15	0.2	0.9	2.8

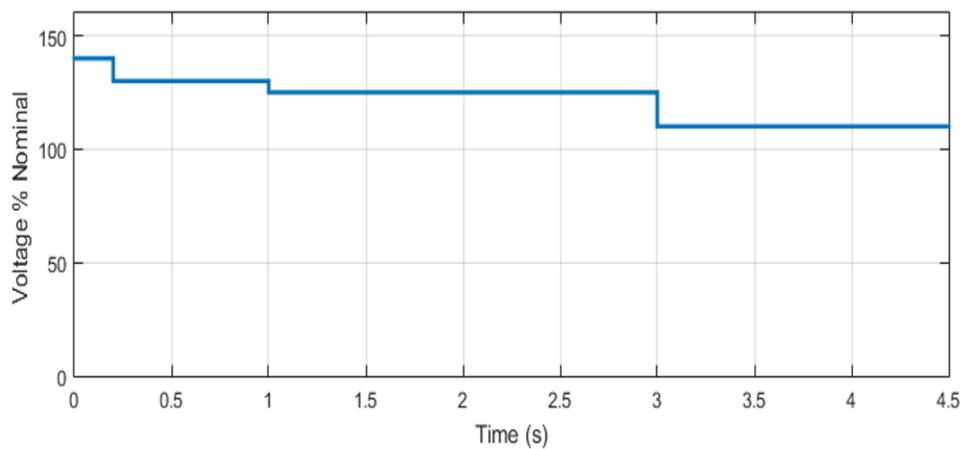
Pembangkit EBT intermiten harus mampu bertahan dalam beberapa kali *fault* saat tersambung ke jaringan yang bertegangan rendah. Pembangkit tidak diizinkan untuk mengunci (*lock out*) setelah kejadian tertentu.

Pembangkit EBT intermiten harus memaksimalkan arus reaktif selama terjadinya *fault* dan arus aktif harus dikurangi sebanding dengan tegangan yang ditahan.

b. *High Voltage Ride Through (HVRT)*

Pembangkit EBT intermiten akan tetap tersambung ke jaringan ketika tegangan pada titik interkoneksi, yang diukur pada sisi tegangan tinggi atau HV, pada setiap atau semua fase (kondisi tegangan lebih simetris atau asimetris) naik di atas nilai yang ditentukan yang diberikan di bawah ini untuk waktu yang ditentukan.

<i>Over Voltage (pu)</i>	<i>Minimum Time to Remain Connected (sec)</i>
$1.3 < V \leq 1.4$	1
$1.1 < V \leq 1.3$	3
1.1 or below	<i>Indefinitely</i>

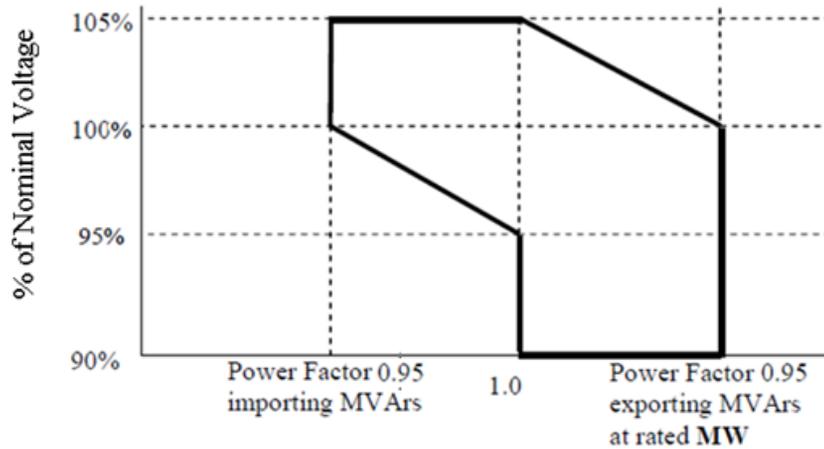


Gambar 2: Karakteristik *High Voltage Ride Through (HVRT)*

CC 10.3 Persyaratan Daya Reaktif

Kemampuan daya reaktif minimal harus memenuhi persyaratan sebagai berikut:

- a. Nilai faktor daya untuk menyerap daya reaktif (*absorbing*) = 0,95;
- b. Nilai faktor daya untuk menghasilkan daya reaktif (*generating*) = 0,95;



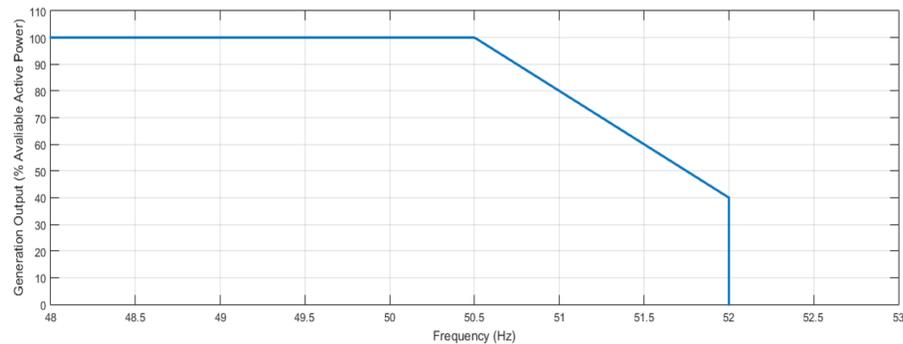
CC 10.4 Active Power Control dan Ramp Rate

Pembangkit EBT intermiten tidak diperbolehkan untuk *start up* lebih dari satu kali dalam periode 10 (sepuluh) menit. Pembangkit EBT intermiten harus memiliki pengontrol laju ramp positif (*positive ramp rate controller*) yang dapat diatur dalam rentang 1 (satu) MW per menit sampai dengan 10 (sepuluh) MW per menit untuk mengontrol laju *ramp* di bawah kondisi operasi normal dan termasuk pengaturan laju *ramp* nol, yang akan secara otomatis berlaku selama periode waktu ketika sinyal *ramp blocking* (*ramp blocking signal*) teraktivasi. Pengaturan *ramp rate* harus ditentukan oleh TSO dari waktu ke waktu. Tingkat *ramp* merupakan tingkat rata-rata perubahan dalam *Output* yang diukur selama periode 10 (sepuluh) menit. Tingkat *ramp* rata-rata lebih dari 1 (satu) menit tidak boleh melebihi 3 (tiga) kali laju *ramp* rata-rata selama 10 (sepuluh) menit.

CC 10.5 Pengaturan Frekuensi (*Frequency Control*)

Pembangkit EBT intermiten harus memiliki kemampuan untuk beroperasi sebagaimana ditentukan dalam pengaturan jangkauan frekuensi daya atau kurva kontrol frekuensi pada Gambar 3 di bawah ini. Dalam rentang frekuensi normal 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz sampai dengan 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz, pembangkit EBT intermiten biasanya akan menghasilkan 100% (seratus persen) dari daya aktif yang tersedia (tergantung ketersediaan). Untuk frekuensi antara 50,50 (lima puluh koma lima nol) Hz sampai dengan 52,00 (lima puluh dua

koma nol nol) Hz, *output* daya aktif harus diatur dengan *gradient* $0,4 P_{\text{available}} / \text{Hz}$.



Gambar 3: Pengaturan Frekuensi Daya/Kurva Kontrol Frekuensi

Appendix 1: Persyaratan dan Standardisasi Peralatan pada Titik Sambung

CCA1 1 Umum

Semua peralatan yang tersambung dengan jaringan harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), atau standar internasional. Hal ini meliputi, namun tidak terbatas pada PMT, PMS, peralatan pembumian, trafo tenaga, *interbus transformer* (IBT), trafo tegangan, trafo arus, reaktor, *arrester*, *bushing*, peralatan netral, kapasitor, *busbar*, *isolator*, *line traps*, peralatan kopling, generator, turbin, dan koordinasi isolasi pada titik sambung.

CCA1 2 Persyaratan yang Harus Dipenuhi oleh Pengguna Titik Sambung ke Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Setiap titik sambung antara fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan jaringan transmisi harus dikontrol oleh PMT yang mampu memutuskan arus hubung singkat maksimum pada titik sambung. Berdasarkan permintaan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan nilai arus hubung singkat.

CCA1 2.1 Pengaturan Proteksi

Setiap peralatan proteksi harus dilengkapi dengan sinkronisasi waktu standar. Proteksi untuk fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan sambungannya ke jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan paling sedikit seperti di bawah ini. Semua *setting* harus dikoordinasikan dengan *setting* proteksi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memperkecil akibat gangguan pada fasilitas pelaku usaha atau

pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap jaringan transmisi.

CCA1 2.2 Waktu Pemutusan Gangguan

- a. waktu pemutusan gangguan di sisi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung langsung dengan jaringan transmisi, mulai dari saat terjadinya gangguan sampai dengan padamnya busur listrik oleh terbukanya PMT, harus kurang dari atau sama dengan:

150 kV : 120 milidetik

66 kV : 150 milidetik

- b. waktu pemutusan gangguan untuk hubungan 20 (dua puluh) kV harus ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) tergantung pada lokasi titik sambung;
- c. dalam hal kejadian kesalahan peralatan proteksi utama pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, berlaku ketentuan sebagai berikut:
1. proteksi cadangan (*backup*) untuk gangguan pada titik sambung tegangan tinggi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus disetel dengan waktu pemutusan gangguan kurang dari 400 (empat ratus) milidetik;
 2. proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharapkan mampu bertahan tanpa *trip* terhadap arus beban yang timbul selama pemutusan suatu gangguan di jaringan transmisi oleh proteksi kegagalan PMT (*circuit breaker failure protection*) atau proteksi cadangan;
 3. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan proteksi cadangan yang akan bekerja dengan waktu yang lebih lambat dari proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk maksud perbedaan waktu; dan
 4. kondisi ini akan memberikan peluang diskriminasi waktu antara proteksi cadangan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan proteksi cadangan yang ada di jaringan transmisi;

- d. proteksi kegagalan PMT harus terpasang pada semua titik sambung PMT 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV. Dalam hal kejadian kegagalan pemutusan arus gangguan oleh PMT proteksi kegagalan PMT akan men-*trip*-kan semua PMT yang tersambung langsung dengan PMT yang gagal tersebut dalam waktu kurang dari 250 (dua ratus lima puluh) milidetik namun harus lebih dari 200 (dua ratus) milidetik; dan

- e. unjuk kerja sistem proteksi

Target unjuk kerja sistem proteksi (*protection system performance index*) jaringan yaitu 99,0% (sembilan puluh sembilan persen) yang merupakan ukuran rata-rata dari kemampuan dan keberhasilan peralatan proteksi secara tepat men-*trip*-kan PMT pada saat terjadi gangguan primer sistem (*dependability index*) dan ukuran keamanan sistem proteksi pada saat tidak terjadi gangguan di primer sistem (*security index*). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi persyaratan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua untuk mencapai angka keberhasilan proteksi tersebut.

CCA1 2.3 Peralatan Proteksi yang Diperlukan

CCA1 2.3.1 Proteksi pada Fasilitas Interkoneksi

Semua Peralatan proteksi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang mungkin mempengaruhi fasilitas Jaringan transmisi harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mendapatkan persetujuan atas rencana peralatan proteksi sebelum dipasang. Persyaratan proteksi fasilitas interkoneksi jaringan transmisi dikelompokkan berdasarkan perbandingan impedansi sumber terhadap impedansi saluran yang diamankan SIR. Suatu saluran didefinisikan sebagai:

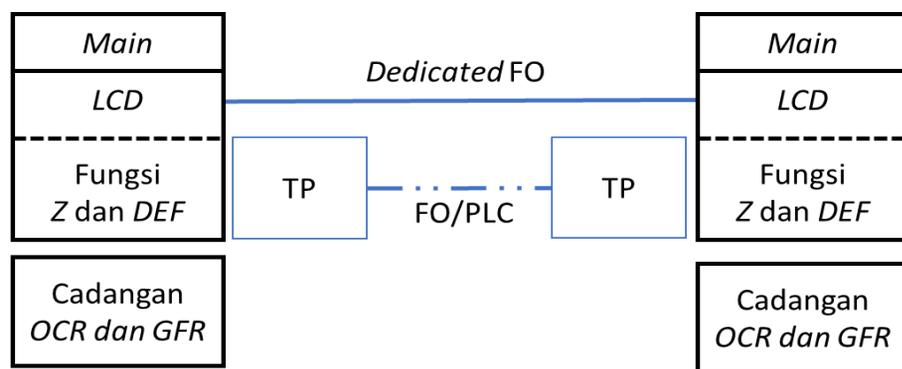
- a. saluran pendek, jika $SIR > 4,0$ (empat koma nol);
- b. saluran sedang, jika $0,5 \text{ (nol koma lima)} \leq SIR \leq 4,0$ (empat koma nol); dan
- c. saluran panjang, $SIR < 0,5$ (nol koma lima).

Proteksi saluran 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV:

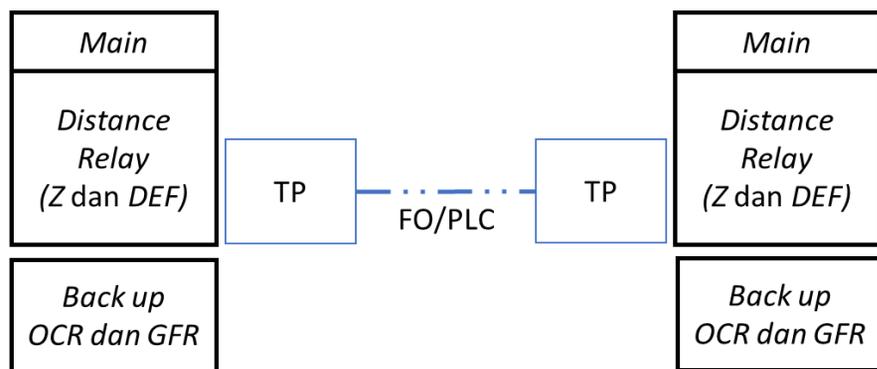
1. saluran pendek

- a. proteksi utama : *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media komunikasi *fiber optic* yang *dedicated* dan *direct* atau *point to point*; dan

- b. proteksi cadangan (*backup*) : *overcurrent relay* dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama.
2. saluran sedang dan saluran panjang
- a. proteksi utama : *line current differential* dilengkapi fungsi *distance relay* dengan media *fiber optic* yang *dedicated* dan *direct* atau *point to point* atau *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* berupa *permissive underreach* atau *permissive overreach*. Skema tersebut harus mencakup proteksi zona 2 dan zona 3 dengan waktu tunda.



Gambar 4. Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV Alternatif 1



Gambar 5. Skema Proteksi 150 kV dan 66 kV Alternatif 2

- b. proteksi cadangan (*backup*) : *overcurrent relay* dan *ground fault* menggunakan *hardware* atau peralatan yang terpisah dengan proteksi utama.
3. setiap proteksi utama di terminal SUTT harus berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* 1 (satu) dan 3 (tiga) *phase*. *Reclosing* 3 (tiga) *phase* harus melalui *synchro check relay*;
- a. setiap terminal SUTT harus berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* 3 (tiga) *phase* dan khusus proteksi SUTT 150 (seratus lima puluh) kV berkemampuan untuk *tripping* dan *reclosing* satu *phase*. Pelaksanaan *reclosing* 3 (tiga) *phase* harus melalui *synchro check relay*;

- b. media untuk skema *distance relay* yang menggunakan *transfer trip* yaitu *fiber optic* dengan *back up PLC*; dan
- c. untuk saluran transmisi dengan 2 (dua) atau lebih *bay SKTT* atau *SUTT* saluran pendek pola proteksi *SKTT*, *current differential* harus dilengkapi dengan *distance relay* dalam satu dan *back up overcurrent relay* atau *ground fault relay*.

CCA1 2.3.2 Proteksi Trafo Tenaga

Proteksi trafo tenaga harus memenuhi Tabel 5 berikut:

Tabel 5. Proteksi Trafo Tenaga

Proteksi	Ratio dan kapasitas Transformator							
	150/20 kV, 66/20 kV						150/66 kV	
	< 10 MVA		10 s.d. 30 MVA		> 30 MVA			
	HV	LV	HV	LV	HV	LV	HV	LV
Suhu Lebih	√		√		√		√	
<i>Bucholz</i>	√		√		√		√	
Tekanan Lebih Mendadak	√		√		√		√	
<i>Differential</i>	√		√		√		√	
Arus Lebih	√	√	√	√	√	√	√	√
Termal			√		√		√	
<i>Earth Fault</i>	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>Restricted EF</i>					√*	√*	√	√

* : tidak berlaku untuk trafo dengan pembumian melalui impedansi tahanan besar

Proteksi cadangan trafo distribusi seperti arus lebih *phase-phase* atau *phase-tanah* (OCR atau GFR) harus dikoordinasikan dengan proteksi *feeder* sesuai dengan kesepakatan antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

CCA1 2.3.3 Proteksi Unit Pembangkit

Proteksi semua unit pembangkit harus dikoordinasikan dengan proteksi jaringan transmisi, antara lain untuk:

- a. proteksi cadangan terhadap gangguan tanah dan hubung singkat seperti relai arus lebih (50/51, 50N/51N) dan relai tegangan arus lebih (51V);
- b. proteksi terhadap gangguan eksitasi lebih seperti relai *over excitation* (V/Hz atau 59/81 atau 24);
- c. proteksi terhadap gangguan yang dapat menyebabkan generator beroperasi asinkron seperti relai *out of step* (78) dan relai *loss of field* (40); dan
- d. proteksi tegangan dan frekuensi seperti relai *under voltage* atau relai *over voltage* (59) dan relai *under frequency* atau relai *over frequency* (81).

CCA1 2.3.4 Bus Protection Tegangan Tinggi

Semua *busbar* tegangan tinggi yang tersambung ke jaringan transmisi yang merupakan *outlet* pembangkit atau *outlet* IBT 150/66 kV harus dilengkapi dengan proteksi *bus differential*.

CCA1 2.3.5 Perekaman Gangguan (*Disturbance Fault Recorder*)

Dalam hal terjadi gangguan, untuk mempermudah analisis gangguan:

- a. setiap titik sambung ke jaringan 150 (seratus lima puluh) kV atau 66 (enam puluh enam) kV harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *sequential event recorder* (SER) dari proteksi;
- b. proteksi trafo distribusi sisi *incoming* dan proteksi *feeder* harus dilengkapi dengan *internal disturbance* dan *sequential event recorder* (SER) dari proteksi; dan
- c. peralatan perekam gangguan harus dilengkapi dengan sinkronisasi waktu standar.

CCA1 3 Meter Revenue

Semua titik sambung harus dilengkapi dengan trafo arus dan trafo tegangan untuk pengukuran transaksi *revenue* sesuai dengan spesifikasi yang diatur dalam Aturan Pengukuran.

Appendix 2 : Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan
(*Equipment Numbering and Code Identification*)

CCA2 1 Kode Identifikasi

Kode identifikasi terdiri atas 18 (delapan belas) karakter yang disusun dalam 3 (tiga) blok yang merupakan subkode identifikasi untuk lokasi, subkode identifikasi untuk peralatan, dan subkode identifikasi untuk elemen. Penyusunannya sebagai berikut:

A A HHHHH	A HHHHP AA	A HHP
A	B	C

Blok A : subkode identifikasi lokasi

Blok B : subkode identifikasi peralatan

Blok C : subkode identifikasi elemen

A : angka atau nomor

H : huruf

P : angka atau huruf

Diperbolehkan menggunakan 1 (satu) spasi (*blank*) atau tanpa spasi di antara masing-masing grup angka atau huruf.

Contoh:

I1 AMPNN 5JRJNG1 01 CB

I1 AMPNN 5JRJNG1 01 DS1

I1 AMPNN 5JRJNG1 01 DS2

I1 AMPNN 5JRJNG1 01 ES

I1 AMPNN 5JRJNG1 01 CT

I1 AMPNN 5JRJNG1 01 CVT

I1 AMPNN 5JRJNG1 01 LA

CCA2 2 Subkode Identifikasi Lokasi

Subkode identifikasi lokasi terdiri atas 6 (enam) karakter yang terbagi dalam 2 (dua) bagian. Bagian pertama terdiri atas 1 (satu) karakter menunjukkan kode area. Bagian kedua terdiri atas 5 (lima) karakter menunjukkan kode lokasi. Kode lokasi merupakan singkatan nama spesifik lokasi. Subkode identifikasi lokasi dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

I	1	H H H H H
1	2	3

Bagian 1 : kode wilayah

Bagian 2 : kode area

Bagian 3 : kode lokasi

CCA2 2.1 Kode Unit PT PLN (Persero) Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua

Unit PT PLN (Persero) Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua (*area Control Center - ACC*) yang berlokasi di NTB, NTT, Maluku, dan Papua, dengan kode area masing-masing:

PT PLN (Persero) NTB	:	I
PT PLN (Persero) NTT	:	II
PT PLN (Persero) Maluku dan Maluku Utara	:	III
PT PLN (Persero) Papua dan Papua Barat	:	IV
Pengelola Operasi Mataram (ACC Mataram)	:	1
Pengelola Operasi Tambora (ACC Sumbawa)	:	2
Pengelola Operasi Kupang (ACC Kupang)	:	1
Pengelola Operasi Flores (ACC Flores)	:	2
Pengelola Operasi Maluku dan Maluku Utara (ACC Maluku)	:	1
Pengelola Operasi Papua dan Papua Barat (ACC Papua)	:	1

CCA2 2.2 Kode Lokasi

Lokasi menunjukkan lokasi pusat pembangkit atau GI. Kode untuk pusat pembangkit baru atau GI baru ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Contoh kode lokasi ditunjukkan pada Tabel 6.

Contoh subkode identifikasi lokasi sebagai berikut:

I1 AMPNN	I2 BONTO	I1JRJNG
----------	----------	---------

I: mengindikasikan PT PLN (Persero) NTB

1: mengindikasikan ACC Mataram

AMPNN mengindikasikan GI Ampenan (di bawah pengendalian ACC Mataram)

2: mengindikasikan ACC Sumbawa

BONTO mengindikasikan GI Bonto (di bawah pengendalian ACC Sumbawa)

Tabel 6. Contoh Kode Lokasi

Lokasi	Kode	Lokasi	Kode
ACC Mataram		ACC Sumbawa	
GI Ampenan	AMPNN	GI Bonto	BONTO
Bay Jeranjang 1	5JRJNG1	Bay Bima 1	4BIMAA1
ACC Maluku		ACC P2B	
GI Passo	PASSO	GI Holtekamp	HOLTE
Bay Passo 1	4PASSO1	Bay Holtekamp 1	4HOLTE1

CCA2 3 Subkode Identifikasi Peralatan

Subkode identifikasi peralatan terdiri atas 9 (sembilan) karakter yang terbagi dalam 4 (empat) bagian. Bagian pertama berisi 1 (satu) karakter mengindikasikan kode tegangan. Bagian kedua berisi 5 (lima) karakter mengindikasikan nama *bay*. Bagian ketiga berisi 1 (satu) karakter mengindikasikan kode nomor sirkuit *bay*. Bagian keempat berisi 2 (dua) karakter mengindikasikan koordinat atau urutan *bay*.

Subkode identifikasi peralatan dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

A	H H H H P	A	AA
1	2	3	4

- Bagian 1: kode tegangan
- Bagian 2: kode nama *bay*
- Bagian 3: kode nomor sirkuit *bay*
- Bagian 4: koordinat *bay*

CCA2 3.1 Kode Referensi Tegangan

Kode referensi tegangan menunjukkan tegangan peralatan yang berada di pusat pembangkit atau GI sesuai Tabel 7 berikut.

Tabel 7. Kode Referensi Tegangan

Nama	Rentang	Kode
Tegangan Rendah	< 1000 V	0
Tegangan Menengah	1 kV - 10 kV	1
	>10 kV – 30 kV	2
	>30 kV – 60 kV	3
tegangan tinggi	>60 kV – 90 kV	4
	>90 kV– 200 kV	5
	>200 kV– 400 kV	6

CCA2 3.2 Kode Nama *Bay*

Bay dimaksudkan sebagai bagian dari pusat pembangkit atau GI. Kode nama *Bay* ditunjukkan dalam Tabel 8.

Tabel 8: Kode Nama *Bay*

Nama peralatan	Kode
A. Pusat Pembangkit	
Pusat Listrik Tenaga Air	PLTA
Pusat Listrik Tenaga Diesel	PLTD
Pusat Listrik Tenaga Gas	PLTG
Pusat Listrik Tenaga Mesin Gas	PLTMG
Pusat Listrik Tenaga Panasbumi	PLTP
Pusat Listrik Tenaga Nuklir	PLTN
Pusat Listrik Tenaga Uap:	
Batubara	PLTUB
Gasbumi	PLTUG
Minyak	PLTUM
Pusat Listrik Tenaga Gas/Uap	PLTGU
B. Peralatan Gardu Induk	
<i>bay</i> penghantar	1)

Nama peralatan	Kode
<i>bay</i> generator	PBKIT
rel/ <i>busbar</i>	BSBAR
<i>busbar section</i>	BSSEC
kopel bus	KOPEL
trafo	TRAFOX ²⁾
diameter	DAMTR
reaktor <i>shunt</i>	SHTXL
kapasitor <i>shunt</i>	SHTXC
ekstensi	EXTEN ³⁾
<i>spare</i>	SPARE ⁴⁾
<i>substation</i>	SUBST ⁵⁾
RTU	RTUTS ⁶⁾

1. kode lokasi pusat pembangkit atau GI ke arah transmisi tersambung;
2. X merupakan kode tegangan belitan sekunder trafo sesuai dengan Tabel 8;
3. untuk rencana *bay* ekstensi yang belum pasti;
4. *spare* untuk rencana ekstensi yang belum pasti;
5. untuk alarm GI; dan
6. untuk alarm RTU.

CCA2 3.3 Kode Nomor Sirkuit *Bay*

Nomor sirkuit merupakan nomor *bay* di lokasi terpasang.

CCA2 3.4 Koordinat *Bay*

Koordinat *bay* dimaksudkan sebagai nomor yang diberikan sebagai koordinat atau urutan *bay*. Urutan koordinat *bay* ditentukan sebagai berikut:

- a. dari tegangan yang lebih tinggi ke tegangan yang lebih rendah;
- b. dari kiri ke kanan;
- c. dari atas ke bawah; dan
- d. berdasarkan putaran jarum jam.

Contoh subkode identifikasi untuk peralatan diberikan sebagai berikut:

4 KOPEL1 07

4 : indikasi di sisi 66 (enam puluh enam) kV pusat pembangkit atau GI

KOPEL : nama *bay*

1 : indikasi bahwa KOPEL sirkuit 1 (satu)

07 : indikasi bahwa KOPEL tersebut berada di *bay* urutan 7

CCA2 4 Subkode Identifikasi Peralatan

Subkode identifikasi peralatan terdiri atas 3 (tiga) karakter yang terbagi dalam 2 (dua) bagian. Bagian pertama terdiri atas 2 (dua) karakter mengindikasikan jenis peralatan. Bagian kedua terdiri atas 1 (satu) karakter mengindikasikan nomor peralatan tersebut terpasang. Subkode identifikasi peralatan dinyatakan dengan susunan sebagai berikut:

HH	P
1	2

Bagian 1: kode jenis peralatan

Bagian 2: kode nomor peralatan

Kode peralatan terdiri atas 3 (tiga) karakter, dapat digunakan mengidentifikasi data SCADA.

CCA2 4.1 Kode Jenis Peralatan

Jenis peralatan merupakan bagian dari peralatan yang ditunjuk oleh subkode identifikasi peralatan.

Kode jenis peralatan ditunjukkan pada Tabel 9.

CCA2 4.2 Kode Nomor Peralatan

Nomor peralatan merupakan nomor yang diberikan untuk peralatan dalam suatu peralatan. Nomor peralatan dapat merupakan titik pengukuran atau deviasi *set point*. Penentuan nomor peralatan harus selaras dengan penentuan *bay* sehingga posisi peralatan dapat dengan mudah diidentifikasi. Sebagai contoh:

- a. nomor ganjil (1, 3, 5, dst.) diberikan untuk PMS *bus* yang tersambung dengan *bus* bernomor ganjil; dan
- b. nomor genap (2, 4, 6, dst.) diberikan untuk PMS *bus* yang tersambung dengan *bus* bernomor genap.

Tabel 9. Kode Jenis Peralatan

Tipe peralatan	Kode
PMS <i>Bus</i>	BI
PMS <i>Line</i>	LI
PMS Tanah	ES
PMS atau <i>Disconnecting Switch</i>	DS
PMT atau <i>Circuit Breaker</i>	CB
Pengubah <i>Tap</i> atau <i>Tap Changer</i>	TC
Trafo Tegangan	VT

Contoh kode jenis peralatan:

BI 2

- BI : indikasi bahwa peralatan merupakan pemisah *bus*
- 2 : indikasi bahwa PMS *bus* tersebut merupakan PMS *bus* nomor 2

Tabel 10. Telesinyal

Titik	Lokasi	Bay	Koordinat	peralatan
1	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	DS1
2	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	CB
3	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	DS2
4	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	LI
5	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	ES
6	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	VT
7	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	CT
8	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	DS1
9	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	CB
10	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	DS2
11	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	LI
12	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	ES
13	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	VT
14	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	CT
15	I1 AMPNN 5	TRAFO1	03	DS1
16	I1 AMPNN 5	TRAFO1	03	CB
17	I1 AMPNN 5	TRAFO1	03	DS2
18	I1 AMPNN 5	TRAFO1	03	LI
19	I1 AMPNN 5	TRAFO1	03	ES
20	I1 AMPNN 5	TRAFO1	03	VT
21	I1 AMPNN 5	TRAFO1	03	CT
22	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	DS1
23	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	CB
24	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	DS2
25	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	LI
26	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	ES

Titik	Lokasi	Bay	Koordinat	peralatan
27	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	VT
28	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	CT

Tabel 11. Teleinformasi

Jenis	Lokasi	Bay	Koordinat	Objek
Alarm	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	DT
Alarm	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	BRF
Pengukuran	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	V
Pengukuran	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	MW
Pengukuran	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	MX
Indikasi	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	GUS or GUR
Indikasi	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	LFC
Alarm	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	UT
Alarm	I1 AMPNN 5	JRJNG1	01	LFF
Alarm	I1 AMPNN 5	BSBAR A	06	BBT
Pengukuran	I1 AMPNN 5	BSBAR A	06	V
Indikasi	I1 AMPNN 5	BSBAR A	06	VS
Pengukuran	I1 AMPNN 5	TRAFO 1	03	MW
Pengukuran	I1 AMPNN 5	TRAFO 1	03	MX
Pengukuran	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	MW
Pengukuran	I1 AMPNN 5	TRAFO2	04	MX
Alarm	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	LT
Alarm	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	BRF

Jenis	Lokasi	Bay	Koordinat	Objek
Pengukuran	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	MW
Pengukuran	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	MX
Indikasi	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	LR
Indikasi	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	CSP
Indikasi	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	ARO
Indikasi	I1 AMPNN 5	JRJNG2	02	TRO
Alarm	I1 AMPNN 5	KOPEL1	05	BRF
Pengukuran	I1 AMPNN 5	KOPEL1	05	V
Pengukuran	I1 AMPNN 5	KOPEL1	05	MW
Pengukuran	I1 AMPNN 5	KOPEL1	05	MX
Indikasi	I1 AMPNN 5	KOPEL1	05	GUS or GUR
Indikasi	I1 AMPNN 5	KOPEL1	05	LFC
Alarm	I1 AMPNN 5	KOPEL1	05	UT
Alarm	I1 AMPNN 5	KOPEL1	05	LFF

CCA2 5 Konvensi Warna

Konvensi pewarnaan pada layar ditunjukkan pada Tabel 12.

Tabel 12. Konvensi Warna pada Layar

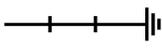
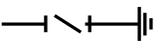
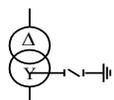
Hal	Warna
<i>Single Line Diagrams</i> 150 kV	merah
<i>Single Line Diagrams</i> 66 kV	kuning
<i>Single Line Diagrams</i> 30 kV	hijau
<i>Single Line Diagrams</i> 20 kV	cokelat
<i>Single Line Diagrams</i> 12 kV	abu-abu

Hal	Warna
<i>Single Line Diagrams 6 kV</i>	oranye
<i>Single Line Diagrams 0,4 kV</i>	ungu
Semua peralatan	warna <i>bus</i>
Warna <i>Background</i>	hitam

CCA2 6 Konvensi Simbol

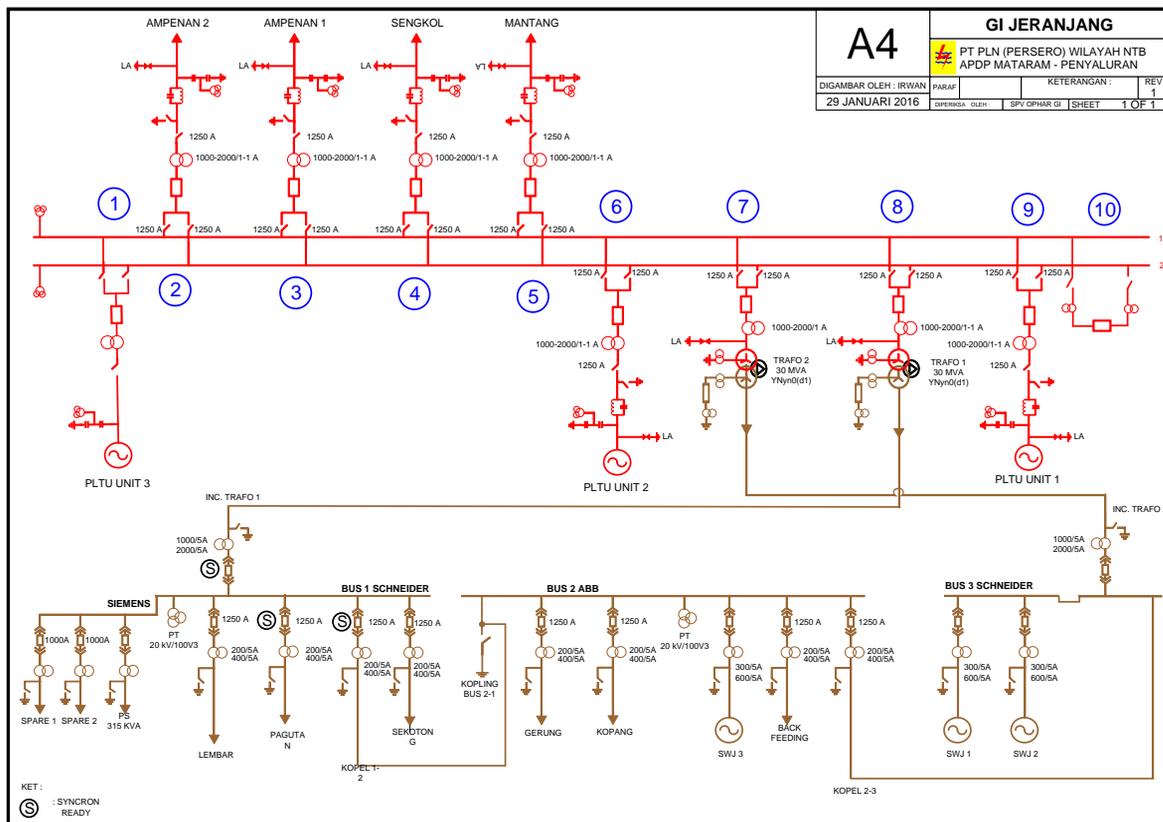
Konvensi simbol pada layar ditunjukkan pada Tabel 13.

Tabel 13. Konvensi Simbol pada Layar

<i>Item</i>	Simbol	Keterangan
PMT Tertutup		berwarna penuh sesuai warna <i>bus</i>
PMT Terbuka		kosong, tidak berwarna
PMS Tertutup	 	berwarna penuh sesuai warna <i>bus</i> dalam <i>single line diagram</i>
PMS Terbuka	 	<i>blank</i> , tidak berwarna dalam <i>single line diagram</i>
PMS Tanah Tertutup		berwarna sesuai warna <i>bus</i>
PMS Tanah Terbuka		berwarna sesuai warna <i>bus</i>
PMT Tertutup		berwarna penuh sesuai warna <i>bus</i>
PMT Terbuka		<i>blank</i> , tidak berwarna
Generator		
Trafo 2 Belitan		berwarna sesuai warna <i>bus</i>

Item	Simbol	Keterangan
Trafo 3 Belitan		berwarna sesuai warna bus
Reaktor		berwarna sesuai warna bus
Kapasitor		berwarna sesuai warna bus
Status Tegangan "on"		berwarna sesuai warna bus
Status Tegangan "off"		berwarna putih

Contoh konvensi warna dan konvensi simbol dapat dilihat pada Gambar 6:



Gambar 6. Single Line Diagram Gardu Induk Jeranjang Beserta Nomor Koordinat atau Urutan Bay

Appendix 3 : Pengukuran, Telemetry, dan Kontrol pada Titik Sambung

Sinyal yang harus dikirim atau diterima ke/dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) seperti Tabel 14 berikut.

Tabel 14. Daftar Sinyal

	Mnemonic	Fungsi atau Designasi	GI	Bus-bar	Bus-Cope l	Pht	IBT	T r f	Di a- mt r	Ge n	Bl ok	Trf Ge n	Ka pa - sit or	Re act
<i>Meas urem ent Digit al</i>	1. TPI	Indikasi posisi tap					X	x				X		
<i>Inpu t Anal og (TM)</i>	1. HZ	Frekuensi	x	x		x								
	2. KV	Tegangan		x		x	x	x		x				
	3. P	daya aktif				x	x	x		x	x	x		
	4. Q	daya reaktif				x	x	x		x	x	x	x	x
	5. I	Arus			x	x	x	x				x		
	6. PF	<i>Power Factor</i>				x	x	x		x		x		
	7. PoAQ	<i>Setting</i> daya aktif								x	x			
	8. PrAQ	<i>Setting</i> variasi daya aktif maksimum								x	x			
	9. AMF	Arus gangguan			x	x	x	x		x		x	x	x
	10. RAMP	Ramp Rate Generator								x	x			
	11. HOLL	<i>High Operational Limit</i>								x	x			
	12. LOLL	<i>Low Operational Limit</i>								x	x			
	13. WIND S	Kecepatan Angin								x				
	14. WIAGL	Sudut Angin								x				
	15. LUXL	Intensitas Cahaya Matahari								x				
	16. PREL	Tekanan Udara Lingkungan								x				
	17. HUML	Kelembaban Udara Lingkungan								x				
	18. HUML	Suhu Lingkungan								x				
	19. FRED F	Delta Fekuensi Sinkron				x	x	x		x				
	20. VODF	Delta Tegangan Sinkron				x	x	x		x				
	21. ANGD F	Delta Sudut <i>Phase</i> Sinkron				x	x	x		x				
<i>Inpu t digit al tung gal (TSS)</i>	1. SLF	<i>Station Level Faulty</i>	x											
	2. IEDF	<i>IED Bay Level Faulty</i>	x											
	3. COM	<i>Communication Faulty</i>					x							
	4. BUAL	<i>Building Alarm</i>	x											
	5. VACF	<i>Voltage AC Failure</i>	x											
	6. VDCF	<i>Voltage DC Failure</i>	x											
	7. P1Z1	<i>Distance Protection Zone 1</i>					x							
	8. P1Z2	<i>Distance Protection Zone 2</i>					x							
	9. P1Z3	<i>Distance Protection Zone 3</i>					x							
	10. SOTF	<i>Switch on to Fault</i>					x							
	11. P1DEF	<i>directional Earth Faulty</i>					x							
	12. P1CD	<i>Line Current Differential</i>					x							

	Mnemonic	Fungsi atau Designasi	GI	Bus-bar	Bus-Cope 1	Pht	IBT	Trf	Di-amtr	Gen	Blok	Trf Gen	Kapa-sitor	React
	13. OCPT	<i>Oil Cable Preasure Trip</i>				x								
	14. P1REF	<i>Restricted Earth Fault</i>					x	x				x		
	15. P1DIF	<i>Differerential Relay</i>					x	x				x		
	16. AR	<i>Circuit Auto Reclose Success</i>				x								
	17. ARO	<i>Auto Reclose Lock Out</i>				x								
	18. CSP	<i>Check Synchronizing in Progress</i>			x	x		x						
	19. TEA	<i>Temperatur Alarm</i>					x	x				x		
	20. TET	<i>Temperatur Trip</i>					x	x				x		
	21. TRA	<i>Transformer Alarm</i>					x	x				x		
	22. TCH	<i>Tap Changer High Limit</i>					x	x						
	23. TCL	<i>Tap Changer Low Limit</i>					x	x						
	24. TCIP	<i>Tap Changer In Progress</i>						x						
	25. OCGF	<i>Over Current Ground Fault</i>			x	x			x				x	x
	26. RA	<i>Reactor Alarm</i>												x
	27. RT	<i>Reactor Trip</i>												x
	28. P1BP	<i>Busbar Protection</i>		x										
	29. VS	<i>Voltage Status</i>		x										
	30. UFR	<i>Under Frequency relai Trip</i>			x	x		x						
	31. OVR	<i>Over Voltage relai Trip</i>		x		x								
	32. P3DTT	<i>direct Transfer Trip</i>				x	x	x	x					
	33. TTR	<i>Teleprotection Trip Receive</i>				x								
	34. TTT	<i>Teleprotection Trip Transmit</i>				x								
	35. GOV	<i>Governer Free</i>								x	x			
	36. AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>								x	x			
	37. AQR	<i>Automatic Power Factor Active</i>								x	x			
	38. LFF	<i>Load Frequency Control Unit Failure</i>								x	x			
	39. UT	<i>Unit Trip</i>								x	x			
	40. GTT	<i>Generation Transformer Trip</i>										x		
	41. BRF	<i>Breaker Fault</i>			x	x	x	x	x			x		x
	42. BF	<i>Bay Fault</i>			x	x	x	x	x			x		x
	43. P2GFR	<i>Ground Fault Relay</i>				x	x	x				x	x	x
	44. P2OC R	<i>Overcurrent Relay</i>				x	x	x				x	x	x
Input digital ganda (TSD)	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/Opened</i>			x	X	x	X	x				x	x
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/Opened</i>			x	X	x	X				x		
	3. DI	<i>Diameter Isolator Switch Closed/Opened</i>							x					
	4. LI	<i>Line Isolator Switch Closed/Opened</i>				x							x	x
	5. ES	<i>Earth Switch Closed/Open</i>		x		x								
	6. AVRAM	<i>AVR Auto/Manual</i>					x	x						
	7. CSO	<i>Check Synchrobizing Override</i>	x											
	8. LFR	<i>Load Freq Request On/Off</i>								x	x			
	9. LFC	<i>Load Freq Control On/Off Switch</i>								x	x			
	10. LFA	<i>Load Freq Available/Not Available</i>								x	x			

	Mnemonic	Fungsi atau Designasi	GI	Bus-bar	Bus-Cope 1	Pht	IBT	Trf	Di-amtr	Gen	Bl ok	Trf Gen	Ka pa - sit or	Re act
	11. PSO	<i>Power Station Operated</i>								x	x			
	12. GUC	<i>Generator Unit Run/Stop</i>								x	x			
	13. LRHMI	<i>Local/Remote For HMI</i>	x											
	14. LRBCU	<i>Local/Remote For BCU</i>			x	x	x	X	x			x	x	x
	15. SIB	<i>Software Interlocking By Passed</i>	x											
	16. GRM	<i>Genset Ready Maintenance</i>	x											
Output digital (RCD)	1. CB	<i>Circuit Breaker Closed/Opened</i>							x					X
	2. BI	<i>Bus Isolator Switch Closed/Opened</i>												
	3. DI	<i>Diameter Isolator Switch Closed/Opened</i>							x					
	4. AVRAM	<i>AVR Auto/Manual</i>					x	X						
	5. CSO	<i>Synchro-check di-override</i>	x											
	6. TC	<i>Tap-changer naik/turun</i>						X						
	7. DCBC	<i>Dummy breaker on/off</i>	x											
Output analog (RCA)	1. Po	<i>Setting daya aktif LFC</i>								x	x			
	2. Pr	<i>Setting variasi daya aktif maksimum LFC</i>								x	x			
	3. N	<i>Level "N" LFC</i>								x	x			
	4. PG	<i>Setting daya aktif AGC</i>								x	x			

Catatan :

- GI : gardu induk TS : tele *signaling* TM : tele *metering*
 TRF : trafo TSS : tele *signaling* tunggal TSD : tele *signaling* ganda
 TRFGEN : trafo generator RCD : tele kontrol digital RCA : tele kontrol analog
 GEN : generator REACT : reaktor :
 ("x" mengindikasikan sinyal yang harus disediakan untuk setiap jenis sambungan)

ATURAN OPERASI
(OPERATING CODE – OC)

Aturan Operasi menjelaskan tentang aturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin keandalan dan efisiensi operasi Sistem Tenaga Listrik Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dapat dipertahankan sesuai Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan).

OC 1 Pokok-Pokok

Bagian ini merangkum prinsip operasi sistem yang aman dan andal yang harus diikuti. Bagian ini juga menetapkan tanggung jawab yang mendasar dari semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam rangka berkontribusi terhadap operasi yang aman dan andal.

OC 1.1 Keadaan Operasi yang Baik atau Normal

Sistem dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik apabila:

- a. frekuensi dalam batas kisaran operasi normal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz \pm 0,20 (nol koma dua nol) Hz, kecuali penyimpangan dalam waktu singkat diperkenankan pada kisaran 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz \pm 0,20 (nol koma dua nol) Hz, sedangkan selama kondisi gangguan frekuensi boleh berada pada batas 47,50 (empat puluh tujuh koma lima nol) Hz dan 52,50 (lima puluh dua koma lima nol) Hz;
- b. tegangan di GI berada dalam batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.2 – Variasi pada Tegangan Sistem). Batas ini harus menjamin bahwa tegangan pada semua pelanggan berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik. Operasi pada batas tegangan ini diharapkan dapat membantu mencegah terjadinya *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik sistem;
- c. tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial (*credible outages*);
- d. tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan GI (transformator dan *switchgear*) berada dalam batas rating normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan; dan

- e. konfigurasi sistem sedemikian rupa sehingga semua PMT (*circuit breaker*) di jaringan transmisi akan mampu memutuskan arus gangguan yang mungkin terjadi dan mengisolir peralatan yang terganggu.

OC 1.2 Klasifikasi *Contingencies*

- a. *contingency* merupakan suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi;
- b. *credible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap berpotensi untuk terjadi dan secara ekonomis sistem dapat diproteksi terhadap keadaan tidak terlayannya beban (*loss of load*) sebagai akibat kejadian tersebut. Misalnya kejadian *trip*-nya satu unit generator atau satu segmen transmisi;
- c. *noncredible contingency* merupakan suatu kejadian yang oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dianggap kecil kemungkinannya untuk terjadi atau kejadian tersebut secara ekonomis tidak layak diproteksi. Misalnya, *trip*-nya secara simultan beberapa unit pembangkit, *trip*-nya dua atau lebih transmisi oleh robohnya menara, atau adanya beberapa kejadian gangguan simultan oleh badai atau bencana lainnya; dan
- d. dalam keadaan tidak normal seperti badai atau kebakaran, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memilih untuk menetapkan sementara suatu *non credible contingency* (misalnya *trip*-nya lebih dari satu transmisi atau terganggunya beberapa GI) sebagai suatu *credible contingency* yang harus diproteksi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik apabila reklasifikasi seperti itu terjadi berikut saat berakhirnya.

OC 1.3 Keadaan Operasi yang Aman

Sistem dianggap berada dalam keadaan yang aman apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang memuaskan; atau
- b. sistem dapat dikembalikan ke keadaan operasi yang memuaskan setelah terjadinya suatu *credible contingency* tanpa adanya pemutusan beban.

OC 1.4 Mempertahankan Keamanan Sistem

Untuk mempertahankan keamanan sistem, peraturan berikut harus diikuti:

- a. sampai batas yang aman, sistem harus dioperasikan sedemikian rupa sehingga berada dan akan tetap dalam keadaan operasi yang aman;
- b. setelah kejadian *credible contingency* atau perubahan kondisi dalam sistem, mungkin sistem menjadi tidak aman terhadap suatu *contingency* lainnya. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil langkah-langkah penyesuaian kondisi operasi untuk mengembalikan sistem ke keadaan aman;
- c. beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) harus dilepas untuk mencegah keadaan operasi pada frekuensi yang rendah atau keadaan cadangan yang tidak mencukupi. Beban yang dapat dilepas merupakan beban yang ditentukan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau beban yang menurut kontrak dapat dilepas secara manual maupun otomatis dalam rangka mempertahankan keamanan sistem. Beban tersebut umumnya akan dilepas sebelum bekerjanya pelepasan beban secara otomatis oleh relai frekuensi rendah tahap pertama;
- d. cara paling efektif untuk mencegah padamnya seluruh sistem (*total grid blackout*) yaitu dengan menjamin bahwa keseimbangan pembangkitan dengan beban selalu dipertahankan dalam semua kondisi yang diperkirakan akan terjadi. Harus tersedia fasilitas pelepasan beban yang memadai secara otomatis dengan frekuensi rendah untuk mengembalikan kondisi sistem ke operasi yang normal setelah kejadian *contingency* yang signifikan;
- e. skema pemisahan jaringan transmisi harus dipertahankan untuk menjamin bahwa apabila terjadi gangguan besar dalam sistem yang mengakibatkan sulit untuk mempertahankan integrasinya, maka sistem akan dipecah menjadi beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang masing-masing dapat mencapai keseimbangan kapasitas pembangkitan dengan beban untuk sebagian besar gangguan *multiple contingency*; dan
- f. kemampuan fasilitas asut gelap (*black start*) yang memadai harus tersedia dalam sistem untuk memungkinkan pemulihan sistem ke kondisi operasi yang aman setelah suatu kejadian padam total.

OC 1.5 Keadaan Operasi yang Andal

Sistem berada dalam keadaan operasi yang andal apabila:

- a. sistem berada dalam keadaan operasi yang aman;
- b. menurut pendapat pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), tingkat cadangan kapasitas jangka pendek dan menengah paling sedikit sama dengan tingkat minimum yang ditetapkan dalam OC 2.2; dan
- c. tidak ada kondisi abnormal seperti badai atau kebakaran yang sedang atau diperkirakan akan terjadi, yang mungkin akan mengakibatkan kejadian *noncredible contingency*.

OC 1.6 Tanggung Jawab Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memegang peran utama dalam mengoordinasikan operasi sistem dalam rangka mempertahankan keamanan dan keandalan sistem untuk kepentingan semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik diharuskan mematuhi perintah atau instruksi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka pemenuhan tanggung jawab keamanan.

Sebagai bagian dari tanggung jawab ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan uji berkala terhadap peralatan operasi sistem untuk menjamin bahwa semuanya berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal. Selain itu, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menguji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman apabila terjadi gangguan dan pemadaman di sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menetapkan program dan jadwal pengujian yang dianggap perlu untuk menjamin keamanan dan keandalan sistem. Semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus berkoordinasi dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam pelaksanaan pengujian tersebut.

OC 1.6.1 Tanggung Jawab Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) untuk Keamanan Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk mengoperasikan bagian dari sistem yang berada di lingkup pengendaliannya.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. secara terus-menerus memantau status operasi jaringan 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV serta mengambil langkah-langkah yang perlu untuk mempertahankan dalam keadaan andal berkualitas dan ekonomis;
- b. melaksanakan operasi buka tutup PMT (*switching*) di jaringan 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV kecuali jaringan yang bukan milik PT PLN (Persero);
- c. mengoordinasikan kegiatan operasi sistem antara pengelola pembangkit, pengelola transmisi PT PLN (Persero), konsumen tenaga listrik, dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) yang diperlukan untuk mencapai sasaran sebagaimana dimaksud dalam huruf a;
- d. selalu menginformasikan kepada semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tentang status keamanan sistem yang sedang berlangsung maupun yang diharapkan akan terjadi, serta partisipasi yang diharapkan dari para pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- e. merencanakan dan mereviu skema pelepasan beban otomatis pada peralatan transmisi dengan berkoordinasi kepada pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), atau konsumen tenaga listrik dan memastikan kesiapan proteksi sistem sesuai dengan kebutuhan sistem;
- f. mengoordinasikan *setting* proteksi unit pembangkit sesuai dengan kebutuhan sistem; dan
- g. memastikan kesiapan semua peralatan dan fasilitas operasi baik peralatan SCADA, telekomunikasi dan proteksi sistem.

OC 1.6.2 Tanggung Jawab Pengelola Transmisi PT PLN (Persero) untuk Keamanan Sistem

Pengelola transmisi PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk:

- a. memastikan kesiapan peralatan kompensator daya reaktif sesuai dengan kebutuhan sistem;
- b. melaksanakan pekerjaan pemeliharaan dan perbaikan yang perlu terhadap fasilitas transmisi di kawasan instalasinya;
- c. membuat dan melaksanakan *setting* relai proteksi peralatan;
- d. melaksanakan pengujian relai proteksi secara periodik;
- e. memantau kondisi peralatan transmisi dan GI termasuk relai, serta membuat deklarasi atas status atau kondisi peralatan instalasinya;

- f. merencanakan dan mengoordinasikan sistem proteksi semua komponen dalam sistem, termasuk proteksi utama dan cadangan (*back up*);
- g. berkoordinasi dengan semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik atas semua sistem proteksi pada semua titik sambung di sistem; dan
- h. menetapkan spesifikasi peralatan proteksi untuk semua pengembangan jaringan, seperti pengembangan saluran transmisi, GI, dan peralatan GI.

OC 1.6.3 Tanggung Jawab Pengelola Distribusi PT PLN (Persero) dalam Keamanan Sistem

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mereka mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif. Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab dalam:

- a. melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) di semua GI;
- c. mengoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara pembangkitan, transmisi dan distribusi;
- d. menjaga dan memelihara keberadaan peralatan pelepasan beban otomatis oleh relai frekuensi rendah dan relai tegangan rendah pada trafo dan penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka meminimalkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total;
- e. mengoordinasikan pemulihan beban bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya. Cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadinya gangguan dan pemadaman yang lebih buruk; dan
- f. mengelola interaksi dengan pengelola pembangkit yang unit pembangkitnya tersambung ke jaringan distribusi.

OC 1.6.4 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit dengan Unit Pembangkit Termal Besar dan Menengah untuk Keamanan sistem

Pengelola pembangkit dengan unit pembangkit termal besar dan menengah untuk keamanan sistem bertanggung jawab:

- a. menyediakan porsi besar untuk kebutuhan daya dan energi dalam Sistem Tenaga Listrik Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua;
- b. harus menyediakan tenaga listrik dan memberikan pelayanan yang andal sesuai ketentuan operasi sistem;
- c. dalam hal pengelola pembangkit selaku penjual tidak dapat mengirimkan tenaga listrik disebabkan kegagalan dan/atau kelalaian pengelola pembangkit, pengelola pembangkit harus membayar penalti kepada PT PLN (Persero). Dalam hal PT PLN (Persero) tidak dapat menyerap tenaga listrik disebabkan kesalahan PT PLN (Persero), PT PLN (Persero) harus membayar penalti kepada pengelola pembangkit selama periode tertentu;
- d. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- e. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait;
- f. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem, serta perubahan pembebanan untuk memenuhi kebutuhan sistem (dalam batas teknis peralatan yang disepakati);
- g. memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan (dalam batas kemampuan unit pembangkit yang dideklarasikan);
- h. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC unit pembangkit yang dilengkapi dengan AGC;
- i. memelihara kemampuan asut gelap (*black start*) unit pembangkit yang memiliki fasilitas asut gelap (*black start*). Operator unit pembangkit tersebut harus dipersiapkan untuk melakukan uji asut gelap (*black start*) apabila diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait;
- j. mengikuti perintah dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk berpartisipasi dalam proses pemulihan sistem setelah kejadian gangguan untuk unit pembangkit yang dinyatakan mampu memikul beban terpisah (*isolated*);

- k. menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem selama gangguan atau keadaan darurat kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem;
- l. menyediakan pelepasan beban pemakaian sendiri unit pembangkit dengan frekuensi rendah untuk beban yang tidak penting dalam unit pembangkit;
- m. melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai pembebanan generator harian dengan periode pelaporan setiap setengah jam bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA dan setiap 1 (satu) jam bagi unit pembangkit yang masih menggunakan radio frekuensi atau sesuai dengan kebutuhan; dan
- n. dalam hal kondisi sistem membutuhkan fasilitas asut gelap (*black start*), pengelola pembangkit harus menyiapkan fasilitas asut gelap (*black start*) *diesel generator* (BSDG).

OC 1.6.5 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit dengan Unit Pembangkit Tenaga Air Menengah dan Besar untuk Keamanan Sistem

Pembangkit tenaga air memainkan peranan penting dalam operasi sistem normal melalui penyediaan kapasitas daya regulasi dan pemikul beban puncak. Dalam Keadaan darurat, kemampuan pembangkit tenaga air untuk diasut secara cepat merupakan piranti terpenting bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengatasi kekurangan daya. Dalam kondisi padam total, kemampuan pembangkit tenaga air untuk memikul beban terpisah sangat penting untuk memulai tahapan proses pemulihan. Pengelola pembangkit bertanggung jawab:

- a. harus menyediakan tenaga listrik dan memberikan pelayanan yang andal sesuai ketentuan operasi;
- b. dalam hal pengelola pembangkit selaku penjual tidak dapat mengirimkan tenaga listrik disebabkan kegagalan dan/atau kelalaian pengelola pembangkit, pengelola pembangkit harus membayar penalti kepada PT PLN (Persero). Dalam hal PT PLN (Persero) tidak dapat menyerap tenaga listrik disebabkan kesalahan PT PLN (Persero), PT PLN (Persero) harus membayar penalti kepada pengelola pembangkit selama periode tertentu;
- c. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);

- e. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan sistem;
- f. memberi kontribusi yang sesuai pada proses pengendalian mutu frekuensi dan tegangan;
- g. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC bagi unit pembangkit yang dilengkapi AGC;
- h. mengikuti perintah dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pembebanan terpisah dalam kondisi padam total;
- i. memelihara kemampuan fasilitas asut gelap (*black start*) unit pembangkit yang memilikinya. Operator unit pembangkit tersebut harus siap untuk melakukan uji asut gelap (*black start*) sesuai permintaan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- j. menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem, kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem; dan
- k. melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai pembebanan generator harian dengan periode pelaporan setiap setengah jam bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA dan setiap 1 (satu) jam bagi unit pembangkit yang masih menggunakan radio frekuensi atau sesuai dengan kebutuhan serta kondisi harian duga muka air, air masuk, dan air keluar waduk.

OC 1.6.6 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit dengan Unit Pembangkit Kecil untuk Keamanan Sistem

Pembangkit kecil secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban sistem. Pada kawasan tertentu pusat pembangkit kecil dapat berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan. Pengelola pembangkit bertanggung jawab:

- a. memberikan pelayanan sebagaimana dicantumkan dalam perjanjian jual beli tenaga listrik atau perjanjian interkoneksi atau sesuai ketentuan operasi;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi dari karakteristik yang semula dinyatakan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- c. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);

- d. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan;
- e. memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan. Dalam hal generator induksi, memelihara dan mengoperasikan fasilitas suplemen daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan sistem;
- f. menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem selama gangguan atau keadaan darurat dalam sistem, kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem; dan
- g. melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai pembebanan generator harian dengan periode pelaporan setiap setengah jam bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA dan setiap 1 (satu) jam bagi unit pembangkit yang masih menggunakan radio frekuensi atau sesuai dengan kebutuhan.

OC 1.6.7 Tanggung Jawab Pengelola Distribusi PT PLN (Persero) untuk Keamanan Sistem

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) berperan besar dalam menjaga keamanan sistem karena mengendalikan bagian terbesar dari beban serta memiliki dan mengendalikan sebagian besar pasokan daya reaktif. Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab:

- a. melepaskan beban yang telah ditentukan (*predefined*) untuk memproteksi keamanan sistem yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. memelihara dan mengoperasikan peralatan pemasok daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif sesuai dengan sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) di semua GI;
- c. mengoordinasikan perencanaan pasokan daya reaktif dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sehingga diperoleh kombinasi yang optimum antara pembangkitan, transmisi, dan distribusi;
- d. menentukan penyulang distribusi untuk pelepasan beban otomatis oleh frekuensi rendah dan tegangan rendah pada penyulang distribusi guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka meminimalkan dampak pemadaman saat gangguan sistem dan mencegah terjadinya padam total;

- e. mengoordinasikan pemulihan beban bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setelah kejadian gangguan dan/atau kekurangan daya. Cara pemulihan beban harus tidak mengakibatkan terjadinya gangguan dan pemadaman yang lebih buruk; dan
- f. menyediakan prakiraan beban yang disyaratkan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

OC 1.6.8 Tanggung Jawab Konsumen Tenaga Listrik untuk Keamanan Sistem

Konsumen tenaga listrik secara keseluruhan merupakan bagian yang sangat penting dari beban sistem dan kemungkinan merupakan beban yang dominan di wilayahnya. Konsumen tenaga listrik ikut berperan dalam tanggung jawab keamanan sistem bersama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan. Konsumen tenaga listrik bertanggung jawab:

- a. memenuhi sasaran beban daya reaktif yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau dalam perjanjian interkoneksi;
- b. menghindari seringnya perubahan beban yang cepat yang menyebabkan *flicker* tegangan dan melanggar standar yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3 - Karakteristik Unjuk Kerja jaringan);
- c. menjaga agar tidak terjadi *flicker*. Jika terjadi *flicker*, konsumen tenaga listrik harus memasang kompensator *flicker*. Jika tidak dapat menghilangkan *flicker*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengeluarkan konsumen tenaga listrik dari sistem;
- d. melepas beban yang disiapkan untuk diputus (*interruptible load*) apabila diperintahkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- e. memasang dan memelihara peralatan pelepasan beban otomatis oleh frekuensi kurang dan/atau tegangan kurang guna memenuhi sasaran yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam rangka memproteksi keamanan sistem; dan
- f. menyediakan prakiraan beban yang disyaratkan oleh Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

OC 1.6.9 Tanggung Jawab Pengelola Pembangkit EBT Intermiten untuk Keamanan Sistem

Pembangkit EBT intermiten secara keseluruhan memberi kontribusi yang berarti dalam melayani beban sistem. Pada kawasan tertentu pusat EBT intermiten dapat berperan penting secara lokal dalam menjaga keandalan pelayanan. Pengelola pembangkit EBT intermiten bertanggung jawab:

- a. memberikan pelayanan sebagaimana dicantumkan dalam perjanjian interkoneksi;
- b. mendeklarasikan setiap perubahan kemampuan operasi unit pembangkit dari kondisi yang sedang dinyatakan berlaku;
- c. mengoordinasikan kegiatan pemeliharaan dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal sinkronisasi dan pelepasan unit pembangkit ke atau dari sistem dan dalam hal perubahan pembebanan sesuai kebutuhan;
- e. memberi kontribusi pada pengendalian mutu frekuensi dan tegangan. Dalam hal generator induksi, memelihara dan mengoperasikan fasilitas suplemen daya reaktif untuk memenuhi kebutuhan sistem;
- f. untuk pembangkit EBT intermiten dengan kapasitas total minimum setara dengan pembangkit menengah harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengaktifkan atau mematikan fungsi AGC unit pembangkit yang dilengkapi dengan AGC;
- g. menghindari pelepasan unit pembangkit dari sistem selama gangguan atau keadaan darurat dalam sistem kecuali apabila dapat dibuktikan bahwa kerusakan yang serius akan terjadi pada peralatan pembangkit apabila tidak segera dilepas dari sistem;
- h. pada kondisi *emergency*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berhak menurunkan pembebanan pembangkit EBT intermiten sebagai prioritas terakhir sesuai dengan kebutuhan sistem;
- i. membantu pengaturan frekuensi dan tegangan sesuai dengan yang dijelaskan di Aturan Penyambungan CC 4.2.4;
- j. pola operasi *start stop* dan pembebanan pembangkit EBT intermiten harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan

- k. menyampaikan prakiraan beban harian dengan resolusi setiap 15 (lima belas) menit dan dimutakhirkan setiap 6 (enam) jam.

OC 1.6.10 Penalti terhadap Kinerja Pengelola Pembangkit

Dalam hal pengelola pembangkit selaku penjual tidak dapat mengirimkan tenaga listrik disebabkan oleh kegagalan dan/atau kelalaian pengelola pembangkit, pengelola pembangkit harus membayar penalti kepada PT PLN (Persero). Penalti yang perlu diperhitungkan:

- a. *liquidated damage* (LD), merupakan penalti akibat keterlambatan mencapai COD;
- b. penalti *availability factor* (AF) atau *capacity factor* (CF) dan penalti *outages factor* (OF) dikarenakan ketiadaan energi yang dijanjikan;
- c. penalti kegagalan mengompensasi (memproduksi atau menyerap) daya reaktif (MVAR), merupakan penalti yang diakibatkan karena pembangkit tenaga listrik milik badan usaha gagal untuk mengompensasi (memproduksi atau menyerap) megavolt-ampere *reactive* (MVAR) di sistem interkoneksi PT PLN (Persero). Penalti kegagalan mengompensasi (memproduksi atau menyerap) mega volt ampere *reactive* (MVAR) tidak berlaku apabila atas permintaan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. penalti kegagalan menjaga frekuensi, merupakan penalti yang diakibatkan apabila pembangkit tenaga listrik milik badan usaha gagal untuk memenuhi ketentuan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua pada sistem setempat; dan
- e. penalti *ramp rate* (kecepatan naik turun beban), dikenakan terhadap pembangkit tenaga listrik milik badan usaha yang tidak mampu mencapai jumlah dan waktu perubahan pembebanan memenuhi operasi sistem (*dispatch*).

OC 2 Margin Cadangan Operasi

OC 2.1 Cadangan operasi terdiri atas:

- a. cadangan berputar, merupakan jumlah kapasitas daya pembangkitan yang tersedia dan tidak dibebani yang beroperasi dalam sistem pembangkit serta dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban *interruptible* yang dapat dilepas dalam waktu 10 (sepuluh) menit, tergantung dari opsi yang dipilih oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero),

- b. cadangan dingin, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu 4 (empat) jam; dan
- c. cadangan jangka panjang, didefinisikan sebagai unit pembangkit yang dapat diasut dan disinkronkan ke sistem dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam tetapi kurang dari 2 (dua) hari.

OC 2.2 Margin cadangan (kebutuhan minimum) harus tersedia setiap saat dengan ketentuan:

- a. cadangan berputar paling sedikit sebesar kapasitas unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem;
- b. cadangan berputar ditambah cadangan dingin paling sedikit sebesar kapasitas 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem;
- c. cadangan berputar ditambah cadangan dingin ditambah cadangan jangka panjang paling sedikit sebesar kapasitas 2 (dua) unit pembangkit terbesar yang tersambung ke sistem ditambah margin keandalan; dan
- d. tambahan margin keandalan dapat dinyatakan dalam persentase terhadap beban puncak harian atau dalam megawatt (MW), yang perhitungannya berdasarkan studi energi tidak terlayani dan/atau *loss of load probability*.

Kriteria ini harus ditinjau ulang dan diperbarui secara periodik untuk menjamin efektivitas biaya.

OC 3 Pengendalian Frekuensi

OC 3.1 Frekuensi di sistem akan konstan apabila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Apabila pembangkitan melebihi beban ditambah rugi-rugi, frekuensi sistem naik. Apabila beban ditambah rugi-rugi melebihi pembangkitan, frekuensi sistem turun. Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Frekuensi sistem dipertahankan dalam kisaran $\pm 0,20$ (nol koma dua nol) Hz dari frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz, kecuali dalam periode *transient* yang singkat di mana penyimpangan yang diizinkan sebesar $\pm 0,50$ (nol koma lima nol) Hz dari frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz, serta selama keadaan darurat. Pengendalian frekuensi dicapai melalui:

- a. aksi *governor* unit pembangkit (regulasi primer);
- b. unit pembangkit yang memiliki AGC sebagai pengendalian sekunder;
- c. perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) ke unit pembangkit untuk menaikkan atau menurunkan titik *setting governor* dalam mengantisipasi perubahan beban;
- d. penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban sistem;
- e. pengurangan beban secara manual;
- f. peralatan pelepasan beban otomatis dengan frekuensi rendah; dan
- g. pelepasan generator oleh frekuensi lebih.

OC 3.2 Kesalahan Waktu (*Time Error*)

Dalam rangka menyediakan indikasi waktu yang andal bagi peralatan pelanggan dalam menghitung jam berdasarkan frekuensi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk menghindari kesalahan waktu (*time error*) lebih dari 30 (tiga puluh) detik.

OC 3.3 Aksi *Governor* Pembangkit

Semua unit pembangkit harus beroperasi dengan *governor* yang tidak dikunci kecuali diizinkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Semua unit pembangkit harus menyetel karakteristik *droop governor* tidak melebihi 5% (lima persen) kecuali diizinkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyetel pada tingkat yang lain.

OC 3.4 Pembangkit yang Memiliki *Automatic Generation Control* (AGC)

Operator unit pembangkit yang mempunyai fasilitas berkemampuan AGC pada unit pembangkitnya harus segera mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengaktifkan atau mematikan AGC. Rentang pengaturan dari unit pembangkit ber-AGC harus dijaga paling sedikit 2,5% (dua koma lima persen) dari beban sistem. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghindari tercapainya batas pengendalian AGC pada kondisi operasi normal.

OC 3.5 Pengurangan Tegangan untuk Mengurangi Beban Sistem

Jika pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,70 (empat puluh sembilan koma tujuh nol) Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menginformasikan

Keadaan darurat di sistem. Dalam hal ini pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan operator GI untuk mengurangi tegangan sisi tegangan menengah sebagaimana dijelaskan dalam Aturan Penyambungan (CC 3 – Karakteristik Unjuk Kerja Jaringan). Apabila sistem telah dipulihkan ke kondisi yang memuaskan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan pengembalian tegangan ke kisaran normal.

OC 3.6 Pengurangan Beban secara Manual

Jika selama keadaan darurat pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,50 (empat puluh sembilan koma lima nol) Hz dan cadangan pembangkitan yang ada tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memerintahkan konsumen tenaga listrik untuk secara manual melepas beban yang termasuk kategori dapat diputus (*interruptible*).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memerintahkan pelepasan beban secara manual di kawasan yang mengalami tegangan sangat rendah atau ketika sistem terancam mengalami masalah tegangan (*voltage collapse*).

OC 3.7 Peralatan Pelepasan Beban secara Otomatis oleh Frekuensi Rendah

Dalam rangka menjamin keseimbangan antara beban dan pembangkitan dalam Keadaan darurat, paling sedikit 50% (lima puluh persen) dari beban sistem harus dapat dikontrol oleh peralatan pelepasan beban otomatis dengan relai frekuensi rendah. Beban sensitif yang ditetapkan oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) tidak boleh termasuk dalam program pelepasan beban (*load shedding*) oleh frekuensi rendah. Paling banyak 10 (sepuluh) tahapan beban untuk dilepas dengan ukuran yang hampir sama namun secara geografis tersebar harus disediakan dan selalu dipertahankan. Pelepasan beban tahap pertama harus diset pada frekuensi yang cukup rendah sehingga terlepasnya pembangkit terbesar di sistem tidak akan menyebabkan bekerjanya tahap pertama tersebut. Tahap terakhir pelepasan beban harus diset pada frekuensi di atas *setting under frequency* yang tertinggi dari generator yang dilengkapi frekuensi rendah, sehingga tidak ada unit pembangkit yang terlepas sebelum pelepasan beban tahap terakhir bekerja.

OC 4 Pengendalian Tegangan

Menjaga tegangan sistem pada sekitar tingkat nominal diperlukan untuk mengurangi rugi-rugi jaringan dan ancaman *voltage collapse* serta masalah stabilitas *transient* dan *steady state*. Pengendalian tegangan juga diperlukan untuk menghindari kerusakan peralatan yang tersambung ke jaringan transmisi, baik oleh tegangan yang terlalu rendah maupun yang terlalu tinggi, serta untuk menjamin bahwa tegangan di sisi konsumen tenaga listrik berada dalam tingkat yang dapat diterima. Selain itu, ketidakseimbangan tegangan dan *harmonics* harus dikendalikan untuk memberi pelayanan yang memuaskan ke konsumen tenaga listrik.

OC 4.1 Pengendalian tegangan dicapai dengan langkah berikut:

- a. generator sinkron yang dilengkapi pengaturan tegangan. Penambahan *stabilization control loops* (*power system stabilizer* atau PSS) pada pengaturan tegangan memperbaiki stabilitas dinamik dari sistem;
- b. *synchronous condenser*;
- c. *compensator VAR* statik;
- d. kapasitor paralel (*shunt*);
- e. reaktor *shunts*;
- f. perubahan *tap* transformator; dan
- g. pengoperasian atau pelepasan SUTT/SKTT.

OC 4.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab menetapkan tingkat tegangan operasi yang aman untuk semua GI dan menyampaikan informasi tersebut ke unit pembangkit. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) juga bertanggung jawab untuk mengarahkan operasi sistem sedemikian rupa sehingga tegangan sistem berada dalam tingkat yang aman. Operator dari peralatan pengendali tegangan sebagaimana dimaksud dalam OC 4.1 harus mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk mengoperasikan peralatan tersebut. Apabila terdapat masalah dalam memenuhi kebutuhan ini, operator harus melapor kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 4.3 Ketidakseimbangan Tegangan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab menyeimbangkan impedansi *phase* jaringan guna membatasi ketidakseimbangan tegangan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyeimbangkan arus *phase* pada titik sambungan guna membatasi tegangan urutan negatif kurang dari 1% (satu persen) sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3.1 – Distorsi Harmonik Total).

OC 4.4 Harmonik Tegangan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa kontribusi harmonik tegangan mereka terhadap distorsi harmonik pada titik sambungan mereka kurang dari sebagaimana dimaksud dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3.1 – Distorsi Harmonik Total (*Total Harmonic Distortion*)).

OC 4.5 Kedip dan *Flicker* Tegangan

Kedip tegangan disebabkan oleh asut motor harus dibatasi sebesar 5% (lima persen) di bawah tegangan normal pada semua titik sambungan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mematuhi bahwa operasi mereka tidak menyebabkan *flicker* tegangan atau kedip berulang-ulang yang melebihi batas yang ditetapkan dalam Aturan Penyambungan (CC 3.3 – Variasi pada Tegangan Sistem). Jika batas tersebut dilampaui, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mencari penyebab masalah tersebut dan mengambil langkah yang diperlukan untuk memperbaiki pelanggaran kriteria ini.

OC 5 Proteksi Jaringan

Peralatan proteksi jaringan dan koordinasi proteksi yang memadai diperlukan untuk memproteksi komponen jaringan dan untuk membatasi dampak gangguan apabila terjadi gangguan atau kegagalan peralatan. Kebutuhan rinci dapat dilihat pada *Appendix 1* Aturan Penyambungan (CCA1 2.3 – Peralatan Proteksi yang Diperlukan).

OC 5.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyerahkan rencana perubahan skema proteksi ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk dipelajari dan mendapatkan persetujuan.

OC 5.2 Skema proteksi jaringan harus memberikan kemungkinan untuk pemanfaatan rating termal jangka pendek peralatan penghantar dan GI jika rating tersebut dapat ditentukan.

OC 5.3 Jika seluruh atau sebagian dari suatu skema proteksi gagal atau tidak bekerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memutuskan untuk:

- a. memadamkan peralatan yang diproteksi oleh skema proteksi tersebut;
- b. membiarkan peralatan tetap bertegangan tanpa proteksi primer selama suatu periode tertentu sepanjang proteksi cadangan tersedia dan memadai; atau
- c. memasang skema proteksi sementara.

OC 6 Stabilitas Sistem

Sistem menghadapi beberapa jenis gangguan besar yang berkaitan dengan masalah stabilitas, termasuk di antaranya:

- a. ketidakstabilan *transien* terjadi jika bagian dari sistem yang berosilasi tidak teredam dan berakhir dengan terpecahnya sistem (biasanya dalam beberapa detik). Gangguan semacam itu biasanya terjadi setelah suatu gangguan hubung singkat besar atau terlepasnya beberapa unit pembangkit;
- b. ketidakstabilan dinamik, dimana osilasi kecil tidak teredam yang terjadi diawali oleh sebab yang tidak jelas, yaitu karena sistem dioperasikan terlalu dekat dengan kondisi tidak stabil; dan
- c. ketidakstabilan tegangan, yaitu merosotnya tegangan sistem lebih rendah dari suatu tingkat atau batas dimana peralatan pengendali tegangan dapat mengembalikan tegangan ke tingkat yang dapat diterima. Dalam kasus tersebut kenaikan rugi-rugi daya reaktif memperburuk permasalahan sehingga memperluas dan mempercepat penurunan tegangan seluruh sistem yang mengarah ke *voltage collapse*.

OC 6.1 Koordinasi Analisis Stabilitas

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk melakukan atau mengatur terselenggaranya studi yang diperlukan untuk menentukan batas operasi yang aman yang dapat melindungi sistem dari ancaman masalah ketidakstabilan, termasuk yang disebabkan oleh *credible outages*. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan data dan informasi yang diperlukan untuk mendukung studi tersebut.

OC 6.2 Tanggung Jawab Operasional dalam Hal Stabilitas

Tanggung Jawab berbagai pihak yang terlibat dalam pengoperasian sistem untuk mempertahankan stabilitas operasi, antara lain:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengoperasikan sistem dalam batas operasi yang aman yang ditetapkan melalui kajian berkala tentang stabilitas. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyebutkan keterbatasan kapasitas *static compensator*, reaktor, dan kapasitor yang menyebabkan jaringan beroperasi di luar batas normal;
- b. pengelola pembangkit harus mempertahankan peralatan pengendali tegangan dan alat kendali lain untuk menjamin bahwa dukungan daya reaktif sepenuhnya (rincian kebutuhan mengacu ke Aturan Penyambungan) tersedia bagi sistem.

Pengelola pembangkit harus mempertahankan kemampuan daya reaktif unit pembangkit sesuai dengan desain peralatan. Unit pembangkit dilarang dilepas dari sistem selama terjadinya gangguan, kecuali:

1. kondisi frekuensi atau tegangan pada saat itu melebihi atau sangat kurang sehingga dapat merusak peralatan; atau
 2. apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah menyetujui dilakukannya pelepasan tersebut;
- c. pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memelihara peralatan pengendali tegangan di instalasi yang menjadi wewenang pengelola distribusi PT PLN (Persero) sehingga peralatan akan bekerja seperti yang diinginkan untuk mendukung tegangan jaringan transmisi dan tegangan jaringan distribusi; dan
- d. konsumen tenaga listrik harus memelihara semua peralatan pengendali tegangan yang dibutuhkan sesuai dengan PJBL sehingga peralatan akan bekerja sesuai dengan yang diinginkan untuk mendukung tegangan sistem selama kondisi normal dan kondisi gangguan.

OC 7 Prosedur Darurat

Keadaan darurat pada sistem dianggap terjadi apabila:

- a. kapasitas margin cadangan atau tegangan sistem turun ke bawah melebihi tingkat yang dapat diterima;
- b. gangguan telah menyebabkan sistem terpisah dan/atau pemadaman sebagian atau total; dan
- c. badai, gempa bumi, huru-hara, dan sebagainya yang mengancam keamanan sistem.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti prosedur yang tercantum dalam OC 7.2 (Pengumuman Kekurangan Daya), OC 7.3 (Pemberitahuan Kekurangan Daya), OC 7.4 (Pengumuman Keadaan Darurat Sistem), OC 7.5 (Pemberitahuan Keadaan Darurat), dan OC 7.6 (Ruang Operasi Darurat) untuk mengembalikan kondisi sistem secepatnya ke keadaan aman.

OC 7.1 Petunjuk Prosedur Keadaan Darurat di Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memelihara dan mendistribusikan petunjuk prosedur keadaan darurat sistem beserta daftar rinci semua pihak yang harus diberitahu bahwa sistem dalam keadaan darurat, termasuk nomor telepon dinas dan telepon rumah serta alternatif penyampaian lain apabila mereka

tidak berada di rumah. Petunjuk tersebut harus menetapkan tempat ke mana petugas utama harus melapor untuk pelaksanaan pemulihan.

OC 7.2 Pengumuman Kekurangan Daya

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan suatu kondisi kekurangan daya apabila:

- a. cadangan operasi merosot di bawah kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya; atau
- b. cadangan operasi dalam rencana bulanan diperkirakan akan kurang dari kebutuhan minimum dan tidak tersedia daya untuk mengatasinya.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengumumkan keadaan kekurangan daya paling lambat 7 (tujuh) hari sebelumnya.

OC 7.3 Pemberitahuan Kekurangan Daya

Setelah kekurangan daya diinformasikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) bahwa telah terjadi kekurangan daya dan agar mempersiapkan pelepasan beban yang dapat dilepas (*interruptible load*) untuk mempertahankan tingkat cadangan operasi minimum. Besarnya beban *interruptible* yang harus dilepas oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus berdasarkan target yang ditetapkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Target tersebut harus diusahakan proporsional dengan beban tersambung masing-masing pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- b. memberitahu pengelola pembangkit bahwa telah terjadi atau mungkin akan terjadi kekurangan daya dan agar berusaha untuk menambah daya tersedia di setiap unit pembangkit; dan
- c. memberitahu Direksi PT PLN (Persero).

OC 7.4 Pengumuman Keadaan Darurat Sistem

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengumumkan adanya keadaan darurat dalam hal:

- a. cadangan berputar di sistem turun ke tingkat di bawah kebutuhan minimum;
- b. pembebanan yang tinggi pada ruas transmisi sehingga dapat menyebabkan ketidakstabilan sistem;

- c. tegangan sistem yang rendah dan dapat membawa ke kondisi *voltage collapse* dan semua upaya yang ada telah dilakukan untuk mengatasi masalah;
- d. gangguan jaringan telah menyebabkan terpecahnya sistem dan/atau pemadaman sebagian atau total; atau
- e. terdapat ancaman badai, gempa bumi, kebakaran, huru-hara, dan sebagainya yang berdasarkan pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengancam keamanan sistem.

OC 7.5 Pemberitahuan Keadaan Darurat

Setelah keadaan darurat di sistem diumumkan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera melakukan pemberitahuan berikut:

- a. memberitahu semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik melalui fasilitas pesan operasi (*grid operations message system*) bahwa keadaan darurat di sistem telah diumumkan;
- b. memberitahu pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengenai besar pengurangan beban yang diperlukan (apabila diperlukan);
- c. memberitahu lewa telepon kepada Direksi PT PLN (Persero); dan
- d. memberitahu pimpinan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perlunya mengaktifkan ruang operasi darurat.

Pemberitahuan harus secara ringkas dan jelas menyebutkan masalah yang terjadi dan tindakan yang diharapkan dari penerima pemberitahuan.

OC 7.6 Ruang Operasi Darurat

Ruang operasi darurat (ROD) diperuntukkan bagi manajemen untuk memantau, menganalisis, dan membuat strategi terkait yang sedang dilakukan oleh *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengatasi keadaan darurat. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menghubungi pihak yang bertanggung jawab yang terdaftar dalam petunjuk prosedur keadaan darurat di sistem dan meminta pengaktifan ruang operasi darurat (ROD).

OC 7.7 Pelatihan Keadaan Darurat

Pelatihan keadaan darurat harus dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus mensimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 7.8 *Back Up Control Center*

Untuk mengendalikan operasi sistem apabila ruang kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengalami gangguan teknis atau nonteknis, pengendalian operasi sistem dialihkan ke *back up control center* yang telah disiapkan.

OC 7.9 Pelatihan Cadangan Ruang Kontrol Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

Pelatihan kondisi pengalihan kontrol utama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilakukan paling sedikit sekali dalam setahun untuk membiasakan semua personel yang bertanggung jawab dalam pelaksanaan prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan sistem. Pelatihan harus mensimulasikan keadaan darurat yang realistis dan mengikuti petunjuk prosedur keadaan darurat. Evaluasi terhadap pelatihan ini harus dilakukan dan kekurangan dalam prosedur dan respon baliknya harus diidentifikasi dan diperbaiki.

OC 8 Prosedur Pemulihan Sistem

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengikuti pengarahan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memastikan bahwa pemulihan sistem berlangsung cepat, aman, dan menghindari masalah yang tidak perlu terjadi.

OC 8.1 Prosedur Pemulihan dari Terpisahnya Sistem Menjadi Sistem Isolasi Terpisah (*Island Operation*)

Dalam hal telah terjadi 1 (satu) atau lebih subsistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil, urutan berikut harus diikuti:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus secepatnya menilai keadaan sistem dan menentukan tingkat dan sifat kerusakan fasilitas peralatan. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus membantu menyediakan informasi yang diperlukan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam membuat penilaian;

- b. menstabilkan subsistem isolasi terpisah (*islanding system*) pada 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz dan menyinkronkan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) secepat mungkin;
- c. memulihkan pasokan ke semua pusat pembangkit besar yang terputus atau padam untuk memulai proses pengasutan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. mengasut unit pembangkit yang tidak beroperasi yang menurut pertimbangan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) diperlukan untuk memudahkan proses pemulihan. Sinkronisasi unit pembangkit ke sistem dilakukan setelah diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- e. mengasut unit pembangkit yang memiliki kemampuan asut gelap di kawasan yang padam dan menyinkronkan unit pembangkit ketika pasokan ke titik sambungan pusat listrik telah dipulihkan dan telah diizinkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk disinkronkan;
- f. menaikkan daya keluar unit pembangkit sesuai dengan perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Perlu diperhatikan agar tidak melakukan pembebanan berlebih pada penghantar dan/atau pembebanan yang mengakibatkan kondisi tegangan rendah;
- g. memulihkan pasokan ke GI yang padam secepat mungkin guna menyiapkan peralatan untuk pelaksanaan buka tutup (*switching*) PMT. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengantisipasi kemungkinan terjadinya tegangan lebih yang disebabkan oleh arus *charging* ketika menutup ruas transmisi yang panjang;
- h. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerintahkan pengelola distribusi PT PLN (Persero) untuk memulai pemulihan penyulang distribusi dengan menghindari pembebanan lebih ruas transmisi dan keadaan tegangan rendah serta menghindari turunnya cadangan berputar ke tingkat yang tidak aman. Setelah padam cukup lama, mungkin diperlukan pembebanan penyulang secara bertahap untuk menghindari terjadinya beban lebih pada penyulang;
- i. menghindari menghubungkan unit pembangkit yang terisolasi ke beban lokal yang terisolasi, kecuali apabila tidak mungkin menyinkronkan unit pembangkit terlebih dahulu untuk kestabilan sistem operasi terpisah (*islanding system*) serta unit pembangkit telah dinyatakan mampu memikul beban terpisah; dan

- j. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tidak mengikuti perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selama proses pemulihan harus dihadapkan pada proses penegakan pelaksanaan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua sebagaimana dimaksud dalam Aturan Manajemen Jaringan (GMC 5 - Penegakan Pelaksanaan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua).

OC 8.2 Prosedur Pemulihan Padam Total

Pemulihan sistem setelah kejadian pemadaman total merupakan proses yang jauh lebih sulit dan memakan waktu panjang dibandingkan pemadaman sebagian. Dalam hal terjadi pemadaman total, langkah berikut harus ditambahkan pada kasus pemadaman sebagian:

- a. unit pembangkit yang mempunyai fasilitas asut gelap yang mampu memikul beban terpisah (*independent load pickup*) harus diasut dan diikuti dengan proses *energize* ruas penghantar, *energize* GI, dan pembebanan lokal. Sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang dibentuk harus diperluas dengan menambahkan pembangkitan lokal, ruas penghantar, GI, dan beban. Ketika memperluas sistem isolasi terpisah (*islanding system*) perlu perhatian khusus untuk menghindari ketidakstabilan tegangan;
- b. setelah beberapa sistem isolasi terpisah (*islanding system*) yang stabil terbentuk, sistem isolasi terpisah (*islanding system*) tersebut harus diperluas sehingga sistem yang semula terpisah dapat disinkronkan dengan sistem isolasi terpisah (*islanding system*) lainnya; dan
- c. karena durasi dan lingkup pemadaman total jauh lebih besar dibandingkan pemadaman sebagian, pembebanan unit pembangkit harus secara bertahap untuk menghindari beban lebih pada penyulang dan untuk memungkinkan penstabilan beban. Selain itu, banyak fasilitas penyimpan energi (*energy storage*) di GI dan pusat listrik harus diisi ulang sebelum pengoperasian kembali fasilitas tersebut; dan
- d. usaha pemulihan sistem sesuai dengan *standard operating procedur* (SOP) pemulihan sistem yang disusun oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan direviu secara berkala.

OC 8.3 *Black Start* pada Pembangkit EBT Intermiten

- a. pembangkit EBT intermiten tidak perlu memiliki fasilitas *black start*, dalam hal ini kebutuhan *backfeeding* EBT intermiten akan disediakan melalui sistem atas perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) akan memasang fasilitas relai tegangan nol (RTN) di titik interkoneksi pada setiap pembangkit EBT intermiten sehingga pada proses pemulihan setelah kondisi gangguan besar, pembangkit EBT intermiten tidak otomatis terkoneksi ke jaringan; dan
- c. pada saat proses pemulihan, unit pembangkit EBT intermiten dapat sinkron dengan sistem hanya atas izin pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 9 Koordinasi Keselamatan

Bagian ini menjelaskan prosedur proses buka tutup (*switching*) dan pembebasan bagian instalasi untuk menjamin bahwa pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat dilaksanakan dengan aman. Hal itu diterapkan apabila pekerjaan dan/atau pengujian yang akan dilakukan memerlukan koordinasi keselamatan kerja dan keselamatan peralatan antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Selain itu, bagian ini memberi garis besar prosedur yang harus diikuti pada saat kegiatan pemeliharaan dan pengujian akan dilaksanakan di jaringan transmisi oleh pengelola transmisi PT PLN (Persero) dan/atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai dengan Proses Perizinan Kerja yang tercantum dalam OC 9.2 (Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi).

OC 9.1 Koordinator Keselamatan Kerja

Sebelum *energize* suatu titik sambungan baru, masing-masing pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik harus menunjuk seorang koordinator keselamatan kerja.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus saling memberitahu secara tertulis mengenai identitas koordinator keselamatan kerja yang ditunjuk. Dalam hal akan mengganti koordinator keselamatan kerja yang telah ditunjuk, pihak lain harus segera diberitahu secara tertulis identitas koordinator keselamatan kerja yang baru.

Koordinator keselamatan kerja harus bertanggung jawab tentang semua hal yang menyangkut keselamatan personel selama kegiatan pekerjaan di jaringan transmisi atau di instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 9.2 Prosedur Pemeliharaan Peralatan Tegangan Tinggi

Suatu proses perizinan kerja telah ditetapkan untuk menjamin keselamatan pelaksanaan prosedur pemeliharaan peralatan tegangan tinggi. Proses ini meliputi koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), personel keselamatan kerja dan personel pemeliharaan yang melaksanakan pekerjaan, serta pengalihan kewenangan dari suatu grup ke grup yang lain selama kegiatan pemeliharaan dan pengujian melalui penggunaan formulir khusus perizinan kerja. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan izin kerja untuk pekerjaan di jaringan 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV.

Prosedur keselamatan kerja yang berhubungan dengan pemeliharaan jaringan 150 (seratus lima puluh) kV, dan 66 (enam puluh enam) kV dituangkan dalam dokumen prosedur pelaksanaan pekerjaan pada instalasi listrik tegangan tinggi atau ekstratinggi sistem Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang disusun oleh pemilik pekerjaan yaitu pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, pengelola transmisi PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Setiap pemeliharaan terencana yang mengakibatkan pemadaman agar diberitahukan ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terkait, paling lambat 7 (tujuh) hari sebelum pelaksanaan pekerjaan.

OC 9.3 Proses perizinan pekerjaan untuk pemeliharaan peralatan tegangan tinggi harus meliputi langkah berikut:

- a. proses dimulai dengan pengajuan formulir permohonan izin kerja ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk suatu kegiatan pemeliharaan atau pengujian tertentu;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mempelajari rencana yang diajukan dalam kaitannya dengan tindakan buka tutup PMT (*switching*) dan rekonfigurasi jaringan transmisi untuk menjamin bahwa tingkat keandalan dan keamanan dapat dijaga. Jika rencana yang diajukan dianggap memenuhi syarat, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan izin kerja yang diminta;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan manuver buka tutup PMT (*switching*) yang dibutuhkan untuk memadamkan bagian dari jaringan tempat kegiatan pemeliharaan atau pengujian akan dilaksanakan;

- d. personel pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik menyampaikan formulir rencana kerja kepada koordinator keselamatan kerja untuk disahkan dan ke operator GI yang bertanggung jawab untuk memisahkan dan membumikan (*grounding*) peralatan;
- e. operator GI mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja sebagaimana dimaksud dalam huruf d dan menyampaikannya kepada staf pemeliharaan yang akan bertanggung jawab dalam pelaksanaan pekerjaan;
- f. operator GI selanjutnya melakukan pemisahan dan pembumian (*grounding*) lokal serta memasang tanda yang diperlukan pada peralatan *switching*;
- g. staf pemeliharaan melaksanakan pekerjaan pemeliharaan;
- h. staf pemeliharaan mengisi bagian terkait dari formulir rencana kerja dan mengembalikannya kepada operator GI. Operator GI selanjutnya bertanggung jawab untuk melepas tanda dari peralatan *switching*, membuka pentanahan, dan menutup PMS;
- i. koordinator keselamatan kerja mengesahkan selesainya kegiatan operator GI dalam formulir rencana kerja dan mengembalikannya kepada pemilik pekerjaan. Pemilik pekerjaan menyatakan bahwa pekerjaan telah selesai dan *energize* peralatan dapat dilaksanakan. Personel pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, atau konsumen tenaga listrik selanjutnya memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa peralatan dapat dioperasikan; dan
- j. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memimpin manuver buka tutup PMS dan PMT (*switching*) untuk melakukan *reenergize* fasilitas tersebut dan merekonfigurasi jaringan transmisi kembali ke keadaan semula.

OC 10 Penghubung Operasi

Bagian ini memberi garis besar prosedur umum bagi koordinasi dan pertukaran informasi operasi di antara pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi ke sistem.

OC 10.1 Kebutuhan untuk Memberitahu Operasi

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menetapkan tingkat operasi yang aman untuk semua fasilitas sistem dan mengomunikasikan informasi tersebut ke internal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola pembangkit, pengelola distribusi PT PLN (Persero), dan konsumen tenaga listrik yang

tersambung ke jaringan transmisi. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberikan informasi mengenai kegiatan atau kondisi operasi yang dapat mempengaruhi keamanan dan keandalan sistem kepada pihak terkait.

Pihak yang berkepentingan dengan interkoneksi bertanggung jawab untuk memberitahukan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian terencana yang dapat mempengaruhi operasi normal dari setiap bagian sistem.

Apabila pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian yang akan atau mungkin dapat mempengaruhi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang lain, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera memberitahu kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dapat terpengaruh.

Pada saat menerima pemberitahuan tentang operasi atau kejadian, penerima berita dapat menghubungi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang menerbitkan pemberitahuan tersebut untuk klarifikasi dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik itu harus:

- a. memberi jawaban yang diminta; dan
- b. mengedarkan salinan pertanyaan dan jawaban ke semua penerima pemberitahuan.

OC 10.1.1 Masalah operasi yang harus dilaporkan meliputi tetapi tidak terbatas pada:

- a. pengeluaran pusat pembangkit listrik dan/atau peralatan penyaluran dari operasi sistem untuk keperluan pemeliharaan atau pengujian yang mungkin mengurangi keandalan sistem;
- b. pelaksanaan pengujian peralatan unit pembangkit, meskipun kegiatan tersebut tidak memerlukan penghentian pelayanan dari peralatan unit pembangkit;
- c. pengoperasian PMT, PMS, atau alat pembumian (*grounding*) yang belum mendapat izin dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus tertentu, pemilik instalasi dapat mengoperasikan peralatan yang belum mendapat izin untuk melindungi personel atau peralatan. Dalam kasus tersebut, operasi yang dilakukan dan penyebabnya harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- d. segala bentuk operasi yang bersifat mendadak dan tidak standar, kecuali telah diizinkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan

- e. suatu masalah operasi tidak dapat dipecahkan dengan segera, antara lain mengenai perkiraan lamanya masalah operasi dan kemungkinan pengaruhnya harus dilaporkan kepada pihak yang terkena dampak.

OC 10.1.2 Pemberitahuan yang diperlukan dalam rangka memenuhi ketentuan sebagaimana dimaksud dalam OC 10 (Penghubung Operasi) harus berisi penjelasan operasional yang cukup rinci agar penerima dapat menilai operasi tersebut dan dampaknya. Pemberitahuan harus berisi nama dan nomor telepon dari personel yang melaporkan operasi tersebut dan penerima berita dapat mengajukan pertanyaan untuk meminta penjelasan. Pemberitahuan harus disampaikan sedini mungkin.

OC 10.2 Kepentingan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) untuk Memberitahu Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bertanggung jawab untuk menyampaikan informasi kejadian di sistem kepada para pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang telah terpengaruh oleh kejadian tersebut. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem harus menyediakan informasi tentang kejadian yang telah atau mungkin akan berdampak pada keandalan sistem kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai kejadian tidak terencana yang telah atau mungkin memberi pengaruh terhadap operasi normal dari bagian sistem. Jika diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem harus meneliti kejadian tidak terencana beserta alasannya.

OC 10.2.1 Laporan kejadian dan jawaban tentang semua pertanyaan mengenai laporan tersebut dapat diberikan secara lisan kemudian ditindaklanjuti secara tertulis. Laporan tertulis harus:

- a. berisi nama, posisi, dan organisasi dari personel yang menerbitkan laporan, tanggal, serta waktu penerbitan;
- b. melingkupi implikasi dan risiko operasional yang timbul dari kejadian tersebut secara rinci sehingga memungkinkan penerima untuk mengkajinya; dan
- c. berisi kronologis kejadian apabila telah berdampak pada keselamatan manusia.

OC 10.2.2 Kejadian yang harus dilaporkan meliputi tetapi tidak terbatas pada:

- a. kegagalan atau kesalahan operasi alat kendali, komunikasi, peralatan ukur, dan perubahan kapabilitas fasilitas pusat listrik dan penghantar;
- b. waktu pada saat suatu unit pembangkit atau peralatan dioperasikan melebihi kapasitasnya;
- c. aktifnya suatu alarm yang menunjukkan kondisi operasi tidak normal; dan
- d. kondisi cuaca yang mempengaruhi atau mungkin mempengaruhi operasi.

OC 10.2.3 Dalam hal laporan tentang kejadian diberikan secara lisan:

- a. laporan tersebut harus didiktekan oleh pengirim ke penerima; dan
- b. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan setelah seluruh laporan lengkap, penerima harus membaca ulang seluruh laporan ke pengirim untuk mengonfirmasi ketepatannya.

OC 10.3 Kejadian Penting

Kejadian penting merupakan kejadian yang atas penilaian pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah berpengaruh penting pada sistem.

Selain itu, kejadian penting meliputi kejadian yang diyakini oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mempunyai pengaruh penting pada fasilitas miliknya. Pelaporan kejadian penting harus secara tertulis sesuai yang diatur dalam OC 11 (Pelaporan Kejadian Penting).

OC 10.3.1 Kejadian yang perlu dilaporkan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) merupakan hal yang menyebabkan tetapi tidak terbatas pada:

- a. ketidakstabilan sistem;
- b. penyimpangan frekuensi di luar batas yang telah ditetapkan;
- c. tingkat tegangan di luar batas yang telah ditetapkan; atau
- d. pemadaman beban konsumen tenaga listrik akibat pengoperasian.

OC 10.4 Fasilitas Komunikasi Operasional

Semua pihak yang terinterkoneksi ke sistem harus menyediakan dan memelihara fasilitas komunikasi utama dan cadangan yang dibutuhkan, antara lain suara, data operasional, dan komunikasi SCADA.

OC 10.4.1 Kantor Perwakilan Komunikasi Operasional

- a. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menetapkan sebuah kantor perwakilan untuk memberi atau menerima komunikasi operasional terkait dengan fasilitas yang dimilikinya. Kantor ini bertanggung jawab dalam pengoperasian dan pemeliharaan peralatan komunikasinya
- b. kantor perwakilan harus memberikan informasi berikut:
 1. sebutan dari personel penghubung;
 2. nomor telepon personel;
 3. alamat *e-mail* personel;
 4. nomor faksimile; dan
 5. lokasi.

OC 10.4.2 Perekaman Komunikasi Operasional

Berikut ini merupakan ketentuan minimum yang berkaitan dengan perekaman komunikasi operasional:

- a. setelah membuat atau menerima suatu komunikasi operasional, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus segera mencatat setiap komunikasi operasional telepon secara tertulis dalam buku *log* atau dengan metode lain yang permanen dan dapat diperiksa;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menggunakan peralatan perekam suara yang andal untuk merekam percakapan antara *dispatcher* dan personel operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik;
- c. rekaman komunikasi operasional harus mencakup waktu dan isi setiap komunikasi dan harus memberi identitas pihak yang berkomunikasi;
- d. penerima harus mencatat dan mengulang setiap kata pada saat menerima dan membaca ulang kepada pengirim seluruh laporan yang diterimanya untuk mengonfirmasikan ketepatannya, kecuali jika sifat komunikasi memerlukan tindakan segera; dan

- e. *dispatcher* pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyimpan semua catatan komunikasi operasional termasuk rekaman suara paling sedikit 5 (lima) tahun untuk rekaman tertulis dan 1 (satu) tahun untuk rekaman suara. Catatan atau rekaman disimpan untuk bahan penyelesaian perselisihan dan evaluasi prosedur operasional selama operasi normal, operasi darurat, atau proses pemulihan sistem.

OC 10.5 Pertemuan Koordinasi Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero) dengan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

- a. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilaksanakan secara rutin setiap bulan. Pertemuan ini tidak diharuskan bagi konsumen tenaga listrik.
- b. pertemuan koordinasi antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik di wilayah kerja pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilaksanakan paling sedikit 1 (satu) kali dalam 1 (satu) tahun dan harus diikuti oleh konsumen tenaga listrik.

OC 11 Pelaporan Kejadian Penting

Kejadian penting yang mencakup kecelakaan atau kejadian tidak biasa yang telah mengganggu operasi sistem atau telah menyebabkan atau dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau pemadaman harus dikaji bersama oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh. Kajian tersebut harus mendalam guna menambah pengetahuan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai sifat operasional sistem sehingga kejadian serupa dapat dicegah di masa depan. Hasil kajian gangguan tersebut harus tersedia bagi semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terpengaruh.

OC 11.1 Prosedur untuk Melaporkan Kejadian Penting

Berdasarkan tingkat keseriusan dan lamanya suatu peristiwa atau kejadian penting, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dalam kejadian harus segera menyampaikan laporan tertulis termasuk rincian kondisi kejadian yang berlangsung untuk melengkapi laporan lisan yang mungkin sudah disampaikan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait dengan suatu kejadian penting harus segera menyampaikan laporan tertulis setelah kejadian tersebut. Laporan pendahuluan kejadian penting dalam bentuk konsep (*draft*) harus disampaikan paling lambat 4 (empat) jam terhitung sejak kejadian penting. Laporan tersebut paling sedikit berisi informasi sesuai yang diatur dalam OC 11.2 (Laporan Pendahuluan Kejadian Penting). Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terlibat harus menyerahkan laporan pendahuluan kejadian penting paling lambat 24 (dua puluh empat) jam terhitung sejak kejadian penting.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan laporan final kejadian penting paling lambat 30 (tiga puluh) hari terhitung sejak kejadian penting, yang memuat antara lain penyebab gangguan atau kejadian, jumlah dan lamanya gangguan atau kejadian, dan rekomendasi apabila terdapat perubahan prosedur operasi, kebutuhan pelatihan, atau usulan perubahan ketentuan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

OC 11.2 Laporan Pendahuluan Kejadian Penting

Laporan pendahuluan kejadian penting harus paling sedikit memuat:

- a. waktu dan tanggal kejadian;
- b. uraian kejadian;
- c. lama kejadian;
- d. peralatan spesifik yang langsung terlibat dalam kejadian, termasuk pengendali sistem dan peralatan proteksi;
- e. jumlah beban dan/atau pembangkitan yang terputus (dalam MW); dan
- f. perkiraan waktu dan tanggal pulihnya pelayanan serta prakiraan rencana tindak lanjut yang harus dilakukan agar kejadian serupa tidak terulang.

OC 11.3 Tinjauan Kejadian Penting

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan suatu tinjauan terhadap suatu kejadian penting di sistem dalam rangka meneliti kelayakan prosedur operasi dan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua untuk mempertahankan tingkat keandalan sistem yang dapat diterima.

- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus bekerja sama dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam melakukan tinjauan atau analisis suatu kejadian penting di sistem, termasuk menyediakan catatan dan informasi terkait.
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberikan informasi yang berkaitan dengan unjuk kerja peralatan selama dan setelah suatu kejadian penting pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

OC 11.4 Pemeriksaan dan Akses

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memeriksa semua peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan dalam rangka:
 - 1. mengkaji pemenuhan tanggung jawab operasional pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terinterkoneksi ke jaringan transmisi, sesuai dengan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua;
 - 2. menyelidiki adanya ancaman yang telah terjadi atau mungkin dapat terjadi terhadap keamanan sistem; atau
 - 3. mengkaji terlaksananya pelatihan berkala yang berkaitan dengan kebutuhan operasional peralatan;
- b. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu maksud pelaksanaan pemeriksaan paling lambat 2 (dua) hari kerja sebelum pemeriksaan. Pemberitahuan harus mencakup rincian:
 - 1. nama wakil yang akan melaksanakan pemeriksaan atas nama pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
 - 2. waktu dimulainya pemeriksaan dan perkiraan waktu diakhirinya pemeriksaan; dan
 - 3. alasan rinci diadakannya pemeriksaan;
- c. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang melakukan pemeriksaan lain untuk maksud mengkaji kepatuhan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik terhadap tanggung jawab operasional sebagaimana diatur dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali terdapat bukti ketidakpatuhan yang ditemukan dalam pemeriksaan sebelumnya;
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa setiap pemeriksaan hanya sesuai kebutuhan dan dilakukan dalam jangka waktu paling lama 2 (dua) hari kerja;

- e. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakil yang melaksanakan pemeriksaan berkualifikasi untuk melakukan pemeriksaan;
- f. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus mengizinkan wakil dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memasuki kawasan di bawah kewenangannya untuk melakukan pemeriksaan;
- g. selama pemeriksaan suatu fasilitas, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa wakilnya:
 - 1) tidak menyebabkan kerusakan pada peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan;
 - 2) meyakinkan bahwa penempatan atau penyimpanan suatu peralatan, kendaraan, atau material hanya bersifat sementara;
 - 3) hanya memeriksa operasi dari peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan transmisi sepanjang dianggap perlu dan disetujui oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (persetujuan tersebut tidak boleh ditahan atau ditunda tanpa alasan);
 - 4) mengamati kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam hubungannya dengan aktivitas fisik, kesehatan dan keselamatan kerja, serta hal tentang hubungan tenaga kerja; dan
 - 5) mengikuti semua aturan protokoler memasuki instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, jika aturan protokoler tersebut tidak dimaksudkan untuk menunda pemberian persetujuan untuk akses; dan
- h. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menunjuk orang yang berwenang untuk mendampingi dan mengamati pemeriksaan yang dilakukan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) pada saat memasuki kawasan fasilitas pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

OC 12 Pengujian, Pemantauan, dan Pemeriksaan

Bagian ini menetapkan prosedur untuk kegiatan pengujian, pemantauan, dan pemeriksaan yang berkaitan dengan parameter berikut:

- a. unjuk kerja unit pembangkit tertentu;

- b. pemeriksaan untuk menguji kesesuaian terhadap Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*);
- c. pengujian untuk verifikasi unjuk kerja sistem kendali dan proteksi, baik di peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik maupun peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang terkait dengan suatu titik sambung;
- d. pemasangan peralatan uji untuk memantau unjuk kerja peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dalam kondisi operasi normal;
- e. pengujian suatu peralatan yang memerlukan pemutusan sementara peralatan atau operasi peralatan tersebut dengan cara yang berbeda dari kondisi operasi normal; dan
- f. pengujian yang diminta oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik.

OC 12.1 Pengujian

Bagian ini memberi hak yang sama pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk saling menguji peralatan milik pihak lain yang berkaitan dengan titik sambung antara peralatan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan peralatan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, dengan ketentuan:

- a. dalam hal pihak yang merasa peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain tidak memenuhi Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, boleh mengusulkan pengujian atas peralatan tersebut dengan pemberitahuan tertulis;
- b. jika pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf a telah diberikan, pihak pengusul harus melakukan pengujian pada waktu yang disetujui pihak pemilik;
- c. kedua belah pihak harus bekerja sama dalam melakukan pengujian yang diminta sebagaimana dimaksud dalam huruf a;
- d. biaya pelaksanaan pengujian sebagaimana dimaksud dalam huruf a dibebankan oleh pihak pengusul, kecuali jika hasil pengujian peralatan yang dipermasalahkan membuktikan bahwa peralatan tersebut tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua. Dalam hal peralatan tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua, semua biaya pengujian dibebankan kepada pihak pemilik peralatan;

- e. biaya pengujian tidak mencakup biaya kerugian akibat energi tidak terjual tetapi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus meminimalkan kerugian tersebut selama proses pengujian. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang melakukan pengurangan atas kesiapan pembangkit yang dideklarasikan sebagai akibat dari pengujian;
- f. pengujian yang diuraikan pada bagian ini harus dilaksanakan menggunakan prosedur uji yang disetujui kedua belah pihak, baik dilakukan sendiri oleh pihak pengusul maupun oleh pihak ketiga. Para pihak dilarang tanpa alasan memperlambat atau menunda persetujuan atas prosedur pengujian. Namun jika para pihak tidak dapat bersepakat tentang prosedur uji, berdasarkan kebiasaan yang baik (*good utility practice*), pihak pengusul yang harus menetapkan prosedur uji;
- g. dalam hal pengujian dilakukan oleh pihak ketiga, pihak pengusul harus meyakinkan pihak pemilik bahwa hanya lembaga atau orang yang memiliki keterampilan dan pengalaman yang akan melakukan pengujian;
- h. pihak yang melakukan pengujian harus terlebih dahulu memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai maksud pelaksanaan pengujian dan hanya melakukan pengujian pada waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- i. pihak yang tidak melakukan pengujian dapat menunjuk wakil untuk menyaksikan pengujian dan pihak yang menguji harus mengizinkan wakil tersebut untuk hadir pada saat pengujian dilaksanakan;
- j. pihak yang melakukan pengujian harus menyampaikan hasil pengujian dan laporan lain yang terkait kepada pihak lain paling lambat 7 (tujuh) hari setelah pengujian berakhir;
- k. pihak yang melakukan pengujian dapat memasang peralatan uji dan/atau peralatan pemantau ke peralatan yang dioperasikan oleh pihak lain atau meminta pihak lain untuk memasang suatu peralatan uji dan/atau peralatan pemantau; dan
- l. pihak yang melakukan pemantauan sebagai bagian dari suatu pengujian harus memastikan bahwa unjuk kerja peralatan yang dipantau sesuai dengan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dan perjanjian penyambungan (*connection agreement*).

OC 12.2 Pengujian Unit Pembangkit

Pengujian unjuk kerja unit pembangkit dapat dilakukan:

- a. sewaktu-waktu atas usulan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), untuk mengonfirmasikan karakteristik operasi unit pembangkit, kecuali ada kendala khusus;
- b. secara periodik, dilakukan pemantauan unjuk kerja unit pembangkit oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai yang dideklarasikan, seperti kemampuan *free governor*, *AGC/LFC*, *house load* dan *black start* (jika tersedia), penambahan beban (*load pick up*), serta fungsi pendukung pengaturan frekuensi dan tegangan; atau
- c. sewaktu-waktu jika pengelola pembangkit atau meminta untuk dilakukan suatu pengujian terhadap unit pembangkit miliknya, setelah suatu tindakan perbaikan atas permasalahan yang menyebabkan perubahan terhadap karakteristik operasi yang dideklarasikan. Dalam hal ini pengujian harus disaksikan oleh wakil pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) agar pengujian dapat dianggap sah untuk merevisi karakteristik operasi yang dideklarasikan.

OC 12.3 Prosedur Pengujian dan Pemantauan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit dapat mengajukan permintaan pengujian suatu unit pembangkit secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang berisi informasi berikut:

- a. tanggal pengajuan permintaan;
- b. tanggal dimulainya pengujian (tanggal pengujian paling cepat 5 (lima) hari kerja setelah tanggal pengajuan permintaan);
- c. nama unit pembangkit;
- d. karakteristik operasi yang akan diuji;
- e. nilai karakteristik operasi yang akan diverifikasi melalui pengujian; dan
- f. kondisi pembebanan spesifik untuk pengujian.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan untuk melakukan pengujian sesuai dengan jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menolak waktu yang diminta dan menjadwalkan ulang pengujian, setelah berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat setiap saat menguji salah satu atau kombinasi dari beberapa karakteristik operasi suatu unit pembangkit. Namun demikian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dilarang menguji suatu unit

pembangkit lebih dari 2 (dua) kali dalam setahun, kecuali jika terjadi keadaan berikut ini:

- a. hasil pengujian menunjukkan bahwa nilai dari 1 (satu) atau beberapa karakteristik operasi tidak sama dengan deklarasi pengelola pembangkit, terlepas dari pengujian yang lalu dirancang untuk menguji karakteristik operasi tersebut atau tidak; atau
- b. kondisi sistem memaksa pengujian sebelumnya harus dihentikan dan dapat dimaklumi bahwa terjadinya kondisi tersebut memang tidak dapat diramalkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Dalam kasus ini, hasil pengujian dianggap tidak ada.

Selama pemantauan terhadap pengujian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memiliki catatan unjuk kerja unit pembangkit sehingga memungkinkan verifikasi independen terhadap hasilnya. Selain itu, jika respon dari unit pembangkit membutuhkan pengujian terhadap frekuensi atau tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyimpan rekaman besaran frekuensi atau tegangan yang dimonitor selama pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setiap saat dapat memantau unjuk kerja dari unit pembangkit menggunakan data SCADA dengan membandingkan output atau respon aktualnya dengan output atau respon yang seharusnya dicapai sesuai dengan karakteristik operasi yang dideklarasikan.

Jika melalui pengujian atau pemantauan unjuk kerja unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menetapkan bahwa unit pembangkit yang diuji gagal memenuhi karakteristik operasi yang dideklarasikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pengelola pembangkit terkait kegagalan tersebut, termasuk rincian hasil pengujian dan pemantauan.

Setelah menerima pemberitahuan, pengelola pembangkit harus segera memberikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai:

- a. penjelasan tentang kegagalan;
- b. usulan revisi karakteristik operasi yang tidak sesuai seperti disyaratkan dalam prosedur sesuai yang diatur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi; dan/atau
- c. usulan rencana untuk mengatasi masalah.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus berusaha mencapai kesepakatan mengenai revisi nilai karakteristik pengoperasian yang dideklarasikan yang diusulkan oleh pengelola pembangkit. Jika persetujuan tercapai,

pengelola pembangkit harus mendeklarasikan nilai yang direvisi. Jika persetujuan tidak tercapai dalam jangka waktu 3 (tiga) hari kerja, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan uji ulang dan kedua belah pihak harus mengakui hasil uji ulang tersebut.

OC 12.4 Pengujian Peralatan Proteksi

- a. untuk setiap titik sambung, baik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) maupun pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, harus memeriksa dan/atau menguji peralatan proteksi yang berkaitan dengan titik sambung, sebelum tanggal operasi perdana fasilitas baru dan setiap selang waktu 2 (dua) tahun sesudahnya.
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung pada suatu titik sambung harus bekerja sama dengan pengelola transmisi PT PLN (Persero) dalam pemeriksaan atau pengujian peralatan proteksi.
- c. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menanggung biaya pengujian yang diuraikan dalam bagian ini, kecuali dinyatakan lain dalam perjanjian jual beli atau perjanjian interkoneksi.
- d. pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan laporan realisasi tahun sebelumnya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, yang merinci unjuk kerja proteksi jaringan pada setiap titik sambung ke pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik termasuk perbandingan dengan suatu standar unjuk kerja pembanding (*benchmark*) yang disetujui, paling lambat tanggal 31 Maret setiap tahun.

OC 12.5 Pengujian Peralatan Milik Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memperoleh persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). untuk melakukan pengujian terhadap peralatan miliknya yang:

- a. dapat mempengaruhi keandalan operasi sistem;
- b. mengancam keamanan sistem;
- c. memerlukan pengoperasian sistem secara khusus; atau
- d. dapat mempengaruhi pengukuran listrik yang normal pada titik sambungan.

OC 12.6 Pemberitahuan Pengujian

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang mengusulkan untuk melakukan suatu pengujian atas peralatan miliknya yang berkaitan dengan suatu titik sambung harus memberitahu secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pengujian. Pemberitahuan tersebut harus mencakup:

- a. rincian rencana pengujian yang diusulkan;
- b. prakiraan waktu mulai dan akhir pengujian yang diusulkan;
- c. identifikasi peralatan yang akan diuji;
- d. kondisi sistem yang dibutuhkan untuk melakukan pengujian yang diusulkan;
- e. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap peralatan yang diuji;
- f. rincian kemungkinan akibat yang timbul dari pengujian yang diusulkan terhadap sistem; dan
- g. nama orang yang bertanggung jawab mengoordinasikan pengujian yang diusulkan atas nama pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Jika kondisi sistem tidak memungkinkan dilaksanakan pengujian pada jadwal yang diminta, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkonsultasi dengan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terkait untuk menjadwalkan ulang pengujian.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang mungkin terpengaruh oleh suatu pengujian yang diusulkan dan mempertimbangkan kepentingan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik lain yang terpengaruh tersebut dalam memberi persetujuan terhadap pengujian yang diusulkan.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang akan melakukan pengujian harus memastikan bahwa orang yang bertanggung jawab dalam mengoordinasikan pengujian memperoleh konfirmasi ulang dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesaat sebelum memulai pengujian.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik segera memberitahu pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) apabila pengujian telah berakhir.

OC 12.7 Pemeriksaan dan Akses

Bagian ini menjelaskan keadaan di mana:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memasuki area instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat memasuki area instalasi atau fasilitas milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melakukan pemeriksaan atau pengujian; dan
- c. prosedur dan keharusan memasuki area instalasi atau fasilitas dan memeriksa instalasi mengikuti aturan pemilik instalasi.

OC 12.8 Hak untuk Memeriksa Peralatan

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik mempunyai hak yang sama untuk saling memeriksa peralatan milik pihak lain pada titik sambungan. Hak memeriksa tersebut hanya diberlakukan dalam usaha untuk meyakinkan kesesuaian peralatan dengan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua;
- b. jika pihak yang memeriksa menganggap bahwa pihak lain tidak mematuhi ketentuan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua dan bahwa pihak yang memeriksa menjadi atau mungkin akan menjadi korban karenanya, pihak yang memeriksa dapat masuk ke kawasan instalasi milik pihak lain untuk melakukan pemeriksaan;
- c. pihak yang akan memeriksa peralatan milik pihak lain harus memberitahu pihak yang diperiksa paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pemeriksaan;
- d. untuk validitas, pemberitahuan sebagaimana dimaksud dalam huruf c harus mencakup informasi berikut:
 1. nama wakil yang akan melakukan pemeriksaan atas nama pihak pemeriksa;
 2. waktu mulai pemeriksaan akan dimulai dan perkiraan waktu berakhirnya pemeriksaan; dan
 3. sifat ketidaksesuaian peralatan terhadap Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang menjadi objek pemeriksaan;

- e. pihak yang memeriksa dilarang melakukan pemeriksaan sebelum 6 (enam) bulan terhitung sejak pemeriksaan terakhir, kecuali untuk memverifikasi unjuk kerja peralatan hasil tindakan koreksi yang telah dilakukan untuk memperbaiki ketidaksesuaian dengan Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang ditemukan pada pemeriksaan sebelumnya;
- f. pihak yang diperiksa harus menunjuk seseorang yang berkompeten untuk mendampingi wakil dari pihak pemeriksa yang memasuki kawasan miliknya;
- g. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa pemeriksaan sedapat mungkin harus selesai dalam 2 (dua) hari kerja;
- h. jika diperlukan waktu yang lebih lama, kedua belah pihak harus bersepakat terhadap penambahan waktu rencana pemeriksaan;
- i. pihak pemeriksa harus memastikan bahwa wakil yang ditunjuk mampu untuk melakukan pemeriksaan; dan
- j. biaya pemeriksaan harus ditanggung oleh pihak yang memeriksa, kecuali jika ditemukan defisiensi. Dalam hal ini, biaya harus ditanggung oleh pihak yang memiliki defisiensi.

OC 13 Penomoran dan Penamaan Peralatan

Dalam rangka keseragaman, identifikasi peralatan yang berkaitan dengan fasilitas dan peralatan di sistem ditetapkan dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi Peralatan)* untuk memperkecil peluang kesalahan operasi akibat salah pengertian terhadap perintah dalam mengoperasikan peralatan tertentu dalam sistem.

OC 13.1 Penerapan

Penomoran peralatan dan kode identifikasi peralatan sesuai yang diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Penyambungan (Penomoran Peralatan dan Kode Identifikasi)* berlaku bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Unsur kode identifikasi peralatan mencakup antara lain:

- a. lokasi geografis peralatan sesuai dengan lokasi area pengelola operasi sistem PT PLN (Persero);
- b. kode nama pusat pembangkit dan nama GI;
- c. kode tingkat tegangan;
- d. kode jenis komponen yang spesifik; dan
- e. kode kegunaan lain yang spesifik.

OC 14 Rating Peralatan

Peralatan penghantar dan GI di sistem harus mempunyai batas pembebanan normal dan darurat yang ditetapkan dan dicatat. Selain itu, konstanta waktu termal jangka pendek dan metode analisis *loss of life* dapat dipakai untuk menetapkan rating peralatan jika analisis itu dilakukan sesuai dengan standar ketenagalistrikan dan persetujuan pembuat peralatan.

Rating penghantar jenis saluran udara harus memperhitungkan batas andongan minimum konduktor dan temperatur lingkungan maksimum yang realistis dan input radiasi matahari.

ATURAN PERENCANAAN DAN PELAKSANAAN OPERASI
(*SCHEDULING AND DISPATCH CODE - SDC*)

Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi menjelaskan aturan dan prosedur untuk perencanaan transaksi, perencanaan *outages* transmisi, dan alokasi pembangkit (termasuk EBT intermiten), antara lain meliputi:

- a. rencana operasi tahunan, yang dimutakhirkan setiap 6 (enam) bulan dengan horizon perencanaan 1 (satu) tahun;
- b. rencana operasi bulanan;
- c. rencana operasi mingguan;
- d. pelaksanaan operasi harian; dan
- e. *real time* untuk keperluan *dispatch* ulang.

SDC 1 Prinsip Dasar

Persiapan perencanaan operasi memerlukan informasi mengenai perkiraan kesiapan dan mampu pasok pembangkit (cadangan putar, cadangan panas, dan cadangan dingin), kesiapan transmisi, prakiraan beban, dan perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) pembangkit EBT intermiten.

Prosedur dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi ini untuk pembuatan perencanaan operasi (*scheduling*), yang:

- a. mengonsolidasikan informasi mengenai prakiraan beban, kesiapan pembangkit, dan kesiapan transmisi termasuk margin operasi yang memadai, serta memperhitungkan pembangkit EBT intermiten dan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- b. memberikan kesempatan untuk pengaturan pengeluaran (*outages*) pembangkit dan transmisi dengan mempertimbangkan kondisi keandalan, ekonomis, kualitas operasi sistem, dan kepentingan menjaga stabilitas sistem;
- c. memungkinkan optimasi pengoperasian pembangkit hidro dan termal dengan mempertimbangkan kemampuan pembangkit dan transmisi, bahan bakar, biaya *start up*, batasan lingkungan hidup, serta pemenuhan kebutuhan air untuk irigasi dan keperluan lainnya;
- d. membantu dalam identifikasi dan penyelesaian permasalahan operasional;

- e. meliputi pengelola pembangkit, yang terdiri atas pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan PT PLN (Persero), pembangkit listrik swasta atau *Independent Power Producer* (IPP), pembangkit sewa, pembangkit konsumen tenaga listrik, pembangkit *power wheeling*, dan pembangkit *excess power*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan prakiraan beban diatur dalam *Appendix 1 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai prosedur pembuatan rencana pemeliharaan diatur dalam *Appendix 2 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai pernyataan atau deklarasi karakteristik unit pembangkit diatur dalam *Appendix 3 - Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*.

Rincian lebih lanjut mengenai perintah pembebanan (*dispatch order*) diatur dalam *Appendix 4 - Aturan Perintah Dispatch*.

SDC 2 Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan *draft* perencanaan operasi tahunan paling lambat tanggal 1 November. Dalam *draft* tersebut terdapat informasi yang mencakup kebutuhan pembangkit bulanan dengan rincian mingguan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan informasi ini kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat perencanaan dan melaksanakan operasi sistem (*dispatch*) untuk mendapatkan keandalan dan keekonomian dalam penyediaan tenaga listrik.

Rencana operasi tahunan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 15 Desember untuk perencanaan tahun berikutnya dan proyeksi umum untuk 1 (satu) tahun berikutnya. Rencana operasi tahunan harus mencakup informasi sebagai berikut:

- a. estimasi alokasi bulanan produksi neto pembangkit dan prakiraan beban sistem;
- b. rencana pengeluaran (*outages*) unit pembangkit;
- c. rencana pengeluaran (*outages*) transmisi;
- d. operasi bulanan waduk (PLTA) dengan memperhatikan elevasi air, kondisi lingkungan, serta kebutuhan irigasi dan kebutuhan lainnya;

- e. operasi bulanan pembangkit EBT intermiten dengan memperhatikan prakiraan cuaca (*weather forecast*) dari pengelola pembangkit EBT intermiten, Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG), atau instansi terkait lain;
- f. proyeksi harga energi;
- g. estimasi energi tidak terlayani;
- h. alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take or pay* (TOP);
- i. aliran daya dan kendala transmisi;
- j. prediksi *fuel mix*, *capacity factor* (CF) pembangkit, dan susut transmisi;
- k. alokasi tingkat cadangan putar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan sesuai definisi margin keandalan sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi (OC 2.2);
- l. konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel menyampaikan rencana kesiapan pembangkit, mampu pasok, dan pembebanan pembangkit, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian; dan
- m. rencana pembangkitan dan beban pengelola pembangkit *power wheeling*, yang selanjutnya dapat di-*break down* untuk periode perencanaan bulanan, mingguan, dan harian.

Estimasi unjuk kerja sistem yang meliputi kualitas tegangan dan gangguan setiap GI untuk 1 (satu) tahun ke depan harus diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanggal 15 Desember setiap tahun.

SDC 2.1 Prosedur Perencanaan Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah (*least cost*) dalam memenuhi prakiraan beban dengan tetap memperhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan.

Kendala jaringan dan konfigurasi jaringan yang sesuai ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan hasil studi aliran daya, hubung singkat, dan stabilitas jaringan.

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus menyampaikan prakiraan beban setiap GI, proyeksi harga bahan bakar, proyeksi nilai kurs dan inflasi, proyeksi pertumbuhan beban dan penjualan untuk 1 (satu) tahun yang akan datang paling lambat tanggal 1 September.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi prakiraan beban setiap GI yang harus disampaikan paling lambat tanggal 1 Maret tahun berjalan.

SDC 2.2 Revisi Rencana Operasi Tahunan

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan. *Draft* revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan diterbitkan paling lambat tanggal 15 April tahun berjalan.

Revisi tengah tahun atas rencana operasi tahunan harus diterbitkan paling lambat tanggal 15 Juli tahun berjalan. Revisi harus mencakup sisa tahun berjalan dan tahun berikutnya.

Dalam hal diperlukan, dapat dilakukan revisi estimasi unjuk kerja sistem yang harus diterbitkan paling lambat tanggal 15 Juli tahun berjalan.

SDC 2.3 Perencanaan Pemeliharaan dan Deklarasi Kesiapan Pembangkit

Pengelola pembangkit harus menyampaikan *draft* deklarasi daya mampu netto, deklarasi kesiapan *availability factor* (AF, sesuai yang diatur dalam PPA), rencana pemeliharaan unit pembangkit periode tahun berikutnya dengan usulan nama pekerjaan, tanggal dan lama pemeliharaan masing-masing unit pembangkit kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling lambat tanggal 1 September.

Berdasarkan usulan rencana pemeliharaan unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana atau jadwal akhir pemeliharaan semua unit pembangkit dan fasilitas transmisi terkait, serta harus menyampaikannya kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 15 Desember setiap tahunnya.

Rencana atau jadwal akhir pemeliharaan dapat mengubah tanggal pelaksanaan pemeliharaan (*outages*) unit pembangkit dalam batas waktu yang wajar, namun lamanya waktu pelaksanaan pemeliharaan tidak dapat dipersingkat tanpa persetujuan pemilik unit pembangkit.

Pengelola pembangkit harus menyampaikan setiap perubahan (revisi) rencana pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan paling lambat tanggal 31 Maret. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus sudah menerbitkan revisi rencana pemeliharaan paling lambat tanggal 15 Juli.

SDC 2.4 Instalasi Baru

Rencana pekerjaan pemasangan instalasi baru yang akan tersambung dengan sistem dan mempengaruhi pola operasi atau konfigurasi sistem periode 2 (dua) tahun berikutnya harus disampaikan oleh pengelola pembangunan PT PLN (Persero) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 1 November.

Pengelola pembangunan PT PLN (Persero) harus menyampaikan setiap perubahan pekerjaan (revisi) dalam rencana tengah tahun paling lambat tanggal 1 Mei.

SDC 2.5 Studi Sistem Tenaga Listrik

Tujuan studi jaringan Sistem Tenaga Listrik untuk melakukan evaluasi seluruh kendala dalam jaringan dan margin pembangkitan yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan operasi bulanan, mingguan, dan harian.

Perencanaan operasi jangka tahunan harus melibatkan studi Sistem Tenaga Listrik sebagai berikut:

- a. studi aliran daya dan stabilitas untuk menentukan batasan aliran daya di transmisi serta kebutuhan pemutusan beban dan pembangkit otomatis;
- b. analisis hubung singkat untuk menentukan konfigurasi jaringan yang sesuai;
- c. penentuan peningkatan margin keandalan sebagaimana diatur dalam Aturan Operasi (OC 2.2), sehingga margin tersebut dapat ditentukan dengan memperhatikan prakiraan energi tidak terlayani (*energy not served*) dan probabilitas kehilangan beban atau *loss of load probability* (LOLP) masih dalam batas standar perencanaan operasional yang diizinkan; dan
- d. pada saat menyusun perencanaan operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyampaikan kecukupan sarana yang diperlukan untuk mengatur frekuensi dan tegangan. Apabila terjadi ketidakcukupan daya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memberitahu pemilik instalasi yang terkait dalam hal untuk mengatasi ketidakcukupan tersebut pemilik instalasi harus melakukan proses investasi.

SDC 2.6 Penerbitan Rencana Operasi Tahunan

Setelah menerima *draft* rencana operasi tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana final operasi tahunan. Rencana final operasi tahunan ini harus sudah diterima oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat tanggal 10 Januari setiap tahun.

SDC 3 Rencana Operasi Bulanan

Rencana operasi bulanan merupakan rencana operasi seluruh unit pembangkit, transmisi, dan GI termasuk rencana pengeluarannya (*outages*). Rencana pembangkitan harus dapat memenuhi prakiraan kebutuhan beban sistem dengan biaya variabel yang minimal dengan tetap memperhatikan kriteria keandalan, ekonomis, dan kualitas Sistem Tenaga Listrik.

SDC 3.1 Proses Perencanaan Operasi Bulanan

Proses perencanaan operasi sistem bulanan digunakan untuk memenuhi kebutuhan operasi sistem yang tidak disediakan oleh pembangkit termal beban dasar, energi terbarukan, *run of river* dan *must run* unit. Kebutuhan informasi untuk rencana bulanan paling lambat:

- a. hari ke-15 bulan berjalan, pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya serta informasi mengenai biaya variabel energi kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk digunakan dalam rapat alokasi energi;
- b. hari ke-15 bulan berjalan, pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya;
- c. hari ke-15 bulan berjalan, pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya;
- d. hari ke-15 bulan berjalan, pengelola distribusi PT PLN (Persero) menyampaikan perkiraan penambahan pelanggan bulan berjalan dan bulan berikutnya;
- e. hari ke-25 bulan berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyelenggarakan rapat alokasi energi (RAE) guna menyelaraskan data yang diterima, evaluasi bulanan berjalan, dan koordinasi hal-hal terkait operasional sistem sebagai input penyusunan rencana operasi untuk 1 (satu) bulan berikutnya; dan
- f. hari ke-10 bulan berikutnya, yang merupakan batas waktu maksimal pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan rencana operasi sistem ke semua pemangku kepentingan (*stakeholder*) untuk 1 (satu) bulan periode rencana operasi bulanan.

SDC 3.2 Kriteria Ekonomis untuk Rencana Bulanan

Kriteria ekonomis untuk pengalokasian pembebanan unit pembangkit dalam rencana bulanan didasarkan pada:

- a. produksi energi dari unit pembangkit yang harus dioperasikan karena kendala sistem sesuai kebutuhan;
- b. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) dari pengelola pembangkit dengan ketentuan pengambilan minimum (*minimum take*) terhadap unit pembangkit yang mempunyai kontrak *take or pay*;
- c. produksi energi yang dijanjikan (*committed*) dari pengelola pembangkit EBT;
- d. produksi energi yang diperkirakan (*forecast*) dari pengelola pembangkit EBT intermiten;
- e. biaya variabel unit pembangkit dalam PJBL; dan
- f. biaya variabel unit pembangkit yang dinyatakan dalam rencana operasi bulanan untuk porsi pusat pembangkit yang tidak dijanjikan (*not committed*) dalam PJBL.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan operasi seluruh unit pembangkit dalam sistem untuk memenuhi prakiraan beban dengan biaya minimum (biaya variabel ditambah biaya *outages*) dengan memperhatikan margin cadangan yang didefinisikan dalam rencana operasi tahunan. Dalam hal kesiapan unit pembangkit tidak cukup untuk memasok beban dengan tingkat cadangan yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyusun rencana operasi bulanan yang meminimalkan risiko pemadaman.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mendapatkan informasi mutakhir dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik mengenai kesiapan unit pembangkit, duga muka air waduk, perkiraan debit air masuk pada waduk dan perkiraan produksi PLTA *run of river*, dan perkiraan pembangkit EBT intermiten. Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyediakan informasi tersebut dengan menggunakan formulir sesuai yang diatur dalam Aturan kebutuhan Data. Tambahan informasi yang berkaitan dengan *testing* dan *commissioning* harus disediakan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dengan menggunakan formulir yang diatur dalam Aturan kebutuhan Data.

Metodologi dan program komputer yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan harus mampu mengoptimasi unit pembangkit dan mampu menghasilkan informasi sebagai berikut:

- a. perkiraan produksi energi setiap PLTA waduk dengan mempertimbangkan kebutuhan nonlistrik dan kendala lingkungan hidup lainnya;
- b. perkiraan produksi energi PLTA *run of river*;
- c. perkiraan produksi energi oleh pengelola pembangkit EBT termasuk EBT intermiten;
- d. daftar pembangkit termal yang diperkirakan akan melakukan *start up* atau *shut down* dalam periode mingguan mengikuti *merit order* dalam bulan berjalan dan perkiraan energi produksinya;
- e. daftar pusat pembangkit yang sudah dipastikan sebagai cadangan dingin dalam bulan berjalan; dan
- f. perkiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

Koreksi minor terhadap rencana pemeliharaan dapat dilaksanakan setiap saat, namun harus disetujui oleh setiap pelaku usaha atau pemakai jaringan, konsumen tenaga listrik, dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Rencana operasi bulanan harus dapat memenuhi tujuan berikut:

- a. optimasi *start up* dan *shutdown* pembangkit termal beban dasar dalam periode mingguan serta perkiraan operasi apakah pembangkit tersebut beroperasi terus-menerus, hanya selama hari kerja, atau padam selama minggu tersebut;
- b. alokasi pembangkitan PLTA waduk dalam periode mingguan dengan mempertimbangkan kebutuhan air untuk nonlistrik dan kendala lainnya;
- c. pengaturan kendala ketersediaan bahan bakar;
- d. memasukkan rencana pelaksanaan pengujian operasi unit pembangkit dan transmisi baru;
- e. penentuan kebutuhan mengoperasikan unit pembangkit yang harus operasi (*must run*) yang tidak ekonomis untuk memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga tegangan atau memproteksi suatu area;
- f. alokasi cadangan putar menjamin bahwa cadangan tersebut siap apabila diperlukan;
- g. alokasi pembangkitan minimum pada setiap area untuk menjamin kontinuitas pelayanan dalam hal terjadi gangguan pada transmisi penting dan pemisahan sistem;

- h. penetapan rencana pemeliharaan transmisi;
- i. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit; dan
- j. penentuan rencana pekerjaan pembangunan transmisi.

SDC 3.3 Prosedur rencana operasi bulanan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala transmisi akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas peralatan transmisi, trafo, atau kompensator;
- b. pertimbangan kendala pembangkitan akibat ketidaksiapan yang direncanakan atas pemeliharaan atau gangguan unit pembangkit;
- c. revisi perkiraan produksi energi pengelola pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. unit pembangkit yang menggunakan energi terbarukan dan EBT intermiten namun tidak terbatas pada revisi prakiraan parameter cuaca yang diinformasikan oleh pengelola pembangkit; dan
- e. revisi prakiraan beban.

SDC 3.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi bulanan, yaitu:

- a. model beban kronologis bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam untuk langgam beban hari kerja, hari libur, dan hari khusus (hari penting keagamaan dan kenegaraan);
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi dengan mempertimbangkan transmisi interkoneksi penting;
- c. studi aliran daya untuk mengidentifikasi kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run (forced dispatch)* unit pembangkit;
- d. model yang disederhanakan untuk studi rugi-rugi penyaluran.

SDC 3.5 Tanggapan Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik dan Rencana Operasi Bulanan

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus diberikan kesempatan untuk menyampaikan tanggapan atas revisi rencana operasi bulanan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 23 sebelum bulan pelaksanaan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mempertimbangkan menerima atau tidak menerima tanggapan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

SDC 4 Rencana Operasi Mingguan

Tujuan rencana mingguan untuk merencanakan operasi dari seluruh unit pembangkit, transmisi, dan GI serta untuk mengakomodasikan pengeluaran jangka pendek tidak terencana pada rencana operasi bulanan unit pembangkit, transmisi dan GI. Periode rencana operasi mingguan dimulai sejak hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya.

SDC 4.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus merencanakan optimasi operasi mingguan dan memperkirakan produksi dari setiap unit pembangkit untuk meminimalkan total biaya variabel dan biaya *outages* jaringan. Hasil rencana mingguan yang harus digunakan dalam pelaksanaan atau *dispatch* harian, meliputi:

- a. produksi energi total dari setiap PLTA waduk, dengan mempertimbangkan faktor penggunaan air untuk nonlistrik dan lingkungan hidup;
- b. prakiraan energi yang akan diproduksi oleh setiap PLTA yang *must run*;
- c. produksi energi yang dibangkitkan oleh pengelola pembangkit berenergi terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. daftar unit pembangkit termal yang diperkirakan untuk *start up* atau *shut down* dalam minggu berjalan, yang sesuai *merit order* yang dihasilkan dalam proses optimasi;
- e. daftar pusat pembangkit yang ditetapkan sebagai cadangan dingin dalam minggu terkait; dan
- f. prakiraan energi tidak terlayani dan/atau margin cadangan yang rendah.

SDC 4.2 Rencana mingguan harus dapat memenuhi sasaran berikut:

- a. penetapan waktu untuk *start up* dan *shut down* unit pembangkit termal beban dasar;
- b. alokasi pembangkitan atau produksi semua PLTA waduk dalam periode harian, yang merefleksikan penggunaan air untuk kebutuhan nonlistrik dan faktor lingkungan hidup;
- c. alokasi pembangkitan atau produksi dari unit pembangkit energi baru terbarukan termasuk EBT intermiten;
- d. mempertimbangkan kendala ketersediaan bahan bakar yang dilaporkan pihak pengelola pembangkit;
- e. unit pembangkit yang siap beroperasi dengan *automatic generation control* (AGC) (jika ada);
- f. identifikasi kebutuhan *must run unit (forced dispatch)* untuk memproduksi daya reaktif yang bertujuan mendukung tegangan dan menghindari transmisi berbeban lebih (*overload*);
- g. alokasi energi minimum untuk diproduksi oleh unit pembangkit baru yang sedang melakukan pengujian (*testing*);
- h. alokasi cadangan putar untuk menjamin kesiapan unit pembangkit;
- i. alokasi pembangkitan minimum pada suatu area yang kekurangan kapasitas pembangkit untuk menjamin terus berlangsungnya pasokan setelah terjadi gangguan pada transmisi penting atau pemisahan sistem;
- j. penentuan rencana pemeliharaan mingguan pembangkit, transmisi dan GI; dan
- k. penentuan rencana pekerjaan pembangunan unit pembangkit, transmisi, dan GI.

SDC 4.3 Prosedur perencanaan operasi mingguan harus meliputi:

- a. pertimbangan kendala jaringan akibat ketidaksiapan transmisi, trafo, atau alat kompensator;
- b. koreksi prakiraan debit air masuk berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit;
- c. rencana pembangkitan untuk unit pembangkit EBT berdasarkan perkiraan kesiapannya termasuk EBT intermiten;
- d. pembangkitan, transmisi, dan GI di luar rencana karena pengujian unit pembangkit, transmisi, dan GI baru;
- e. pernyataan kesiapan kapasitas dalam MW dari setiap unit pembangkit dan waktu spesifik atas mulai dan berakhirnya periode kesiapan yang dimaksudkan;

- f. pemutakhiran karakteristik operasi unit pembangkit yang dinyatakan siap. Proses pemutakhiran harus meliputi informasi berikut:
 - 1. identifikasi karakteristik pengoperasian (*Appendix 3 – Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi*);
 - 2. nilai parameter baru karakteristik pengoperasian; dan
 - 3. waktu implementasi nilai parameter baru; dan
- g. pembatasan operasi yang mungkin timbul dari pertimbangan lingkungan hidup.

SDC 4.4 Model yang digunakan dalam pembuatan rencana mingguan sebagai berikut:

- a. karakteristik beban untuk hari kerja, hari libur, atau hari khusus (hari penting keagamaan dan kenegaraan) secara kronologis bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam;
- b. model jaringan yang disederhanakan untuk studi simulasi produksi, dengan mempertimbangkan hanya transmisi interkoneksi yang penting;
- c. studi aliran daya untuk menentukan kemungkinan keterbatasan transfer yang memerlukan *must run unit*; dan
- d. model yang disederhanakan untuk rugi-rugi transmisi.

SDC 4.5 Penjadwalan untuk Proses Rencana Operasi Mingguan

Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan paling lambat setiap hari Rabu pukul 16:00 sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan revisi yang disampaikan oleh pengelola pembangkit dan menerbitkan rencana mingguan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat setiap hari Kamis pukul 16.00, sebelum waktu pelaksanaan rencana mingguan.

Tanggapan atas rencana mingguan dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus disampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat setiap hari Jumat pukul 10.00, sebelum periode pelaksanaan rencana mingguan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan komentar dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, apakah akan mengubah rencana mingguan yang sudah terbit atau tidak.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus sudah menerbitkan revisi rencana mingguan paling lambat setiap hari Jumat pukul 16.00, sebelum waktu pelaksanaan rencana mingguan.

Pengelola pembangkit harus mengikuti rencana mingguan pembangkitan, kecuali terdapat instruksi lain dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5 Rencana Operasi Harian (*Dispatch*)

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan rencana operasi harian alokasi pembangkitan untuk hari berikutnya. Rencana ini harus memperlihatkan pembebanan setiap unit pembangkit dalam basis waktu bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam. Tingkat pembangkitan harus memenuhi kebutuhan beban sistem dan biaya variabel minimum serta mempertimbangkan semua kendala jaringan dan kondisi lain yang berpengaruh, seperti peristiwa khusus kenegaraan, keagamaan, dan hari libur.

SDC 5.1 Informasi dari Pengelola Pembangkit

Pengelola pembangkit (termasuk pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*) harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perubahan atas informasi yang telah disampaikan pada proses pembuatan rencana operasi mingguan dan perubahan atas karakteristik unit pembangkitnya. Informasi yang mutakhir harus disampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat pukul 10:00 sehari sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi harian.

Pengelola pembangkit hidro harus menginformasikan setiap jam kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai realisasi debit air masuk waduk dan perkiraan pembebanan PLTA *run of river* untuk hari berikutnya.

Pengelola pembangkit EBT intermiten yang terkoneksi ke jaringan transmisi harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai perkiraan mampu pasok (daya yang dibangkitkan) setiap unit pembangkit berdasarkan prakiraan cuaca yang di sediakan oleh pengelola pembangkit EBT intermiten untuk 1 (satu) hari ke depan dengan resolusi setiap setengah jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 5.2 Prakiraan Beban Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat prakiraan beban bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam untuk 1 (satu) hari berikutnya.

SDC 5.3 Identifikasi Kendala Jaringan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus melakukan analisis aliran beban, hubung singkat, dan stabilitas untuk memverifikasi bahwa pengalokasian secara ekonomis (*economic dispatch*) tidak akan mengakibatkan kerawanan kondisi sistem. Apabila teridentifikasi adanya kendala jaringan, rencana pembebanan harus disesuaikan untuk menjamin operasi sistem yang aman.

SDC 5.4 Prosedur Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasi harian sehingga meminimalkan total biaya bahan bakar pembangkit dengan menggunakan simulasi produksi.

Pertimbangan rugi-rugi jaringan dan kendala sistem pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV dan 66 (enam puluh enam) kV harus terakomodir pada prosedur rencana operasi harian.

Total pembangkitan hidro dalam rencana harian harus dialokasikan dalam basis pembebanan bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam. Apabila terjadi perubahan debit air masuk waduk dan perubahan debit air pada *run of river*, tingkat pembebanan PLTA yang bersangkutan dapat direvisi.

SDC 5.5 Jadwal Rencana Operasi Harian

Jadwal rencana operasi harian harus mencakup:

- a. pembangkitan daya aktif (MW) bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam untuk masing-masing unit pembangkit termal, termasuk waktu *start up* dan *shut down*;
- b. pembangkitan total daya aktif (MW) bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam untuk pembangkit hidro;

- c. pembangkitan total daya aktif (MW) bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam untuk pembangkit EBT intermiten;
- d. sumber dan kapasitas cadangan putar serta unit pembangkit yang beroperasi dengan pengaturan daya otomatis atau AGC;
- e. waktu pemasukan dan pengeluaran untuk peralatan kompensasi reaktif yang statik;
- f. waktu *energize* atau pemadaman transmisi;
- g. identifikasi dari unit pembangkit yang ditentukan sebagai cadangan dingin;
- h. rencana pemeliharaan unit pembangkit dan rencana pemeliharaan penyaluran;
- i. rencana pembangkitan dan pembebanan konsumen tenaga listrik yang memiliki pembangkit paralel dan *power wheeling*;
- j. identifikasi unit pembangkit yang akan memasok daya reaktif minimum untuk menjaga kualitas tegangan;
- k. pengurangan beban dalam hal diperkirakan akan terjadi ketidakseimbangan antara beban dan pembangkitan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menginformasikan kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) apabila perlu pengurangan beban; dan
- l. resolusi waktu rencana operasi harian dapat ditetapkan berbeda oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan kebutuhan sistem.

SDC 5.6 Jadwal Penyampaian Data Unit Pembangkit dan Penerbitan Rencana Operasi Harian

Pengelola pembangkit harus menyampaikan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi mutakhir kesiapan unit pembangkit sebelum pukul 10:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian. Pemberitahuan disampaikan melalui formulir yang ditentukan pada Aturan kebutuhan Data.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan dan menyampaikan *dispatch* harian final kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik paling lambat pukul 16:00 sehari sebelum pelaksanaan *dispatch* harian.

Pengelola pembangkit diharuskan untuk mengikuti jadwal pembebanan setiap 1 (satu) jam atau resolusi waktu yang ditetapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang tercantum dalam rencana operasi harian, kecuali terdapat perubahan pelaksanaan yang diperintahkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Apabila karena alasan teknis suatu unit pembangkit tidak dapat melaksanakan perintah pembebanan dari

pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kondisi tersebut harus segera dilaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 6 Operasi *Real Time* dan *Dispatch* Ulang

SDC 6.1 Operasi *Real Time*

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berpedoman kepada rencana operasi harian dan menggunakan unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) untuk mengikuti variasi beban dari waktu ke waktu. Frekuensi sistem dan tegangan harus dikendalikan untuk memenuhi persyaratan sebagaimana diatur dalam Aturan Operasi. Apabila unit pembangkit yang beroperasi dengan pengatur daya otomatis (AGC) akan mencapai batas kontrol, *dispatcher* harus memerintahkan unit pembangkit tertentu untuk menaikkan ataupun menurunkan pembebanan dari yang dijadwalkan untuk memenuhi beban sistem.

Selama operasi *real time*, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat merevisi rencana operasi harian untuk menjaga operasi sistem yang aman jika terjadi perbedaan yang cukup besar antara kondisi prakiraan rencana harian dan kondisi aktual.

Jika diperlukan mempertahankan pengoperasian sistem yang ekonomis dan andal, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang unit pembangkit.

Dispatch ulang dapat meliputi:

- a. *start up* unit pembangkit cadangan dingin untuk memasok beban yang lebih besar dari prakiraan atau karena adanya *outages* tidak terencana unit pembangkit atau transmisi;
- b. menambah unit pembangkit yang mempunyai fasilitas AGC untuk menjaga rentang kendali beban;
- c. penurunan tingkat pembebanan pembangkit atau mengeluarkan unit pembangkit akibat perubahan kesiapan unit pembangkit;
- d. menurunkan pembebanan (*curtail*) atau mengeluarkan unit pembangkit EBT intermiten untuk kebutuhan keamanan sistem;
- e. perubahan unit pembangkit hidro akibat perubahan aliran air masuk yang tidak diperkirakan; dan
- f. pemasukan atau pengeluaran transmisi, trafo, atau peralatan kompensator reaktif untuk mengatasi masalah kapasitas jaringan (*grid*).

Revisi rencana operasi harian harus dilaporkan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan akan menggantikan rencana operasi harian yang dibuat sebelumnya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memastikan bahwa pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik akan mampu memenuhi revisi rencana operasi harian sebelum diterbitkan.

SDC 6.2 Kriteria untuk Prosedur *Dispatch* Ulang

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat melakukan *dispatch* ulang apabila salah satu hal di bawah ini terjadi:

- a. perbedaan prakiraan beban dengan realisasi beban melebihi 5 % (lima persen);
- b. 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang memasok lebih besar dari 5% (lima persen) beban mengalami gangguan (keluar tidak terencana);
- c. lonjakan perubahan beban yang drastis pada unit pembangkit EBT intermiten akibat perubahan cuaca (angin dan cahaya matahari);
- d. transmisi mengalami atau diperkirakan akan mengalami pembebanan lebih;
- e. terjadi gangguan transmisi yang menyebabkan perubahan konfigurasi; dan
- f. peningkatan debit air masuk pada PLTA yang mengharuskan peningkatan beban PLTA lebih dari 5% (lima persen) dari beban sistem untuk menghindari pelimpasan air.

SDC 7 Pembebanan Pembangkit

Bagian ini mengatur prosedur pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam:

- a. memerintahkan tingkat pembebanan daya aktif dan daya reaktif unit pembangkit;
- b. memberikan persetujuan kepada pengelola pembangkit untuk mengeluarkan unit pembangkitnya dalam rangka pemeliharaan terencana; dan
- c. pelaksanaan optimasi ulang rencana operasi harian.

SDC 7.1 Tujuan Pembebanan Pembangkit

Tujuan pembebanan (*dispatch*) pembangkit agar pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat mengatur operasi secara langsung sehingga pasokan daya dapat memenuhi beban secara andal, ekonomis, dan berkualitas dengan cadangan memadai serta mempertimbangkan:

- a. hal yang tercantum dalam rencana operasi harian, termasuk kebutuhan keluarannya unit pembangkit dalam rangka pemeliharaan (keluar terencana);
- b. *merit order* berdasarkan cara sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- c. keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*); dan
- d. standar pengoperasian seperti frekuensi sistem dan pengaturan tegangan.

SDC 7.2 Informasi yang Digunakan dalam *Dispatch* atau Pembebanan Pembangkit

Dalam pembuatan keputusan pengoperasian unit pembangkit dan rencana pengeluaran unit pembangkit, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan hal berikut:

- a. rencana operasi harian, yang disiapkan dan diterbitkan sesuai dengan prosedur sebagaimana dimaksud dalam Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi;
- b. kesiapan dan karakteristik unit pembangkit yang mutakhir;
- c. frekuensi dan tegangan sistem yang diterima pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melalui SCADA; dan
- d. informasi lain yang dianggap relevan dalam melaksanakan operasi sistem.

SDC 7.3 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Unit Pembangkit

Setiap pengelola pembangkit harus melaporkan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam hal terdapat permasalahan yang dapat mengakibatkan keluarannya atau turunnya kemampuan pembebanan (*derating*) unit pembangkit besar dan medium dari rencana operasi harian.

Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengevaluasi konsekuensi dari persetujuan pengeluaran tidak terencana unit pembangkit tersebut dari sistem, dengan mempertimbangkan keandalan, keekonomian, dan kualitas pelayanan.

Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin kepada pengelola pembangkit untuk merubah jadwal pembangkitannya untuk pelaksanaan perbaikan permasalahan unit pembangkit yang dilaporkan.

Dalam hal unit pembangkit kecil mempunyai permasalahan yang menyebabkan unit pembangkit tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola pembangkit harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi pengeluaran unit pembangkit tersebut terhadap jadwal pembangkitan (kondisi sistem). Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran atau *derating* tersebut dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan unit pembangkit tersebut.

SDC 7.4 Pemberian Izin untuk Pengeluaran Peralatan Transmisi

Dalam hal peralatan transmisi 66 (enam puluh enam) kV atau 150 (seratus lima puluh) kV mempunyai permasalahan yang menyebabkan peralatan tersebut harus keluar atau pembebanannya dikurangi, pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus melaporkan hal tersebut kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berkoordinasi dan mengevaluasi konsekuensi dari pengeluaran peralatan transmisi tersebut terhadap kondisi sistem. Dalam hal hasil evaluasi menunjukkan bahwa pengeluaran peralatan transmisi dapat diterima, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memberi izin pelaksanaan perbaikan tersebut.

SDC 7.5 Perintah Pembebanan (*Dispatch*)

Semua pengelola pembangkit harus mengikuti perintah pembebanan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa penundaan waktu.

SDC 7.5.1 Penyampaian Perintah Pembebanan

Perintah pembebanan dapat disampaikan setiap saat pada hari bersangkutan atau sebelum hari bersangkutan dalam hal kondisi operasi memerlukan. Semua perintah dilaksanakan dalam bahasa Indonesia.

Perintah pembebanan harus disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) langsung kepada unit pembangkit dan harus mencakup informasi mengenai nama operator. Perintah harus disampaikan melalui telepon atau media lain yang telah disetujui antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik.

Perintah pembebanan dalam bentuk formulir sesuai yang diatur dalam *Appendix 4* Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi.

Penerimaan perintah pembebanan harus segera diberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara resmi oleh pengelola pembangkit, sekaligus menyatakan setuju atau tidak setuju atas perintah yang diterima. Pengelola pembangkit tidak dapat menolak perintah yang diberikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), kecuali:

- a. terdapat permasalahan keselamatan personel atau peralatan yang dapat dibuktikan; dan
- b. perintah akan mengakibatkan unit pembangkit dioperasikan di luar kemampuan peralatan yang telah dinyatakannya.

Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tertentu mengalami kesulitan dalam melaksanakan perintah pembebanan, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tersebut harus segera melapor kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDC 7.5.2 Bentuk Perintah

Perintah pembebanan atau *dispatch* dapat meliputi:

- a. perintah untuk menyediakan cadangan untuk menjaga frekuensi sistem;
- b. perintah untuk mengaktifkan atau mematikan fasilitas AGC;
- c. perintah untuk menyerap atau memproduksi daya reaktif dalam rangka menjaga kualitas tegangan;
- d. pemberitahuan dan perubahan pemberitahuan mengenai waktu sinkron;
- e. perintah sinkron atau pengeluaran;
- f. perintah yang berkaitan dengan pemberian tegangan (*energize*) atau perubahan *tap* dari trafo pembangkit;
- g. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan *switching* yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem;
- h. perintah yang berkaitan dengan pengoperasian peralatan kontrol yang dapat mempengaruhi kondisi interkoneksi antara pembangkit dan sistem di mana tanggung jawab ini telah diserahkan kepada pengelola pembangkit dalam kontrak atau kesepakatan;

- i. perintah untuk penggantian bahan bakar, yang harus diatur dalam perjanjian antara PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit;
- j. perintah untuk pengoperasian *governor* pembangkit; dan
- k. perintah untuk mengurangi pembebanan (*curtailment*) unit pembangkit EBT intermiten.

SDC 7.5.3 Hal yang Harus Dilakukan oleh Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memenuhi seluruh perintah operasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tanpa menunda waktu, kecuali jika terjadi hal sebagaimana dimaksud dalam SDC 7.5.1 (Penyampaian Perintah Pembebanan).

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan pernyataan dari pengelola pembangkit yang menyangkut waktu *start up* dan *shut down*, tingkat kecepatan pembebanan dan penurunan beban pada saat memerintahkan melakukan sinkronisasi, mengubah beban, dan/atau menghentikan unit pembangkit.

Dalam mengoperasikan unit pembangkit, pengelola pembangkit harus dapat memenuhi tingkat kinerja pembebanan berikut ini:

- a. sinkronisasi atau mengeluarkan unit pembangkit dalam kurun waktu kurang lebih 5 (lima) menit dari target waktu yang disampaikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) berdasarkan informasi dari pengelola pembangkit;
- b. apabila tidak ada target waktu spesifik yang diberikan, tingkat pembebanan yang diperintahkan harus dicapai dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari perkiraan waktu berdasarkan deklarasi *ramp rate*-nya;
- c. apabila target waktu spesifik ditentukan, tingkat pembebanan sesuai perintah harus sudah dipenuhi dalam kurun waktu kurang lebih 2 (dua) menit dari target waktu yang ditentukan; dan
- d. apabila diperintahkan untuk mencapai tingkat pembebanan tertentu, tingkat pembebanan harus sudah dicapai dalam rentang kurang lebih 2% (dua persen) dari daya mampu unit pembangkit yang dideklarasikan.

SDC 8 Aktivitas Pascaoperasi dan Evaluasi

SDC 8.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyiapkan evaluasi realisasi operasi hari sebelumnya, yang meliputi:

- a. diskusi atau analisis mengenai setiap kegagalan dalam memenuhi kriteria keamanan (*security*) dan keandalan (*reliability*) sistem;
- b. perbandingan antara realisasi total biaya tenaga listrik yang dibeli dan perkiraan biaya disimulasikan atas dasar prakiraan beban sistem dan kesiapan pembangkitan;
- c. diskusi atau analisis mengenai perbedaan antara rencana operasi harian dan realisasi operasi yang dilaksanakan;
- d. ringkasan dan catatan mengenai pengoperasian sistem termasuk data pembangkitan dan *switching*; dan
- e. hal yang dapat disimpulkan atau hal baru yang merupakan pelajaran (apabila ada).

SDC 8.2 Laporan Evaluasi Pascaoperasi Konsolidasi

Laporan evaluasi operasi harian harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi bulanan dan laporan evaluasi operasi bulanan harus dikonsolidasikan menjadi laporan evaluasi operasi tahunan. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menerbitkan laporan evaluasi operasi bulanan dan tahunan, serta menyampaikan kepada pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik pada waktu yang disepakati.

Appendix 1: Prakiraan Beban

SDCA1 1 Pendahuluan

Appendix ini menjelaskan persiapan prakiraan beban untuk tujuan berikut:

- a. persiapan rencana operasi tahunan;
- b. persiapan rencana operasi bulanan;
- c. persiapan rencana operasi mingguan; dan
- d. persiapan rencana operasi harian.

Prakiraan beban pada setiap titik sambungan harus dihitung dari faktor titik sambung yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dikalikan dengan prakiraan beban sistem.

SDCA1 2 Tujuan

Tujuan *Appendix* ini untuk:

- a. menentukan sumber utama informasi yang akan digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban;
- b. menguraikan faktor yang akan dipertimbangkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mempersiapkan prakiraan beban; dan
- c. menetapkan prosedur untuk menjamin bahwa prakiraan beban untuk periode waktu yang berbeda harus dibuat dengan dasar yang konsisten.

SDCA1 3 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Tahunan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus membuat rencana operasional untuk setiap bulan dari rencana operasi tahunan, yang berisi prakiraan berikut:

- a. beban puncak (MW) distribusi dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi (MWh) dan prakiraan beban puncak tahunan setiap GI dari pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- b. beban puncak setiap titik sambung dan rugi-rugi transmisi; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 15 Desember sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi tahunan.

SDCA1 3.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Tahunan

Dalam pembuatan prakiraan beban tahunan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data berikut:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. prakiraan beban tahunan dan faktor beban tahunan yang diperoleh dari prakiraan beban untuk sistem;
- c. statistik penjualan listrik ke pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- d. statistik beban puncak harian;
- e. catatan langgam kurva beban harian sistem;

- f. kebijakan cadangan operasi yang ditentukan dalam Aturan Operasi (OC); dan
- g. informasi lain yang relevan.

SDCA1 4 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi bulanan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) ke setiap area;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan; dan
- c. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan paling lambat tanggal 10 setiap bulan sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi bulanan.

SDCA1 4.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Bulanan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi bulanan:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam penyusunan rencana operasi tahunan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- c. statistik kebutuhan beban puncak dan beban minimum harian;
- d. kebijakan cadangan operasi yang sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- e. informasi lain yang relevan.

SDCA1 5 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan beban untuk rencana operasi mingguan yang terdiri atas:

- a. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada setiap titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam; dan

- d. kebutuhan margin cadangan.

Prakiraan beban tersebut harus diselesaikan setiap hari Kamis sebelum waktu pelaksanaan rencana operasi mingguan.

SDCA1 5.1 Pertimbangan dalam Pembuatan Prakiraan Beban Mingguan

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan faktor atau data dalam penyusunan rencana operasi mingguan:

- a. prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana bulanan;
- b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, khususnya catatan rinci data minggu terakhir yang sudah tersedia;
- c. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana dimaksud dalam Aturan Operasi; dan
- d. informasi lain yang relevan.

SDCA1 6 Prakiraan Beban untuk Rencana Operasi Harian

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempersiapkan prakiraan berikut untuk pelaksanaan atau *dispatch* bagi unit pembangkit yang sudah menggunakan SCADA periode maksimal setiap setengah jam dan yang belum menggunakan SCADA periode maksimal setiap 1 (satu) jam dari rencana atau *predispatch* harian:

- a. beban puncak (MW) pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik berdasarkan prakiraan kebutuhan energi dalam rencana operasi mingguan;
- b. kebutuhan energi (MWh) dan beban puncak (MW) pada titik sambung dan rugi-rugi jaringan;
- c. kebutuhan total beban (MW) setiap 1 (satu) jam dengan memperhitungkan pengurangan beban akibat pemeliharaan jaringan terencana sesuai *working permit* (izin kerja) yang diterbitkan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero); dan
- d. kebutuhan margin cadangan.

SDCA1 6.1 Jadwal Penyelesaian Prakiraan Beban Harian

Prakiraan beban yang dibuat untuk kebutuhan *dispatch* harian harus siap paling lambat pukul 15.00 sehari sebelum waktu pelaksanaan *dispatch* harian

- SDCA1 6.2 Dalam pembuatan prakiraan harian, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan beberapa faktor sebagai berikut:
- a. prakiraan beban yang digunakan dalam pembuatan rencana operasi mingguan;
 - b. statistik penjualan listrik pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik;
 - c. statistik beban puncak siang dan malam, khususnya data hari terakhir yang tersedia;
 - d. statistik beban hari libur dan hari khusus lainnya;
 - e. prakiraan cuaca;
 - f. kebutuhan cadangan operasi sebagaimana diatur dalam Aturan Operasi; dan
 - g. informasi lain yang relevan.

Appendix 2: Rencana Pemeliharaan

SDCA2 1 Pendahuluan

SDCA2 1.1 *Appendix* ini menguraikan pengkoordinasian pemeliharaan unit pembangkit, GI dan transmisi, serta pengeluaran unit pembangkit dan fasilitas jaringan untuk kepentingan pekerjaan konstruksi, perbaikan, pengujian, dan pemeliharaan.

SDCA2 1.2 Rencana pemeliharaan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan rencana atau jadwal lain yang relevan untuk menjamin pemenuhan kapasitas pembangkitan memenuhi prakiraan beban, termasuk kebutuhan cadangan.

SDCA2 1.3 Dalam hal informasi yang dibutuhkan pada *Appendix* ini untuk hari selain hari kerja, informasi tersebut harus disampaikan pada hari kerja terakhir sebelum hari yang dimaksudkan.

SDCA2 1.4 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus berusaha untuk mengakomodir permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) untuk mengeluarkan unit pembangkit atau transmisi pada hari tertentu. Permintaan tersebut mungkin harus ditolak oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem. Dalam hal permintaan pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) tidak dipenuhi serta konsultasi dan prosedur penyelesaian perselisihan sudah dilaksanakan, pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menerima keputusan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)

mengenai penentuan waktu pengeluaran unit pembangkit atau peralatan transmisi yang bersifat final dan mengikat.

SDCA2 2 Tujuan

SDCA2 2.1 Tujuan *Appendix* ini untuk menetapkan peraturan bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dalam mengoordinasikan pengeluaran unit pembangkit, peralatan transmisi, atau fasilitas jaringan terencana (*planned outages*), dengan:

- a. mempertahankan kapasitas pembangkitan dan jaringan yang memadai untuk memenuhi prakiraan beban termasuk cadangan operasi; dan
- b. melindungi keandalan, keekonomian, dan kualitas operasi sistem dalam mengeluarkan unit pembangkit atau suatu fasilitas jaringan untuk pemeliharaan atau perbaikan.

SDCA2 3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan 1 (Satu) Tahun

SDCA2 3.1 Pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan usulan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai program pengeluaran unit pembangkit (*outages program*) 1 (satu) tahun berikutnya untuk setiap unit pembangkit, GI, dan transmisi. Usulan tersebut harus mencakup:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. identifikasi peralatan transmisi;
- c. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- d. kapasitas (kA dan MVA) peralatan transmisi;
- e. alasan pengeluaran unit pembangkit (*outages*) dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- f. perkiraan lamanya waktu keluar dari sistem (*outages*) dalam harian dan mingguan; dan
- g. tanggal mulai keluar dari sistem yang diinginkan; dan
- h. apabila jadwal fleksibel, tanggal paling awal mulai pelaksanaan *outages* dan tanggal paling lambat penyelesaian.

SDCA2 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan dengan mempertimbangkan:
 1. prakiraan beban sistem (*grid*);
 2. jadwal pemeliharaan yang terdahulu;
 3. usulan pengelola pembangkit;
 4. usulan pengelola transmisi PT PLN (Persero);

5. kebutuhan untuk pengeluaran komponen dari sistem (*grid*);
 6. kebutuhan meminimalkan total biaya operasi sistem sehubungan dengan pengeluaran komponen dari sistem; dan
 7. faktor lain yang relevan.
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) mengenai pengalokasian waktu tanggal mulai dan penyelesaian masing-masing pengeluaran (*outages*) unit pembangkit atau peralatan transmisi yang sudah final.

SDCA2 3.3 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana atau jadwal pemeliharaan (*planned outages*) yang dialokasikan untuk unit pembangkitnya, pengelola pembangkit tersebut dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 10 Desember dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terkait. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, jadwal yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 3.4 Pengelola pembangkit harus menyampaikan koreksi rencana atau jadwal pemeliharaan unit pembangkit (*provisional*) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang merefleksikan setiap revisi termasuk perubahan yang telah disepakati dengan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 3.3 paling lambat tanggal 1 Mei.

SDCA2 3.5 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. merevisi dan menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir, dengan mempertimbangkan:
 1. rencana atau jadwal pemeliharaan yang dibuat sesuai yang diatur dalam SDCA2 3.2;
 2. setiap perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan yang sebelumnya telah disepakati sesuai yang diatur dalam SDCA2 3.3;

3. revisi rencana pengeluaran unit pembangkit yang disampaikan ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai yang diatur dalam SDCA2 3.4;
 4. alasan pengeluaran instalasi dari sistem (unit pembangkit atau jaringan);
 5. kebutuhan untuk meminimalkan total biaya operasi sistem atas pengeluaran (*outages*) dari sistem; dan
 6. faktor lain yang relevan; dan
- b. menyampaikan alokasi mutakhir tanggal mulai dan penyelesaian setiap permohonan pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) secara tertulis kepada pengelola pembangkit paling lambat tanggal 15 Juli.

SDCA2 3.6 Dalam hal pengelola pembangkit tidak setuju dengan rencana pengeluaran (*outages*) yang direvisi oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atas unit pembangkitnya, pengelola pembangkit dapat menyampaikan keberatan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 20 Juli dan menjelaskan alasannya. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit harus mendiskusikan permasalahan tersebut dan mencari jalan penyelesaian. Dalam hal perubahan yang diinginkan oleh pengelola pembangkit tidak mengancam keamanan sistem atau tidak mengakibatkan tambahan biaya operasi yang signifikan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyetujui usulan perubahan tersebut. Dalam hal penyelesaian permasalahan memerlukan keterlibatan pengelola pembangkit lainnya, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat menyelenggarakan rapat dengan mengundang pihak yang terlibat. Dalam hal terjadi perubahan rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana atau jadwal pemeliharaan yang mutakhir harus segera diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

SDCA2 4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Tahun Berjalan

SDCA2 4.1 Rencana atau jadwal pemeliharaan tahun berjalan harus didasarkan pada rencana atau jadwal pemeliharaan final yang diterbitkan pada tahun sebelumnya. Dalam hal dilakukan revisi rencana atau jadwal pemeliharaan, rencana tersebut harus dipertahankan untuk sisa waktu tahun berjalan.

SDCA2 4.2 Dalam hal pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang tidak ditentukan dalam rencana atau jadwal pemeliharaan final atau pengeluaran (*outages*) mengakibatkan perubahan situasi, pengelola pembangkit harus segera memberitahukan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai informasi terkait:

- a. identifikasi unit pembangkit;
- b. kapasitas (MW) unit pembangkit;
- c. alasan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit dan tanggal penyelesaian pekerjaan;
- d. perkiraan lama waktu padam (*outages*) yang diusulkan dan waktu padam (*outages*) yang disepakati (apabila perlu dalam satuan waktu hari dan minggu); dan
- e. tanggal mulai padam padam (*outages*) yang diusulkan dan tanggal padam (*outages*) yang disepakati.
- f. apabila jadwal fleksibel, tanggal paling awal mulai pelaksanaan *outages* dan tanggal paling lambat penyelesaian.

SDCA2 4.3 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Bulanan

SDCA2 4.3.1 Pada minggu ke-4 setiap bulan pada tahun berjalan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan untuk bulan berikutnya dan melakukan revisi dengan mempertimbangkan:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan final untuk bulan terkait tahun berjalan;
- b. revisi prakiraan beban;
- c. permohonan pengeluaran (*outages*) baru atau revisi rencana yang telah ada sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2; dan
- d. faktor lainnya yang relevan.

SDCA2 4.3.2 Pada akhir minggu ke-4 setiap bulan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. membuat rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan final untuk bulan berikutnya; dan
- b. menyampaikan kepada pengelola pembangkit mengenai alokasi mutakhir tanggal mulai dan berakhirnya pelaksanaan pekerjaan setiap pengeluaran (*outages*) unit pembangkit yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk bulan berikutnya.

SDCA2 4.4 Rencana atau Jadwal Pemeliharaan Mingguan

SDCA2 4.4.1 Dalam hal pengelola pembangkit memerlukan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) (termasuk pengeluaran (*outages*) tidak terencana) 2 (dua) minggu mendatang, pengelola pembangkit harus menyampaikan usulan perubahan paling lambat hari Rabu pukul 16:00 minggu berjalan. Usulan tersebut harus mencakup data sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2.

SDCA2 4.4.2 Setelah menerima usulan perubahan jadwal pengeluaran (*outages*) dari pengelola pembangkit (yang disampaikan berdasarkan SDCA2 4.4.1), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus memeriksa rencana atau jadwal pemeliharaan minggu berikutnya dan melakukan revisi dalam jangka waktu paling lama 12 (dua belas) jam, dengan mempertimbangkan:

- a. rencana atau jadwal pemeliharaan bulanan untuk minggu terkait;
- b. revisi prakiraan beban untuk minggu terkait;
- c. perkiraan kesiapan kapasitas yang tersedia dari unit pembangkit dan asesmen risiko dari kemungkinan bahwa sebagian kapasitas yang diperkirakan siap menjadi tidak siap dengan alasan di luar rencana;
- d. usulan pengeluaran (*outages*) unit pembangkit oleh pengelola pembangkit sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.4.1;
- e. keluarnya atau terganggunya fasilitas (*grid*) di luar rencana; dan
- f. faktor lain yang relevan.

SDCA2 4.4.3 Setiap hari Kamis pukul 15:00, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan rencana atau jadwal pemeliharaan mingguan untuk minggu berikutnya; dan
- b. menyampaikan secara tertulis kepada pengelola pembangkit mengenai tanggal mulai dan selesai padam (*outages*) yang diminta oleh pengelola pembangkit untuk minggu berikutnya.

SDCA2 4.4.4 Apabila terdapat unit pembangkit, GI, dan transmisi memerlukan perubahan jadwal *outages* (termasuk *outages* tidak terencana) dalam waktu minggu berjalan namun tidak terakomodir dalam rencana mingguan yang telah diterbitkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pengelola pembangkit dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) harus menyampaikan usulan paling lambat 2 (dua) hari kerja sebelum jadwal *outages* (H-2 hari kerja) pukul 15.00, yang selanjutnya akan diperiksa dan dipertimbangkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Usulan tersebut disampaikan sebagai *working order* dan harus

mencakup data sebagaimana dimaksud dalam SDCA2 4.2. dengan tambahan informasi sebagai berikut:

- a. penanggung jawab pekerjaan;
- b. pengawas pekerjaan;
- c. pengawas K3;
- d. *one line diagram* lokasi pekerjaan dengan diberi *marking* pada area kerja yang dinyatakan harus bebas tegangan; dan
- e. *standard operational procedures* (SOP) lokal pelaksanaan pekerjaan.

SDCA2 4.4.5 Setiap 1 (satu) hari kerja pukul 15.00 sebelum jadwal *outages* (H-1 hari kerja) sesuai usulan atau *working order* yang disampaikan oleh pengelola pembangkit dan pengelola transmisi PT PLN (Persero), pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus:

- a. menerbitkan dan menyampaikan *working permit* atau izin kerja sebagai tanggapan atas *working order* kepada masing-masing pengelola pembangkit dan pengelola transmisi PT PLN (Persero) yang membuat *working order* dan pihak lain yang dianggap memiliki keterkaitan dengan pelaksanaan *working permit* tersebut; dan
- b. memastikan *working permit* yang telah terbit sudah diterima dan dipahami oleh pelaksana pengatur operasi sistem *realtime* atau *dispatcher*.

Appendix 3 : Pernyataan atau Deklarasi Pengelola Pembangkit

SDCA3 1 Pendahuluan

SDCA3 1.1 *Appendix* ini menjelaskan parameter karakteristik pengoperasian unit pembangkit yang harus dideklarasikan atau dinyatakan oleh pengelola pembangkit. Pernyataan tersebut harus merefleksikan karakteristik pengoperasian sesungguhnya atas unit pembangkit yang ditentukan berdasarkan kebiasaan yang sudah diterima (*good utility practice*).

SDCA3 1.2 Untuk unit pembangkit termal, pengelola pembangkit harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengenai karakteristik kesiapan sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit).

SDCA3 1.3 Untuk unit pembangkit hidro (PLTA), kategori kesiapan unit pembangkit sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.1.1 (Definisi Kesiapan Unit Pembangkit) tidak berlaku dan dapat diabaikan.

SDCA3 2 Pernyataan Pengelola Pembangkit

SDCA3 2.1 Kesiapan Unit Termal untuk Sinkronisasi

SDCA3 2.1.1 Definisi Kesiapan Unit Pembangkit

Pengelola pembangkit harus memberikan informasi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam 4 (empat) kondisi yaitu dingin, hangat, panas, dan sangat panas. Definisinya sebagai berikut:

- dingin : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam.
- hangat : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu lebih dari 1 (satu) jam sampai dengan 4 (empat) jam.
- panas : suhu turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan unit pembangkit disinkronisasi dalam waktu sampai dengan 1 (satu) jam.
- sangat panas : suhu dan tekanan turbin dan *boiler* pada tingkat yang memungkinkan pemutaran (*rolling*) turbin untuk unit pembangkit segera disinkronisasi setelah menerima instruksi melakukan sinkronisasi.

SDCA3 2.2 Karakteristik Pengoperasian

SDCA3 2.2.1 Set pertama karakteristik pengoperasian mengenai kemampuan daya *output* serta kemampuan perubahan daya aktif dan daya reaktif, termasuk:

- a. kapasitas daya aktif maksimum dan minimum untuk kemungkinan konfigurasi operasi, seperti jumlah *boiler feed pump* (BFP), jumlah *mill* untuk unit pembangkit berbahan bakar batubara, dan jumlah turbin gas dan HRSG untuk PLTGU;
- b. kemampuan daya reaktif, memproduksi daya reaktif (faktor daya atau *power factor lagging/pf lagging*), dan menyerap daya reaktif (faktor daya atau *power factor leading/pf leading*) pada tingkat pembebanan tertentu;
- c. batasan tingkat pembebanan *governor* dan setelan (*setting*) *droop*;

- d. lama waktu *start up*, biaya *start up*, waktu keluar minimum, dan biaya mempertahankan kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi dalam kondisi dingin, hangat, panas, dan sangat panas;
- e. tingkat beban sesaat setelah sinkron;
- f. kecepatan penambahan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- g. kecepatan penurunan beban (dalam MW/menit) untuk tingkat beban yang berbeda;
- h. waktu operasi minimum; dan
- i. perubahan bahan bakar maksimum yang dapat dilakukan dalam periode 24 (dua puluh empat) jam (apabila diperlukan).

SDCA3 2.2.2 Set kedua karakteristik pengoperasian mengenai keekonomian operasi unit pembangkit. Pengelola pembangkit harus menyampaikan informasi keekonomian operasi unit pembangkitnya, sesuai yang diatur dalam SDCA3 2.2.3 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal) atau SDCA3 2.2.4 (Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)). Karakteristik operasi ini biasa disebut sebagai karakteristik operasi ekonomis.

SDCA3 2.2.3 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Termal

Terdapat 2 (dua) pilihan penyampaian karakteristik operasi ekonomis unit pembangkit termal, sebagai berikut:

1. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit sebagai berikut:
 - a. bahan bakar, yaitu pernyataan atas jenis bahan bakar yang digunakan unit pembangkit;
 - b. kandungan energi spesifik setiap jenis bahan bakar, yaitu kandungan *british thermal unit* (BTU) atau kilokalori per satuan volume atau berat;
 - c. energi untuk *start up*, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/*start up* atau kilokalori/*start up* untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan sinkronisasi unit pembangkit;
 - d. energi ke putaran penuh, yaitu kebutuhan energi dalam *british thermal unit* (BTU)/jam atau kilokalori/jam untuk mempertahankan unit pembangkit siap sinkron;

- e. data *heat rate*, yaitu kecepatan perubahan energi dalam *british thermal unit (BTU)/MWh* atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk perubahan daya *output* unit pembangkit;
 - f. data perubahan *heat rate*, yaitu kecepatan pertambahan energi dalam *british thermal unit (BTU)/MWh* atau kilokalori/MWh yang dibutuhkan untuk menghasilkan perubahan daya *output* unit pembangkit;
 - g. energi *start up standby*, yaitu energi dalam *british thermal unit (BTU)* atau kilokalori yang dibutuhkan untuk memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke kondisi yang sangat panas;
 - h. energi *standby* panas, yaitu energi dalam *british thermal unit (BTU)/jam* atau kilokalori/jam yang dibutuhkan untuk mempertahankan *boiler* dan turbin dalam kondisi panas;
 - i. biaya O&M *start up*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* sehubungan dengan proses *start up*;
 - j. biaya O&M daya (*output*), yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/MWh untuk proses memproduksi daya *output*;
 - k. biaya O&M *start up standby*, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/*start up* untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin ke kondisi panas; dan
 - l. biaya O&M *standby* panas, yaitu biaya O&M nonbahan bakar dalam rupiah/jam untuk mempertahankan kesiapan *boiler* dan turbin pada kondisi panas.
2. pengelola pembangkit memberikan informasi setiap unit pembangkit termalnya sebagai berikut:
 - a. harga *start up* unit pembangkit dalam rupiah/jam, untuk beberapa tingkat kondisi kesiapan unit pembangkit untuk sinkronisasi;
 - b. harga beban minimum, yaitu harga dalam rupiah/jam untuk mempertahankan unit pembangkit tetap beroperasi (sinkron) pada beban minimum;
 - c. harga inkremental, yaitu harga *output* dalam rupiah/MWh sebagai tambahan terhadap harga beban minimum;

- d. harga *start up standby*, yaitu harga dalam rupiah/*start up*, untuk proses memanaskan *boiler* dan turbin dari kondisi dingin ke tingkat kondisi yang sangat siap; dan
- e. harga kesiapan panas, yaitu harga dalam rupiah/jam, untuk mempertahankan *boiler* pada kondisi unit pembangkit siap sinkron.

SDCA3 2.2.4 Karakteristik Operasi Ekonomis Unit Pembangkit Hidro (PLTA)

Untuk PLTA *run of river* tidak diperlukan karakteristik operasi ekonomis.

Data pengoperasian untuk unit pembangkit PLTA waduk harus meliputi:

- a. tinggi muka air (TMA) dan/atau volume waduk saat laporan; dan
- b. debit air masuk waduk dan debit air keluar untuk keperluan nonlistrik.

Appendix 4 : Perintah *Dispatch* (Pelaksanaan)

SDCA4 1 Pendahuluan

SDCA4 1.1 Perintah *dispatch* harus mencakup paling sedikit informasi berikut:

- a. nama para operator;
- b. identifikasi unit pembangkit yang dituju atau dimaksudkan oleh perintah *dispatch*;
- c. tugas yang harus dilaksanakan pada unit pembangkit atau tingkat pembebanan unit pembangkit yang diperintahkan;
- d. waktu saat unit pembangkit di-*start* sesuai dengan perintah (apabila waktunya berbeda dengan waktu penyampaian perintah); dan
- e. dalam hal dianggap perlu, memberikan target waktu saat tingkat pembebanan tertentu sudah harus dicapai atau perintah sudah harus selesai dilaksanakan.

Pihak yang menerima perintah lisan harus diminta untuk mengulang isi perintah untuk menjamin bahwa perintah tersebut dimengerti. *Dispatcher* harus mencatat perintah dan waktu pemberian perintah tersebut dalam buku catatan (*log*).

SDCA4 1.2 Contoh jenis perintah utama dari *dispatcher* tercantum dalam SDCA4 2 sampai dengan SDCA4 7. Pada setiap contoh, dianggap bahwa kebutuhan saling memberitahu nama operator telah dilaksanakan. Sebuah perintah dapat mencakup waktu *start* dan waktu target.

SDCA4 2 Perintah Mengubah Tingkat Pembebanan

Pada setiap contoh, perintah untuk Unit 1 mengubah beban menjadi 50 MW, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 13.00:

- a. dalam hal perintah harus segera dilaksanakan:
"Unit 1 menjadi 50 MW, sekarang"
- b. dalam hal perintah mulai dilaksanakan 1 (satu) jam kemudian:
"Unit 1 menjadi 50 MW, dimulai pada pukul 14.00"
- c. dalam hal perintah tingkat beban yang diperintahkan harus dicapai pada pukul 13.30:
"Unit 1 menjadi 50 MW pada pukul 13.30"

SDCA4 3 Perintah untuk Sinkronisasi

SDCA4 3.1 Perintah sinkronisasi biasanya langsung disertai dengan perintah pembebanan. Dalam hal tingkat pembebanan tidak termasuk dalam perintah yang diberikan, unit pembangkit harus disinkronkan dan segera dibebani ke tingkat beban minimum (sesuai dengan kecepatan pembebanan yang saat itu berlaku), kemudian segera melapor pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) bahwa unit pembangkit telah dibebani dengan beban minimum. Dalam memberikan perintah sinkronisasi, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mempertimbangkan waktu untuk proses sinkronisasi yang diberikan pengelola pembangkit dan memberikan suatu target waktu sinkronisasi tersebut.

SDCA4 3.2 Pada contoh berikut, Unit 1 telah diperintahkan sinkron dan berbeban minimum, dengan waktu pemberian perintah pada pukul 08.00. Waktu sejak pemberitahuan kepada pengelola pembangkit untuk sinkronisasi selama 4 (empat) jam.

Dalam contoh ini, waktu yang dibutuhkan untuk sinkronisasi sesuai dengan waktu pemberitahuan:

"Unit 1 sinkron pada pukul 12.00, beban 50 MW"

SDCA4 4 Perintah *Shut Down* atau Mengeluarkan Unit Pembangkit dari Operasi Sistem

SDCA4 4.1 Perintah untuk mengeluarkan dari operasi sistem harus diartikan sebagai perintah untuk melepas PMT unit pembangkit dan mengeluarkan unit pembangkit dari sistem.

Contoh perintah sebagai berikut:

- a. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem sesegera mungkin, maka perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 sekarang"

dan operator unit pembangkit harus segera melepas PMT unit pembangkit tersebut;

- b. apabila Unit 1 diperlukan keluar dari operasi sistem dalam beberapa waktu kemudian, perintahnya:

"Keluarkan Unit 1 pada pukul 11.30"

SDCA4 4.2 Perintah untuk *shut down* (mematikan) unit pembangkit harus diartikan sebagai kebutuhan mengurangi daya *output* unit pembangkit ke tingkat beban minimum sebelum melepaskannya dari sistem. Perintah mengeluarkan unit pembangkit harus mempertimbangkan kecepatan penurunan beban unit pembangkit dan/atau sesuai perintah pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku operator sistem. Pada contoh berikut, unit pembangkit 1 sedang beroperasi dengan beban 50 MW, mempunyai karakteristik kecepatan penurunan beban 2,5 MW/menit dan tingkat beban minimumnya 5 MW, perintahnya:

"Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 10.00 dan lepaskan pada pukul 10.18"

atau

"Mulai proses mengeluarkan Unit 1 pada pukul 12.00, penurunan beban 2,5 MW/menit, dan lepaskan pada pukul 12.23"

SDCA4 5 Pengaturan Frekuensi

SDCA4 5.1 Perintah Mengaktifkan atau Mematikan Pengatur beban Otomatis (AGC)

SDCA4 5.2 Contoh perintah untuk mengaktifkan atau mematikan AGC

"Unit 1 beroperasi AGC pada pukul 12.00";

dan

"Unit 1 beroperasi tanpa AGC pada pukul 12.00".

SDCA4 6 Perintah Menyediakan Cadangan Operasi

Perintah menyediakan cadangan operasi biasanya diberikan sebagai bagian dari perintah pembebanan. Contohnya:

"Beban Unit 1 menjadi 50 MW dan pertahankan 10 MW cadangan".

SDCA4 7 Perintah Menyediakan Dukungan Tegangan

Untuk menjaga tegangan sistem, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dapat memerintahkan beberapa unit pembangkit dengan berbagai cara.

Contoh perintah sebagai berikut:

"Unit 1 membangkitkan daya reaktif maksimum"

"Pertahankan tegangan 152 kV pada *busbar* 150 kV pembangkit"

"Pertahankan tegangan maksimum Unit 1"

ATURAN TRANSAKSI TENAGA LISTRIK
(SETTLEMENT CODE - SC)

Aturan Transaksi Tenaga Listrik menjelaskan peraturan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pelayanan energi.

SC 1 Pendahuluan

Pembayaran dan biaya yang dikenakan atas transaksi pada sistem dihitung berdasarkan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan pembangkit, serta berdasarkan ketentuan kontrak antara para pihak. Semua transaksi tenaga listrik harus berdasarkan mekanisme kontraktual. Aturan ini harus diperbarui seiring dengan perubahan dan perkembangan jenis kontrak dan pasar tenaga listrik.

SC 2 Penagihan dan Pembayaran

SC 2.1 Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pembangkit

Periode penagihan untuk pengelola pembangkit dimulai sejak pukul 10.00 WIB hari pertama setiap bulan sampai dengan pukul 10.00 WIB hari pertama bulan. Meter dibaca pada pukul 10.00 WIB hari pertama setiap bulan dan dituangkan dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero) paling lambat 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter dan data pendukung transaksi lainnya, atau lebih awal jika ditentukan oleh PJBL. Proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi milik PT PLN (Persero) yang disepakati para pihak dan berlaku secara legal.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang diproduksi oleh pengelola pembangkit berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.2 Pembayaran kepada Unit Pembangkit

Pembayaran untuk pembelian tenaga listrik jangka panjang dilakukan secara bulanan dan tahunan dari pengelola pembangkit berdasarkan PJBL atau perjanjian kontraktual lainnya dengan PT PLN (Persero). Pembayaran tersebut meliputi namun tidak terbatas pada pembayaran atas kapasitas, energi, dan *ancillary services*. Pembayaran *ancillary services* paling sedikit meliputi:

- a. daya reaktif dan pengendalian tegangan;
- b. pengaturan frekuensi (*load following* dan *ramp rate*);
- c. *black start*;
- d. pembebanan di bawah technical minimum load (TML);
- e. *house load*; dan
- f. *start up*.

Pembayaran energi diperhitungkan dari total perintah *dispatch* dikurangi saat kondisi pembangkit *derating* dengan sumber data meter transaksi. Energi yang dibangkitkan di atas perintah *dispatch* tidak diperhitungkan dengan toleransi yang diizinkan lebih atau kurang 2% (dua persen) terhadap rencana operasi harian atau perintah *dispatch* pada setiap slot waktu pemantauan, kecuali untuk unit pembangkit dengan status AGC aktif atau LFC aktif. Untuk verifikasi AGC atau LFC untuk status aktif, besaran dan waktunya ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit berdasarkan data event logger pada master station yang akan menjadi salah satu acuan dalam perhitungan pembayaran energi yang dibangkitkan.

Unit pembangkit dapat dikenai penalti jika tidak dapat memenuhi kemampuan teknis pembangkit yang telah disepakati antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit.

SC 2.3 Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan perhitungan energi bulanan yang dikonsumsi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) terkait. Konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan diperlakukan sebagai pelanggan pengelola distribusi PT PLN (Persero).

SC2.4 Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Pemanfaatan Bersama Jaringan Transmisi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak penyewa transmisi dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui jaringan transmisi yang disewa oleh penyewa jaringan berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan penyewa jaringan.

SC 2.5 Jadwal Berita Acara Transaksi Tenaga Listrik Sistem Interkoneksi

Periode penagihan untuk pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dimulai pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya sampai dengan pukul 10:00 hari pertama bulan berikutnya. Meter dibaca pada pukul 10:00 hari pertama setiap bulannya dan dituangkan ke dalam berita acara pembacaan meter. Dalam hal tidak terdapat perselisihan mengenai data yang dibaca, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara transaksi tenaga listrik antara pihak pemilik sistem interkoneksi dan PT PLN (Persero) paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter.

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyiapkan data perhitungan energi bulanan yang melalui sistem interkoneksi berdasarkan berita acara pembacaan meter antara pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pemilik sistem interkoneksi terkait.

SC 3 Penyelesaian Perselisihan Transaksi

Salinan data meter transaksi, catatan penjadwalan dan pembebanan unit pembangkit, serta data dan informasi lainnya yang digunakan untuk pembuatan tagihan dan pembayaran disediakan berdasarkan permintaan. Dalam hal terdapat pertanyaan atau sanggahan terhadap suatu data pendukung, pertanyaan atau sanggahan tersebut disampaikan secara tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

Dalam hal terdapat prosedur penyelesaian perselisihan dalam:

- a. PJBL antara pengelola pembangkit dan PT PLN (Persero), penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam PJBL yang berlaku; atau
- b. perjanjian antara pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik, penyelesaian perselisihan berdasarkan ketentuan dalam perjanjian yang berlaku.

Dalam hal proses penyelesaian perselisihan tidak diatur dalam perjanjian, proses penyelesaian perselisihan dilakukan secara musyawarah mufakat. Dalam hal tidak tercapai penyelesaian secara musyawarah mufakat, perselisihan diselesaikan melalui badan arbitrase.

SC 4 Pemrosesan Data Meter

SC 4.1 Pemrosesan data meter pembangkit termasuk EBT Intermiten

- a. dalam waktu 2 (dua) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) telah memperoleh dan melakukan validasi data meter semua unit pembangkit yang dituangkan dalam berita acara pembacaan meter;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero);
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan pada aplikasi dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WIB. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transaksi tenaga listrik yang telah disahkan kepada pengelola pembangkit dalam waktu 7 (tujuh) hari kerja setelah menerima berita acara pembacaan meter yang dilengkapi data pendukung transaksi lainnya. Semua berita acara dan dokumen pendukung transaksi menjadi dasar pengajuan tagihan kepada PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain).
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data;
- g. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyerahkan data rekaman energi impor (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero)

untuk diperhitungkan dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan

- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC 4.2 Pemrosesan Data Meter Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pemrosesan data meter pengelola distribusi PT PLN (Persero) mengikuti langkah berikut:

- a. dalam waktu paling lama 4 (empat) hari setelah akhir periode penagihan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola distribusi PT PLN (Persero) harus memperoleh dan melakukan validasi data meter semua trafo di GI;
- b. proses verifikasi dan pengesahan berita acara pembacaan meter dilakukan melalui aplikasi secara *online* milik PT PLN (Persero);
- c. koreksi data transaksi bulan berjalan pada aplikasi dapat dilakukan paling lambat tanggal 5 pukul 16:00 WIB. Jika melampaui periode tersebut, koreksi akan diakumulasi pada periode transaksi bulan berikutnya (N+1);
- d. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan berita acara transfer tenaga listrik kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) paling lambat tanggal 7 bulan berjalan. Semua berita acara tersebut menjadi dasar perhitungan transfer tenaga listrik dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero);
- e. jika data meter transaksi tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter pembanding harus digunakan. Jika data meter pembanding tidak lengkap atau terdapat kesalahan, data meter yang dipergunakan sesuai yang diatur dalam Aturan Pengukuran (MC 8 – Hal Lain);
- f. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan berita acara khusus berkaitan dengan koreksi terhadap kesalahan data meter dan menyerahkan berita acara tersebut kepada pengelola distribusi PT PLN (Persero) segera setelah suatu kesalahan teridentifikasi;
- g. pengelola distribusi PT PLN (Persero) memproses data rekaman energi impor unit pembangkit (energi dari jaringan yang diterima unit pembangkit) dengan menggunakan mekanisme tarif dasar listrik; dan
- h. semua data meter yang diperoleh serta informasi validasi dan koreksi disimpan dalam basis data yang aman dalam jangka waktu paling singkat 5 (lima) tahun.

SC 4.3 Pemrosesan Data Meter Konsumen Tenaga Listrik oleh Pengelola Distribusi PT PLN (Persero)

Pengelola distribusi PT PLN (Persero) bertanggung jawab atas pemrosesan data meter semua konsumen tenaga listrik. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) tidak ikut dalam pemrosesan data terkait penagihan. Proses verifikasi dan validasi pencatatan meter konsumen tenaga listrik untuk keperluan internal PT PLN (Persero) dilakukan melalui aplikasi secara online milik PT PLN (Persero).

SC 5 Aplikasi Proses Transaksi Tenaga Listrik

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) mengembangkan dan mengaplikasikan perangkat lunak proses transaksi tenaga listrik berdasarkan ketentuan PJBL dan perangkat lunak tersebut harus divalidasi dan diakui oleh pihak yang bertransaksi sebelum diterapkan.

SC 6 ketersediaan Data Meter untuk Pihak Lain

Data meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dikategorikan sebagai tidak rahasia (nonconfidential) dan tersedia bagi pihak lain atas permintaan. Data yang dapat diminta termasuk:

- a. jumlah energi listrik yang dijual atau dibeli setiap setengah jam;
- b. harga rata-rata energi listrik yang dijual atau dibeli; dan
- c. data terukur pada setiap titik interkoneksi.

Permintaan data harus mengikuti prosedur tetap yang berlaku pada PT PLN (Persero).

SC 7 Ketentuan Lainnya

Ketentuan dan prosedur transaksi tenaga listrik yang tidak ditetapkan dalam aturan ini akan diatur lebih lanjut dalam prosedur tetap transaksi tenaga listrik yang disepakati para pihak yang bertransaksi.

ATURAN PENGUKURAN
(METERING CODE - MC)

Aturan Pengukuran menjelaskan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter transaksi yaitu meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik pada titik sambungan.

MC 1 Kriteria Pengukuran

MC 1.1 Besaran yang Diukur

Meter harus terpasang melalui trafo arus dan trafo tegangan pada setiap titik sambung untuk mengukur besaran berikut ini:

- a. kWh ekspor;
- b. kWh impor;
- c. kVARh ekspor;
- d. kVARh impor;
- e. kVAh ekspor;
- f. kVAh impor;
- g. tegangan *phase* RST Netral;
- h. arus *phase* RST Netral;
- i. frekuensi;
- j. faktor daya per *phase*;
- k. daya aktif, reaktif, dan semu; dan
- l. daya kVA maksimum (tidak perlu untuk sambung ke generator).

Arah ekspor menunjukkan aliran energi dari sumber (pembangkit ke *grid* atau dari *grid* ke beban).

MC 1.2 Urutan Kanal Rekaman *Load Profile*

Meter terpasang harus dapat mencatat dan merekam besaran energi dan *instantaneous* per interval 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit dengan urutan sebagai berikut:

- a. kWh ekspor;
- b. kVARh ekspor;
- c. kWh impor;
- d. kVARh impor;
- e. tegangan *phase* R;
- f. tegangan *phase* S;

- g. tegangan *phase* T;
- h. arus *phase* R
- i. arus *phase* S;
- j. arus *phase* T;
- k. *cosphi* total;
- l. frekuensi;
- m. daya aktif; dan
- n. daya reaktif.

Satuan energi dinyatakan dalam orde kilo, satuan tegangan dalam orde kilo, satuan arus unity, satuan *cosphi* < 1, satuan frekuensi dalam unity, dan satuan daya dalam orde mega.

MC 1.3 Ketelitian

MC 1.3.1 Ketelitian Meter untuk Semua Titik Sambung

Setiap komponen meter harus memenuhi standar ketelitian minimum sebagai berikut:

a. Trafo Instrumen

Trafo tegangan harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 standar IEC 60044-2 dan IEC 60044-5 atau perubahannya. Trafo arus harus memiliki ketelitian sesuai dengan kelas 0.2 standar IEC 60044-1 atau perubahannya. Untuk trafo instrumen jenis *combined* menggunakan standar IEC 60044-3 atau perubahannya.

b. Meter kilowatt-hour (kWh *Active Meter*)

Setiap meter kWh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 0.2 S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang mendukung pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*) serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

c. Meter kiloVAr-hour (kVArh *Reactive Meter*)

Setiap meter kVArh harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *solid state*, 3 (tiga) *phase* 4 (empat) kawat, memiliki registrasi ekspor dan impor, ketelitian kelas 2.0, dan memenuhi standar IEC 62053-23 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan yang pembacaan untuk perekaman jarak jauh (*remote reading*), serta mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

d. Meter Daya kVA Maksimum

Setiap meter daya kVA-maksimum harus dari jenis elemen 3 (tiga) arus, *multiple tariff*, *solid state* yang memiliki registrasi, ketelitian kelas 0.5S, dan memenuhi standar IEC 62053-22 atau perubahannya. Masing-masing meter dilengkapi dengan peralatan pulsa untuk transmisi ke suatu alat perekam atau mempunyai fasilitas untuk menyimpan data dan informasi sesuai yang diatur dalam MC 2.3.2.2.

MC 1.4 Titik Sambung

Meter untuk generator harus mengukur energi neto (setelah *main transformer* atau *step up transformer*).

MC 1.5 Standar Waktu

Semua instalasi meter harus mencatat waktu berdasarkan Waktu Indonesia Barat (WIB). Setiap meter terpasang harus memiliki fasilitas sinkronisasi waktu terhadap GPS atau server (*network time protocol*).

MC 1.6 Ketelitian Perekam Waktu

Batas kesalahan total untuk pencatat waktu meter *demand*:

- a. awal dari setiap periode harus pada waktu standar yang ditetapkan dengan toleransi ± 2 (dua) menit; dan
- b. programming ulang atas meter harus dilakukan:
 1. segera, jika terjadi kesalahan waktu mencapai 5 (lima) menit atau lebih; atau
 2. dalam waktu 6 (enam) bulan, jika terjadi kesalahan waktu melebihi 2 (dua) menit dan kurang dari 5 (lima) menit.

MC 2 Persyaratan Peralatan Meter

MC 2.1 Meter

Meter pengukur energi aktif dan reaktif untuk impor dan ekspor, baik utama maupun pembanding, harus terpasang pada setiap titik sambungan. Hal ini harus dipenuhi dengan penggunaan meter *bidirectional* sebagai berikut:

- a. meter energi aktif utama;
- b. meter energi aktif pembanding;
- c. meter energi reaktif utama;
- d. meter energi reaktif pembanding; dan

- e. meter *demand* kVA maksimum (tidak perlu untuk generator dan sambungan trafo distribusi).

Meter transaksi yang terpasang di konsumen tenaga listrik dan pembangkit EBT intermiten harus memiliki fitur perekaman *power quality*.

Meter transaksi yang digunakan harus sesuai dengan spesifikasi teknik dan konfigurasi yang ditentukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.2 Trafo Instrumen

MC 2.2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memasang paling sedikit 1 (satu) set trafo tegangan dan/atau trafo arus dengan belitan atau inti yang terpisah untuk proteksi dan pengukuran (transaksi). Trafo tersebut sekaligus digunakan untuk meter utama dan meter pembanding. Trafo arus dan trafo tegangan untuk meter utama dan meter pembanding menggunakan belitan atau inti yang terpisah.

MC 2.2.2 Pengelola transmisi PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus menginformasikan setiap penggantian trafo instrumen yang terkait dengan pengukuran (transaksi) ke pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Penggunaan rasio dan kelas trafo instrumen pengganti harus sesuai rekomendasi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 2.3 Koleksi Data

MC 2.3.1 Perekam Data

MC 2.3.1.1 Periode perekaman bervariasi antara 15/30/60 (lima belas, tiga puluh, atau enam puluh) menit

MC 2.3.1.2 Meter harus mampu mempertahankan semua data yang direkam dalam hal terjadi kegagalan pasokan daya *auxiliary*-nya (memiliki tipe memori *nonvolatile*).

MC 2.3.2 Komunikasi

MC 2.3.2.1 Setiap meter harus mempunyai kemampuan transfer data elektronik serta dilengkapi dengan *port* komunikasi *ethernet* dan serial yang tersambung dengan jaringan komunikasi *automatic meter reading* (AMR) milik pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) yang dipersiapkan oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan dapat diakses oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau oleh pemakai jaringan secara otomatis atau *manual remote*.

- MC 2.3.2.2 Dalam hal karena suatu sebab pembacaan dari jauh secara otomatis (*remote reading* atau AMR) atau *manual remote* tidak dapat dilakukan, pengambilan data secara lokal harus dilakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Storage meter yang terpasang harus mampu menampung data paling singkat 3 (tiga) bulan untuk mengantisipasi terjadinya kegagalan *link* komunikasi. Data harian yang di-*download* dari meter harus disimpan dalam *database* khusus pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- MC 2.3.2.3 Protokol komunikasi, format informasi, dan *software* yang digunakan pada sarana komunikasi ke/dari peralatan *metering* harus sesuai (*compatible*) dengan yang digunakan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan harus terlebih dahulu mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).
- MC 2.4 Persyaratan Instalasi
- MC 2.4.1 Meter utama dan meter pembanding harus dipasang sisi neto (setelah *step up transformer*) dalam 1 (satu) lokasi.
- MC 2.4.2 Lemari (*cubicles*) yang memadai harus disediakan untuk meter pada setiap titik sambung. Penyediaan lemari (*cubicles*) harus mendapat persetujuan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Konstruksinya harus memenuhi standar nasional Indonesia, standar PT PLN (Persero), dan/atau pengelola operasi sistem PT PLN (Persero). Akses lemari meter tersebut harus dikunci dan disegel.
- MC 2.4.3 Pasokan daya (*auxilliary*) ke meter harus *continue* (terus-menerus) dengan cara yang disepakati oleh para pihak.
- MC 2.4.4 Setiap peralatan *metering* di konsumen tenaga listrik harus dilengkapi dengan:
- a. *undervoltage relay* atau sarana pendeteksi tegangan untuk memonitor tegangan *phase* masuk ke meter dan memberikan alarm jika terjadi tegangan rendah; atau
 - b. kwh meter yang digunakan dilengkapi fitur *monitoring sag & swell*.
- MC 2.4.5 *Burden* yang sesungguhnya dari trafo arus dan trafo tegangan harus disesuaikan dengan ratingnya.
- MC 2.4.6 Drop tegangan harus lebih kecil dari 1% (satu persen).
- MC 2.4.7 Rangkaian tegangan pengukuran ke masing-masing meter utama dan meter pembanding harus terpisah.

- MC 2.4.8 Rangkaian sekunder trafo arus dan trafo tegangan harus langsung tersambung ke terminal meter (tidak tersambung ke peralatan pengukuran lain nontransaksi) dan kabel tegangan harus dilengkapi dengan *screen* atau *marker*.
- MC 2.5 Kepemilikan
- Meter utama disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak penjual, sedangkan meter pembanding disediakan atau dipasang dan dimiliki oleh pihak pembeli. Masing-masing pihak harus mengoperasikan dan memelihara meternya.
- MC 2.6 Proses Data Pengukuran (*Metering*) untuk Pembayaran
- MC 2.6.1 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) melakukan manajemen dan pemeliharaan *database* pengukuran (*metering*) yang meliputi seluruh data pengukuran titik sambung. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus mengambil data pengukuran secara otomatis atau *remote* dari semua meter pada titik sambung serta menyimpan data tersebut dalam *database* untuk maksud perhitungan jual beli. Dalam hal pengambilan data secara otomatis atau *remote* mengalami kegagalan atau fasilitas belum tersedia, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik harus mengupayakan untuk mendapatkan data secara *download* lokal atau pembacaan lokal untuk selanjutnya dimasukkan ke *database*.
- MC 2.6.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menggunakan data pengukuran yang disimpan dalam *database* pada hari pertama bulan berikutnya untuk perhitungan bulan tagihan.
- MC 2.6.3 Data yang digunakan untuk perhitungan tagihan jual beli yaitu rekaman data pada meter utama. Dalam hal diketahui terjadi kesalahan pada meter utama, data yang digunakan yaitu rekaman data pada meter pembanding (parsial atau seluruhnya).
- MC 2.6.4 Jika diketahui terjadi perbedaan pengukuran meter utama dan meter pembanding yang keluar dari kelas akurasi meter namun tidak memungkinkan menentukan meter yang salah atau keduanya salah, data yang digunakan untuk proses perhitungan penagihan harus disepakati oleh kedua belah pihak dan dinyatakan dalam berita acara yang ditandatangani oleh kedua belah pihak.
- MC 3 *Commissioning*
- MC 3.1 Sebelum pemberian tegangan pada titik sambung, pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan dokumen atas peralatan pengukuran atau sistem

metering kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), paling sedikit memuat:

- a. *single line diagram* dan *wiring diagram* yang menunjukkan titik sambung dan peralatan *metering*-nya sesuai yang terpasang;
- b. sertifikat awal pengujian dan kalibrasi trafo arus, trafo tegangan, dan meter;
- c. perhitungan dan hasil uji drop tegangan pada rangkaian tegangan;
- d. perhitungan dan hasil uji *burden* rangkaian meter; dan
- e. hasil *continuity test*.

MC 3.2 Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan badan atau institusi penguji harus memeriksa dan menguji peralatan Pengukuran atau sistem *metering* yang disaksikan oleh perwakilan pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik. Pemeriksaan meliputi kesesuaian terhadap Aturan Pengukuran dan *best practice* dalam instalasi kelistrikan.

MC 3.3 Hasil pengujian dan pemeriksaan harus ditandatangani oleh pihak terkait dan dicantumkan dalam sertifikat yang disahkan oleh badan atau institusi penguji.

MC 3.4 Pemilik meter harus membayar biaya pengujian peralatan Pengukuran atau sistem *metering* miliknya.

MC 4 Pengujian Setelah *Commissioning*

MC 4.1 Pengujian Periodik

MC 4.1.1 Setelah *commissioning*, peralatan meter harus diperiksa dan diuji oleh lembaga inspeksi teknis yang terakreditasi menggunakan standar nasional Indonesia, *international electrotechnical commission* (IEC), dan/atau standar PT PLN (Persero) dengan interval waktu sebagai berikut:

- a. trafo arus dan trafo tegangan pada saat pertama kali dioperasikan; dan
- b. peralatan pengukuran atau sistem *metering* setiap 5 (lima) tahun.

MC 4.1.2 Biaya pengujian periodik peralatan meter ditanggung oleh pemilik meter.

MC 4.1.3 Pembayaran biaya perbaikan atau penggantian bagian yang rusak ditanggung oleh masing-masing pemilik meter.

MC 4.2 Pengujian di Luar Jadwal

- MC 4.2.1 Salah satu pihak dapat mengajukan permintaan tertulis kepada pihak lain untuk melakukan kalibrasi ulang meter utama atau meter pembanding, dengan mencantumkan analisis rinci kesalahan yang ditemukan.
- MC 4.2.2 Jika pemilik meter setuju untuk mengadakan kalibrasi ulang, kalibrasi ulang harus dilaksanakan oleh badan atau institusi pengujian yang terakreditasi yang disepakati oleh kedua belah pihak.
- MC 4.2.3 Dalam hal hasil pengujian kalibrasi ulang menunjukkan kondisi meter sesuai dengan standar kelasnya, badan atau institusi pengujian harus menerbitkan sertifikat kalibrasi. Dalam hal tidak mungkin dilakukan kalibrasi ulang, badan atau institusi pengujian harus membuat laporan pengamatan dan merekomendasikan tindak lanjut.
- MC 4.2.4 Pengujian disaksikan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik. Laporan resmi pengujian yang ditandatangani oleh pihak terkait.
- MC 4.2.5 Dalam hal kalibrasi ulang tidak mungkin dilakukan karena kerusakan sehingga meter harus diganti, meter tersebut harus diganti atas tanggungan pemilik meter.
- MC 4.2.6 Pembayaran pengujian diatur sebagai berikut:
- a. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut sesuai dengan standar kelasnya, pihak yang meminta pengujian yang membayar biaya pengujian; atau
 - b. dalam hal hasil uji awal menunjukkan meter tersebut memerlukan kalibrasi ulang, pemilik meter yang membayar biaya pengujian.

MC 5 Segel dan *Programming* Ulang

Setelah pelaksanaan pengujian peralatan meter, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik segera memasang segel dengan identifikasi yang jelas.

Pemutusan segel oleh salah satu pihak hanya dapat dilakukan berdasarkan izin pihak lain.

Programming ulang meter hanya dapat dilakukan oleh pemilik meter dengan dihadiri pihak lainnya.

Penggantian segel atau *programming* ulang meter harus disertai dengan laporan resmi yang ditandatangani oleh semua pihak yang hadir.

MC 6 Pemeriksaan Data Meter dan Peralatan

MC 6.1 Hak Akses ke Data dalam Meter

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik berhak mengakses data pengukurannya dalam *database* elektronik atau di kantor pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

MC 6.2 Akses ke Peralatan *Metering*

Pemilik peralatan meter harus menyediakan akses bagi pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik untuk verifikasi kesesuaian peralatan meter dengan Aturan Pengukuran, serta menyaksikan pengujian, membaca register, dan/atau memeriksa segel.

Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dilarang melakukan kegiatan yang dapat mempengaruhi operasi meter, kecuali diperlukan untuk memenuhi tanggung jawab sesuai dengan ketentuan yang diatur dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

MC 6.3 Akses dan Pemeriksaan

Bagian ini menjelaskan beberapa kondisi sebagai berikut:

- a. pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) boleh memasuki fasilitas milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk maksud pelaksanaan inspeksi dan pengujian;
- b. pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik boleh memasuki fasilitas milik pengelola transmisi PT PLN (Persero); dan
- c. pengaturan prosedur dan kegiatan dalam memasuki fasilitas suatu pihak dan pelaksanaan inspeksi.

MC 6.4 Hak Memeriksa

Setiap kegiatan pemeriksaan harus melibatkan pengelola transmisi PT PLN (Persero) sebagai pemilik jaringan. Lingkup pemeriksaan ini tidak termasuk pemeriksaan meter untuk penertiban aliran listrik di pelanggan:

- a. bagian ini memberikan hak kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk memeriksa setiap peralatan meter milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan sebaliknya yang peralatan meternya tersambung dengan *grid* dan untuk memeriksa setiap peralatan meter pihak lain pada titik sambung;
- b. dalam hal salah satu pihak merasa yakin bahwa pihak lain tidak memenuhi ketentuan Aturan Jaringan Jawa, Madura,

dan Bali dan hal tersebut merugikan atau diduga merugikan, pihak yang bersangkutan dapat meminta inspeksi atau pemeriksaan atas peralatan meter yang dicurigai;

- c. dalam hal salah satu pihak menginginkan melakukan pemeriksaan peralatan meter milik pihak lain, pihak yang bersangkutan harus memberitahukan maksudnya kepada pihak lain, paling lambat 5 (lima) hari kerja sebelum pelaksanaan pemeriksaan;
- d. agar pemberitahuan dalam huruf c berlaku, pemberitahuan harus dilengkapi dengan informasi:
 1. nama representasi yang akan melaksanakan pemeriksaan mewakili pihak yang menginginkan pemeriksaan;
 2. waktu mulai pelaksanaan pemeriksaan dan perkiraan lama penyelesaian; dan
 3. ketidaksesuaian dengan Aturan Pengukuran yang dicurigai;
- e. pihak yang dicurigai harus menugaskan personel yang mampu untuk mendampingi representasi pihak pemeriksa yang akan memasuki fasilitasnya dalam melakukan pemeriksaan;
- f. pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa pemeriksaan yang akan dilakukan hanya sesuai kebutuhan dan tidak lebih dari 24 (dua puluh empat) jam;
- g. pihak yang memeriksa harus menjamin bahwa representasi pihak pemeriksa mampu melakukan pemeriksaan; dan
- h. biaya pemeriksaan ditanggung oleh pihak yang menginginkan pemeriksaan, kecuali ditemukan kesalahan sehingga yang menanggung biaya pemeriksaan adalah pihak yang diperiksa.

MC 7 Keamanan Instalasi Meter dan Data

MC 7.1 Perubahan Peralatan *Metering*

Semua perubahan yang akan dilakukan terhadap peralatan *metering* termasuk peralatan meter, parameter, dan/atau *setting* harus mendapat persetujuan dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan, dan konsumen tenaga listrik terkait.

MC 7.2 Perubahan Data *Metering*

Perubahan terhadap data orisinal yang disimpan dalam sebuah meter tidak diperbolehkan, kecuali selama pelaksanaan pengujian ketelitian di lapangan.

MC 7.3 *Proteksi Password dalam Data Metering*

Data yang disimpan dalam database harus diproteksi dengan *password* terhadap akses elektronik langsung, lokal, dan *remote* yang tidak berhak. Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) selaku manajer *database* harus memonitor akses ke *database* untuk menjamin bahwa semua data terproteksi terhadap yang tidak berhak mengakses dan/atau menggunakan

MC 8 Hal Lain

Hal lain yang bersifat teknik operasional yang secara rinci tidak diatur dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua akan diatur dalam prosedur tetap *metering* yang dibuat oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit terkait.

ATURAN KEBUTUHAN DATA
(DATA REQUIREMENT CODE - DRC)

Aturan Kebutuhan Data merangkum kebutuhan data teknis detail yang dibutuhkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dari pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, termasuk pengelola pembangkit dan pengelola distribusi PT PLN (Persero). Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) memerlukan data teknis detail untuk mengevaluasi kesesuaiannya dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua guna meyakinkan keamanan, keandalan, dan efisiensi operasi sistem

DRC 1 Kebutuhan Data Spesifik

Kebutuhan data utama meliputi:

a. Data Desain Unit Pembangkit

Data ini menjelaskan kebutuhan data desain teknis setiap unit pembangkit, termasuk data teknis umum, data reaktansi dan resistansi, parameter saturasi, data trafo, kemampuan aktif dan reaktif, karakteristik eksitasi dan peralatan governor, data *prime mover*, dan data *power system stabilizer* yang tercantum dalam Tabel 15 (Data Desain Unit Pembangkit) dan Tabel 16 Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh pengelola pembangkit dengan ketentuan:

1. pengelola pembangkit dengan kapasitas ≥ 20 (dua puluh) MW mengisi Tabel 15 dan Tabel 16; dan
2. pengelola pembangkit dengan kapasitas < 20 (dua puluh) MW mengisi Tabel 15.

b. Data *Setting* Unit Pembangkit

Data ini mencakup data *setting* unit pembangkit, termasuk setting proteksi, data kontrol, dan setting peralatan kontrol untuk setiap unit pembangkit yang tercantum dalam Tabel 17 (Data *Setting* Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

c. Parameter Respons Unit Pembangkit

Data ini mencakup parameter respons unit pembangkit, seperti kemampuan output normal, pemberitahuan waktu sinkronisasi, waktu terakhir pengeluaran dari operasi, fleksibilitas unit pembangkit, kecepatan perubahan pembebanan, parameter regulasi, dan ketelitian dalam memenuhi target dispatch yang tercantum dalam Tabel 18 (Parameter Respons Unit Pembangkit).

Data ini harus diisi oleh seluruh pengelola pembangkit.

- d. Data Instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik

Data ini menunjukkan data instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (fasilitas dan peralatan) yang tersambung ke *grid*, termasuk rating tegangan, koordinasi isolasi, rating arus, pembumian, kontribusi arus hubung singkat ke *grid*, dan kemampuan pembebanan yang tercantum dalam Tabel 19 (Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik.

5. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Data ini meliputi data *setting* instalasi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, seperti data proteksi, data kontrol perubahan tap, dan kontrol kompensasi daya reaktif yang tercantum dalam Tabel 20 (Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik).

Data ini harus diisi oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik

6. Karakteristik beban pada Titik Sambung

Data ini mencakup detail data beban pada titik sambung, termasuk proyeksi kebutuhan daya aktif dan reaktif dan karakteristik beban seperti fluktuasi beban dan respons dinamik terhadap perubahan tegangan dan frekuensi yang tercantum dalam Tabel 21 (Karakteristik Beban pada Titik Sambung).

Data ini harus diisi oleh pengelola distribusi PT PLN (Persero) dan konsumen tenaga listrik.

DRC 2 Prosedur Penyampaian Data atas Permintaan Pengelola Operasi Sistem PT PLN (Persero)

DRC 2.1 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data yang dibutuhkan sesuai dengan pembagian sebagaimana dimaksud dalam DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik). Format struktur data tersebut merupakan pola standar untuk penyampaian data. Format tersebut digunakan untuk penyampaian data tertulis kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero).

- DRC 2.2 Nama personel yang ditunjuk oleh manajemen untuk menyampaikan data harus dinyatakan secara tertulis.
- DRC 2.3 Dalam hal tersedia saluran data (*data link*) komputer antara pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), data dapat disampaikan melalui fasilitas tersebut. Dalam hal ini, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) harus menyediakan *file* pada jaringan komputer bagi pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk memasukkan semua data milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik sesuai DRC 1 (Kebutuhan Data Spesifik).
- DRC 2.4 Pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dapat meminta pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) untuk menyetujui penggunaan cara lain pengiriman data, seperti pita magnetis atau disket jika saluran data (*data link*) komputer terganggu atau belum tersedia.
- DRC 2.5 Perubahan atas Data Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik
- Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyadari terjadinya perubahan data suatu peralatan yang sudah tercatat pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero), pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus memberitahukan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) sesuai dengan prosedur dan waktu yang telah ditentukan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku dan Papua.
- DRC 3 Data yang Tidak Disampaikan
- pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik harus menyampaikan data sesuai yang diatur dalam Aturan kebutuhan Data. Dalam hal pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik tidak menyampaikan data yang diperlukan, pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) membuat data estimasi. Tindakan tersebut tidak melepaskan tanggung jawab pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk segera menyampaikan data sesungguhnya (*actual data*) yang dibutuhkan, kecuali jika pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) setuju secara tertulis bahwa data yang sesungguhnya (*actual*) tidak diperlukan.

Tabel 15. Data Desain Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Teknis Umum		
1.1.1	MVA <i>Rated</i>	MVA	
1.1.2	Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.3	<i>Rated Gross</i> MW	MW	
1.1.4	Tegangan Terminal	KV	
1.1.5	Beban <i>Auxiliary</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MW	
1.1.6	Daya Reaktif (<i>Output</i>) <i>Rated</i>	MVAR	
1.1.7	Beban Minimum	MW	
1.1.8	Konstanta <i>Inertia Turbo Generator Rated</i>	MW-sec	
1.1.9	Rasio Hubung Singkat	kA	
1.1.10	Arus Stator (<i>Rated</i>)	Amps	
1.1.11	Arus Rotor pada <i>Rated</i> MVA dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	Amps	
1.2	Tahanan/ <i>Resistances</i>		
1.2.1	Tahanan <i>Stator</i> R_s	per unit	
1.2.2	Tahanan <i>Negative Sequence</i> R_2	per unit	
1.2.3	Tahanan <i>Zero Sequence</i> R_0	per unit	
1.2.4	Tahanan Pembumian R_e	per unit	
1.3	Reaktansi/ <i>Reactances (Unsaturated)</i>		
1.3.1	Reaktansi <i>Direct Axis Synchronous</i> X_d	per unit	
1.3.2	Reaktansi <i>Direct Axis Transient</i> X_d'	per unit	
1.3.3	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> X_d''	per unit	
1.3.4	Reaktansi <i>Quad Axis Synchronous</i> X_q	per unit	
1.3.5	Reaktansi <i>Quad Axis Transient</i> X_q'	per unit	
1.3.6	Reaktansi <i>Quad Axis Subtransient</i> X_q''	per unit	
1.3.7	Reaktansi Kebocoran Stator	per unit	
1.3.8	Reaktansi Urutan Nol X_0	per unit	
1.3.9	Reaktansi Urutan Negatif X_2	per unit	
1.3.10	Reaktansi <i>Potier</i> X_{pot}	per unit	
1.3.11	Reaktansi Pembumian X_e	per unit	
1.4	Reaktansi/ <i>Reactance (Saturated)</i>		
1.4.1	Reaktansi <i>Direct Axis Sinkron</i> X_{dsat}	per unit	
1.4.2	Reaktansi <i>Direct Axis Subtransient</i> $X_d''sat$	per unit	
1.5	Daya Bruto (<i>Rated</i>) MW		
1.5.1	1.0 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.5.2	1.2 PU <i>Saturation Parameter</i>	per unit	
1.6	Konstanta Waktu (<i>Unsaturated</i>)		
1.6.1	<i>Direct Axis Short Circuit Transient</i> T_d'	sec	
1.6.2	<i>Direct Axis Short Circuit Subtransient</i> T_d''	sec	
1.6.3	<i>Quad Axis Short Circuit Transient</i> T_q'	sec	

Data		Satuan	Nilai		
Item	Deskripsi		1	2	3
1.6.4	<i>Quad Axis Short Circuit Transient Tq'</i>	sec			
1.7	Trafo Generator (<i>Step Up</i>)		1	2	3
1.7.1	Jumlah Belitan				
1.7.2	<i>Rated MVA</i> Setiap Belitan	MVA			
1.7.3	Tegangan Utama <i>Tap Rated</i>	kV			
1.7.4	Tahanan Setiap Belitan	per unit			
1.7.5	Reaktansi Urutan Positif Setiap Belitan	per unit			
1.7.6	Reaktansi Urutan Negatif Setiap Belitan	per unit			
1.7.7	Reaktansi Urutan Nol Setiap Belitan	per unit			
1.7.8	Tegangan Minimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.9	Tegangan Maksimum <i>Tap</i>	kV			
1.7.10	Jenis <i>Tap Change (on Load/off Load)</i>				
1.7.11	<i>Tap Changer Cycle Time</i>	sec			
1.8	Kemampuan Reaktif (pada Terminal)				
1.8.1	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Kapasitas <i>Rated</i>	MVAR			
1.8.2	Daya Reaktif <i>Lagging</i> pada Pembangkitan Minimum	MVAR			
1.8.3	Daya Reaktif <i>Lagging</i> Sesaat	MVAR			
1.9	Karakteristik Peralatan Eksitasi				
1.9.1	Tegangan Medan pada <i>Rated MVA</i> dan Faktor Daya, <i>Rated</i> Tegangan Terminal, dan RPM	per unit			
1.9.2	Tegangan Medan Maksimum <i>Efdmx</i>	per unit			
1.9.3	Tegangan Medan Minimum <i>Efdmx</i>	per unit			
1.9.4	Maksimum Kecepatan Kenaikan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.5	Maksimum Kecepatan Penurunan Tegangan Medan	V/sec			
1.9.6	Arus Eksitasi Maksimum <i>Curmx</i>	amps			
1.9.7	Arus Eksitasi Minimum <i>Curmn</i>	amps			
1.9.8	<i>DC Gain of Excitation Control Loop Vsp</i>	per unit			
1.9.9	<i>Regulator Input Filter Time Constant Tvm</i>	sec			
1.9.10	<i>Regulator Integration Time Constant</i>	sec			
1.9.11	<i>Regulator Amplifier Time Constant Tvs</i>	sec			
1.9.12	<i>Maximum Internal Voltage Regulator Signal Urma</i>	per unit			
1.9.13	<i>Minimum Internal Voltage Regulator Signal Urmin</i>	per unit			
1.9.14	<i>Regulator Stabilizing Gain Vss</i>	per unit			
1.9.15	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant Tst1</i>	sec			
1.9.16	<i>Regulator Stabilizing Circuit Time Constant Tst2</i>	sec			
1.9.17	<i>Excitation Constant Kerr</i>	per unit			
1.9.18	<i>Excitation Time Constant Terr</i>	sec			
1.9.19	<i>Excitation Saturation Constant 1 Aerr</i>	per unit			
1.9.20	<i>Excitation Saturation Constant 2 Berr</i>	per unit			

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.9.21	<i>Regulator Time Constant Ta</i>	sec	
1.9.22	<i>Coefficient of Ceiling Regulator Voltage to Terminal Voltage Kc</i>	per unit	
1.9.23	<i>Voltage Gain from Shunt Self Excitation Kp</i>	per unit	
1.10	<i>Power System Stabilizer</i>		
1.10.1	<i>PSS Gain for Mechanical Speed Input Signal kaom</i>	per unit	
1.10.2	<i>Time Constant for Mechanical Speed Measurement Taom</i>	sec	
1.10.3	<i>PSS Gain for Electrical Frequency Measurement Kafe</i>		
1.10.4	<i>Time Constant for Electrical Frequency Measurement Tafe</i>	sec	
1.10.5	<i>PSS Gain for Electrical Power Input Signal Kape</i>	per unit	
1.10.6	<i>Time Constant for Electrical Power Measurement Kape</i>	sec	
1.10.7	<i>PSS Gain for Terminal Voltage Input Signal</i>	per unit	
1.10.8	<i>Time Constant for Terminal Voltage Measurement Tau1</i>	sec	
1.10.9	<i>Steady State PSS Gain Kpss</i>	per unit	
1.10.10	<i>PSS Gain for Turbine Torque Input Signal Ktrg</i>	per unit	
1.10.11	<i>PSS Gain for Valve Position Input Signal Kayt</i>	per unit	
1.10.12	<i>Time Constant for Valve Position Measurement Tayt</i>	sec	
1.10.13	<i>Stabilizing Time Constant</i>	Tss	
1.10.14	<i>Water Hammer Filter Time Constant Tw</i>	Tw	
1.10.15	<i>Output Signal Magnitude Limit Upsmx</i>	per unit	
1.11	<i>Unit Governor</i>		
1.11.1	<i>Time Constant for Electrical Power Transducer Tp</i>	sec	
1.11.2	<i>Frequency Shifted Power Controller Static Droop bpf</i>	%	
1.11.3	<i>Frequency Shifted Power Controller Transient Droop bpf</i>	%	
1.11.4	<i>Time Constant Tdf</i>	sec	
1.11.5	<i>Power Controller Gain Kf</i>	per unit	
1.11.6	<i>Power Controller Integration Time Constant Tip</i>	sec	
1.11.7	<i>Speed Controller Static Drop bp</i>	%	
1.11.8	<i>Speed Controller Transient Drop bp</i>	%	
1.11.9	<i>Regulator Time Constant (Pilot Value) Tr</i>	sec	
1.11.10	<i>Main Servo Dead Band Dband</i>	per unit	
1.11.11	<i>Main Servo Time Constant Ty</i>	sec	
1.11.12	<i>Main Servo Maximum Opening Time Tyo</i>	sec	
1.11.13	<i>Main Servo Maximum Closing Time Tyc</i>	sec	
1.11.14	<i>Maximum Main Servo Position Ytmax</i>	per unit	
1.11.15	<i>Valve Characteristic Yyt</i>	%	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.11.16	<i>Electrical Frequency/Speed Input Signal Switch ippco</i>		
1.11.17	<i>Power Set Point Integration Time grdpu</i>	sec	
1.11.18	<i>SCO - Participation Factor bpace</i>	per unit	
1.11.19	<i>Pilot Value Opening Time (Hidro) Tro</i>	sec	
1.11.20	<i>Pilot Value Closing Time (Hidro) Trc</i>	sec	
1.11.21	<i>Speed Controller Input Filter Time Constant Tm</i>	sec	
1.11.22	<i>Power Controller Input Filter Time Constant Tp</i>	sec	
1.11.23	<i>Temperature Speed Dependency alft</i>		
1.11.24	<i>Temperature Input Filter Time Constant Tvr</i>	sec	
1.11.25	<i>Temperature Controller Amplification Gain Kt</i>	per unit	
1.11.26	<i>Temperature Controller Integration Time Constant Tit</i>	sec	
1.11.27	<i>Speed Power Controller Amplification Gain Vr</i>	per unit	
1.11.28	<i>Speed Power Controller Time Constant Tn</i>	sec	
1.12	<i>Unit Governor</i>		
1.12.1	<i>Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.2	<i>Non Sustained Response to Frequency Change</i>	MW	
1.12.3	<i>Load Rejection Capability</i>	MW	
1.13	<i>Prime Mover</i>		
1.13.1	<i>High Pressure Turbine Time Constant (GT) Thp</i>	sec	
1.13.2	<i>First Reheater Time Constant tip</i>	sec	
1.13.3	<i>Second Reheater Time Constant Tlp</i>	sec	
1.13.4	<i>High Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.5	<i>Low Pressure Turbine Ratio alfhp</i>	per unit	
1.13.6	<i>Boiler Capacity Time Constant</i>	sec	
1.13.7	<i>Heat Transfer Time Constant Tkes</i>	sec	
1.13.8	<i>Fuel Controller Amplification Kmbr</i>	per unit	
1.13.9	<i>Fuel Controller Integration Time Constant Kmbr</i>	sec	
1.13.10	<i>Water Starting Time Constant (Hidro) TW</i>	sec	
1.13.11	<i>Half Reflexion Time of Pressure Tube (Hidro) TI</i>	sec	
1.13.12	<i>Allievi Constant Zw (Hidro) Zw</i>		
1.13.13	<i>Initial Water Pressure (Hidro) Ho</i>	per unit	
1.13.14	<i>Turbine Water Flow Dependency to Mechanical Speed komwp</i>	per unit	
1.13.15	<i>Dynamic Pressure Losses (Hidro) rbdyn</i>	per unit	
1.13.16	<i>Static Pressure Losses (Hidro) rbsta</i>	per unit	
1.13.17	<i>Water Flow for Point Wip 1 (min) (Hidro) wqmin</i>	per unit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.13.18	<i>Water Flow for Point Wip 5 (max) (Hidro) wqmax</i>	per unit	
1.13.19	<i>Turbine Efficiency (Hidro) wip</i>	%	

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.14	<i>Charts</i>	
1.14.1	<i>Capability Chart</i>	<i>graphical data</i>
1.14.2	<i>Open Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.3	<i>Short Circuit Characteristic</i>	<i>graphical data</i>
1.14.4	<i>Zero Power Factor Curve</i>	<i>graphical data</i>
1.15	<i>Trafo Generator</i>	
1.15.1	<i>Tapped Winding</i>	teks, diagram
1.15.2	<i>Vector Group</i>	diagram
1.15.3	<i>Earthing Arrangement</i>	teks, diagram
1.16	<i>Reactive Capability (di Terminal Generator)</i>	
1.16.1	<i>Overload at Rated Capacity</i>	diagram as a function of time
1.17	<i>Eksitasi (Excitation)</i>	
1.17.1	<i>Generator and Exciter Saturation Characteristic</i>	diagram 50-120% teg. rated
1.17.2	<i>Dynamic Characteristics of Overexcitation Limiter</i>	teks, block diagram
1.17.3	<i>Dynamic Characteristics of Underexcitation Limiter</i>	teks, block diagram

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.18	<i>Power Plant Technical Data</i>		
1.18.1	<i>Tegangan pada Titik Sambung</i>	kV	
1.18.2	<i>Kapasitas Maksimum Total Sentral</i>	MW	
1.18.3	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.4	<i>Injeksi Arus Maksimum Hubung Singkat Tidak Simetris 3 (Tiga) Phase</i>	kA	
1.18.5	<i>Impedansi Minimum Urutan Nol Generator</i>	per unit	
1.18.6	<i>Impedansi Minimum Urutan Negatif Generator</i>	per unit	

Selain itu, harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing-masing unit pembangkit.

Tabel 16. Data Pengujian/Pengukuran Parameter Dinamik Pembangkit

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.1	Generator				
1.1.1	<i>Rated Capacity</i>	S	teks	teks	MVA
1.1.2	<i>Rated Voltage</i>	V	teks	teks	kV
1.1.3	<i>Rated Current</i>	I	teks	teks	A
1.1.4	<i>Power Factor</i>	PF	teks	teks	
1.1.5	<i>Speed</i>	N	teks	teks	RPM
1.1.6	<i>Exciter Voltage</i>	Ve	teks	teks	V
1.1.7	<i>Rotor Current</i>	Ir	teks	teks	A
1.2	<i>Generator Impedance Data</i>				
1.2.1	<i>Synchronous Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	Xdi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.2	<i>Synchronous Quadrature Axis Reactance Unsaturated</i>	Xqi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.3	<i>Transient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X'di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.4	<i>Transient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X'qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.5	<i>Subtransient Direct Axis Reactance Unsaturated</i>	X"di	teks	teks	Pu/ohm
1.2.6	<i>Subtransient Quadrature Axis Reactance Unsaturated (*)</i>	X"qi	teks	teks	Pu/ohm
1.2.7	<i>Leakage Reactance</i>	Xl	teks	teks	Pu/ohm
1.2.8	<i>Positive Sequence Resistance</i>	Ra	teks	teks	Pu/ohm
1.3	<i>Combined Turbine Generator Exciter Inertia</i>		teks	teks	
1.3.1	<i>Inertia Constant</i>	H	teks	teks	
1.4	<i>Open Circuit Saturation</i>				
1.4.1	<i>Saturation at 1.0 pu Generator Voltage</i>	S1.0	teks	teks	
1.4.2	<i>Saturation at 1.2 pu Generator Voltage</i>	S1.2	teks	teks	
1.4.3	<i>Open Circuit Saturation Curve</i>		graph	graph	
1.5	<i>Other Data</i>				
1.5.1	<i>Generator Open Circuit Saturation Curve with Air Gap Line</i>		graph	graph	
1.5.2	<i>Air Gap Field Current at Rated Generator Voltage</i>		teks	teks	A
1.5.3	<i>Field Winding Resistance</i>	Rf	teks	teks	Ohms

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
1.5.4	<i>Field Winding Temperature or Generator Hot Air/Gas Temperature at Which the Field Winding Resistance</i>		teks	teks	°C
1.6	Sistem Eksitasi dan AVR				
1.6.1	Tipe Eksitasi (antara lain <i>Static, AC Rotating, Brushless, dan DC Gen</i>)			teks	
1.6.2	Pabrikan Sistem Eksitasi			teks	
1.6.3	Foto <i>Nameplate</i> Sistem Eksitasi			<i>graph</i>	
1.6.4	<i>Voltage Regulator Type</i>			teks	
1.6.5	<i>Voltage Regulator Manufacturer</i>			teks	
1.6.6	<i>Block Diagram Model of Excitation and Voltage Regulator</i>			<i>graph</i>	
1.7	<i>Line Drop Compensation</i>				
1.7.1	<i>Line Drop Compensation (Enable/Disable)</i>			teks	
1.7.2	<i>Value Setting in pu (Rated to Machine)</i>			teks	pu
1.8	<i>Power System Stabilizer</i>				
1.8.1	<i>PSS Type</i>			teks	
1.8.2	<i>PSS Manufacturer</i>			teks	
1.8.3	<i>Block Diagram Model of PSS</i>			<i>graph</i>	
1.9	<i>Overexcitation Limiter</i>				
1.9.1	<i>OEL Type (Static, AC Rotating, Brushless, DC Generator, etc)</i>			teks	
1.9.2	<i>OEL Manufacturer</i>			teks	
1.9.3	<i>OEL Time Characteristics (Definite Time, Inverse Time) and Pickup vs Time Characteristic Curve</i>			<i>graph</i>	
1.9.4	<i>OEL Actions (e.g Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>			teks	
1.9.5	<i>Block Diagram Model of OEL</i>			<i>graph</i>	
1.10	<i>Underexcitation Limiter</i>				
1.10.1	<i>Information of UEL</i>			teks	
1.10.2	<i>UEL Type (Conventional or Voltage Sensitive, PQ Limiter, etc)</i>			teks	
1.10.3	<i>UEL Actions (e.g. Reduce Field Current Below Continuous Current Rating, Trip Voltage</i>			teks	

Data		Simbol	Nilai Desain	Nilai Ukur/Uji	Satuan
Item	Deskripsi				
	<i>Regulator Into Manual Field Current Control, Trip the Generator)</i>				
1.10.4	<i>Limit Setting (Curve of Real and Reactive Power)</i>			gambar	
1.11	<i>Turbine Governor Data</i>				
1.11.1	<i>Turbine Type (Hidro)</i>			teks	
1.11.2	<i>Turbine Type (Gas)</i>			teks	
1.11.3	<i>Turbine Type (Steam)</i>			teks	
1.11.4	<i>Turbine Manufacturer</i>			teks	
1.12	<i>Power System Dynamics Model (Please Include Name of Model, Standard in One Enclosed Report)</i>				
1.12.1	<i>Governor Model</i>		<i>graph</i>	<i>software</i>	
1.12.2	<i>Exciter Model</i>		<i>graph</i>	<i>software</i>	
1.12.3	<i>PSS Model</i>		<i>graph</i>	<i>software</i>	

Tabel 17. Data *Setting* Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.1	<i>Setting Proteksi</i>	
1.1.1	<i>Kehilangan Medan (Loss of Field)</i>	teks
1.1.2	<i>Penguatan Kurang (Underexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.3	<i>Penguatan Lebih (Overexcitation)</i>	teks, diagram
1.1.4	<i>Overfluxing (V/Hz)</i>	teks, diagram
1.1.5	<i>Differential</i>	teks
1.2	<i>Control Data</i>	
	Detail dari Rangkaian Penguatan (<i>Excitation Loop</i>) yang Diuraikan dalam Bentuk <i>Block Diagram</i> , Menunjukkan <i>Transfer Functions</i> Masing-Masing Elemen Individual dan Unit Pengukur (<i>Measurement Units</i>)	diagram
1.3	<i>Control Devices Settings</i>	
1.3.1	Pembatas Penguatan Lebih (<i>Overexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.2	<i>Overfluxing Limiter (V/H)</i>	teks, diagram
1.3.3	Pembatas Penguatan Kurang (<i>Underexcitation Limiter</i>)	teks, diagram
1.3.4	<i>Manual Restrictive Limiter (if Fitted)</i>	teks
1.3.5	Kompensasi <i>Load Drop</i> /Pembagian VAR	teks, <i>function</i>

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
1.3.6	Model Dinamik dari Poros Turbin/Generator dalam Bentuk <i>Lumped Element</i> , Menunjukkan Komponen Inersia, <i>Damping</i> , dan <i>Shaft Stiffness</i>	

Data Requirement for Generator and Grid Relay Coordination

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis
IP				

Data		Format Penyampaian
Item	Deskripsi	
2.1	<i>Single Line Diagram</i>	
2.1.1	<i>Power Plant's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.2	<i>Protection's Single Line Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.1.3	<i>Tripping Logic Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2	Generator	
2.2.1	<i>Load Capability Curve</i>	<i>graphical data</i>
2.2.2	<i>Area of Underexcitation/ Minimum Excitation Limiter in the R - X or P - Q Diagram</i>	<i>graphical data</i>
2.2.3	<i>Generator Capability Due to Overexcitation (V/Hz) Condition</i>	<i>graphical data</i>
2.2.4	<i>Generator Capability Due to Overfrequency/ Underfrequency Condition</i>	<i>graphical data</i>

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
3.1	Data Generator		
3.1.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.1.2	<i>Inertia Constant</i>	H	
3.1.3	<i>Nominal Voltage Generator</i>	kV	
3.1.4	<i>Capacity</i>	MVA	
3.1.5	<i>Power Factor</i>	pf	
3.1.6	<i>Generator Connection</i>		
3.1.7	<i>Direct Synchronous Reactance (Xd)</i>	per unit	
3.1.8	<i>Direct Transient Reactance (X'd)</i>	per unit	
3.1.9	<i>Direct Subtransient Reactance (X''d)</i>	per unit	
3.1.10	<i>Negative Sequence Reactance (X2)</i>	per unit	
3.1.11	<i>Negative Sequence Resistance (r2)</i>	per unit	
3.1.12	<i>Zero Sequence Reactance (X0)</i>	per unit	
3.1.13	<i>Zero Sequence Resistance (r0)</i>	per unit	
3.1.14	<i>Number of Pole</i>	<i>pole</i>	
3.1.15	<i>Quadrature Synchronous Reactance</i>	per unit	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
	(X_q)		
3.1.16	<i>Quadrature Transient Reactance (X'_q)</i>	per unit	
3.1.17	<i>Quadrature Subtransient Reactance (X''_q)</i>	per unit	
3.2	NGR		
3.2.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.2.2	<i>Impedance</i>	Ohms	
3.2.3	<i>Nominal Current NGR</i>	Amps	
3.2.4	<i>Continous Current NGR</i>	Amps	
3.2.5	<i>Continous Time</i>	second	
3.3	<i>Data Generator Transformer</i>		
3.3.1	<i>Protection Calculation Note</i>		
3.3.2	<i>Power</i>	MVA	
3.3.3	<i>Voltage</i>	kV	
3.3.4	<i>Vektor Group</i>		
3.3.5	<i>Impedance</i>	per unit	
3.3.6	<i>AVR</i>		
3.3.7	<i>Step AVR</i>	step	
3.3.8	<i>X/R Ratio</i>		

Harus disampaikan *single line* diagram setiap titik sambung, baik untuk pusat pembangkit maupun untuk masing - masing unit pembangkit.

Tabel 18. Parameter Respons Unit Pembangkit

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Kemampuan <i>Output</i>		
1.1.1	Beban Penuh Normal	MW	
1.1.2	Beban Minimum Normal	MW	
1.1.3	Beban Minimum yang Dapat Dipertahankan (pada Tekanan <i>Rated Boiler</i> untuk Unit Pembangkit Termal)	MW	
1.2	Kemampuan <i>Output</i> Keadaan Darurat		
1.2.1	Tambahan Daya <i>Output</i>	MW	
1.2.2	Pengurangan MVAR untuk Tambahan MW <i>Output</i>	MVAR	
1.2.3	Keperluan Pemberitahuan	menit	
1.2.4	Periode Waktu Minimum untuk Pembatalan	menit	
1.3	Pemberitahuan untuk Sinkronisasi		
1.3.1	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.2	Setelah Jam Keluar	menit	
1.3.3	Setelah Jam Keluar	menit	
1.4	Waktu Tercepat untuk Sinkronisasi		
1.4.1	Senin	xxx jam	
1.4.2	Selasa sampai dengan Jumat	xxx jam	
1.4.3	Sabtu	xxx jam	
1.5	Waktu Tercepat Pengeluaran Unit Pembangkit		
1.5.1	Senin sampai dengan Kamis	xxx jam	
1.5.2	Jumat	xxx jam	
1.5.3	Sabtu dan Minggu	xxx jam	
1.6	<i>Flexibility</i>		
1.6.1	Minimum Waktu <i>Shutdown</i> Unit Pembangkit	menit	
1.6.2	Batasan <i>Shutdown</i> (<i>Maximum Number Per Day</i>)	No./day	
1.7	Kecepatan Perubahan Beban		
1.7.1	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.2	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	
1.7.3	Setelah Jam Keluar:		
	- Sinkronisasi ke..... MW	MW/min	
	- MW ke MW	MW/min	
	- MW ke Beban Penuh Normal	MW/min	

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.7.4	Kecepatan Penurunan Beban (Hingga Keluar)	MW/min	
1.8	Parameter Pengaturan		
1.8.1	Tingkat Cadangan Putar	MW	
1.8.2	<i>Response Time</i> ke Beban Penuh	menit	
1.9	Ketepatan Memenuhi Target <i>Dispatcher</i>		
	Standar Deviasi Kesalahan untuk Periode 30 Min	MW	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format Presentation
Item	Deskripsi	
1.10	<i>Flexibility</i>	
	Periode Operasi Minimum Setelah Waktu Keluar	<i>graphical data</i>
1.11	Parameter Pembebanan	
	<i>Synchronizing Block Load after Hours Off Load</i>	<i>graphical data</i>

Pemilik	Sentral	Lokasi	Unit	Jenis

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.12	Interval Sinkronisasi		
1.12.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.12.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.12.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.12.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.13	Interval untuk Pengeluaran (<i>Shutdown</i>)		
1.13.1	Unit ke-1 ke Unit ke-2	menit	
1.13.2	Unit ke-2 ke Unit ke-3	menit	
1.13.3	Unit ke-3 ke Unit ke-4	menit	
1.13.4	Unit ke-4 ke Unit ke-5	menit	
1.14	<i>Flexibility</i>		
	Waktu Minimum <i>Shutdown</i> Pusat Pembangkit	menit	

Tabel 19. Data Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Unit	Value
Item	Deskripsi		
1.1	Rating Tegangan		
1.1.1	Tegangan Nominal	kV	
1.1.2	Tegangan Tertinggi	kV	
1.2	Koordinasi Isolasi		
1.2.1	<i>Rated Lightning Impulse Withstand Voltage</i>	kV	
1.2.2	<i>Rated Short Duration Power Frequency Withstand Voltage</i>	kV	
1.3	<i>Rated Short Time Withstand Current</i>	kA	
1.4	<i>Rated Current</i>		
	<i>Circuit Maximum Current</i>	amps	
1.5	Pembumian (<i>Grounding</i>)		
	<i>Earth Grid Rated Thermal Current</i>		
1.6	<i>Insulation Pollution Performance</i>		
1.6.1	<i>Minimum Total Creepage</i>	milimeter	
1.6.2	<i>Pollution Level as per IEC 815</i>		
1.7	<i>Short Circuit Infeed to the System</i>		
1.7.1	<i>Maximum 3 Phase Short Circuit Symmetrical Infeed, Including Infeeds from Embedded Power Plants Directly Connected to the User's System</i>	kA	
1.7.2	<i>Total Infeed at the Instant of Fault Taking into Consideration Induction Motors Contribution</i>	kA	
1.7.3	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.7.4	<i>Minimum Zero Sequence Impedance of User's System at Connection Point (Base : 100 MVA)</i>	per unit	
1.8	Kemampuan Penyaluran Daya		
	Di Mana Beban atau Grup Beban Dapat Dipasok Melalui Beberapa Alternatif Titik Sambung:		
1.8.1	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.8.2	Proporsi Normal Dipasok dari Titik Sambung	MW	
1.9	Jaringan Penghubung <i>Embedded Power Plants</i> Ke (Base : 100 MVA)		
1.9.1	Tahanan	per unit	
1.9.2	Reaktansi	per unit	
1.9.3	<i>Susceptance</i>	per unit	

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk teks dan/atau diagram:

Data		Format
Item	Deskripsi	Penyampaian
1.10	Pembumian (<i>Grounding</i>)	
	Metode Pembumian (<i>Grounding</i>)	teks
1.11	<i>Remote Control</i> dan Transmisi Data	teks
1.12	Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Diagram Operasi, Menunjukkan Rangkaian Listrik yang Telah Ada dan Usulan Fasilitas Utama dalam Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik, Termasuk Pengaturan <i>Busbar</i> , Fasilitas <i>Switching</i> , dan Tegangan Operasi	<i>single line diagram</i>
1.13	Impedansi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	
	Untuk Setiap Komponen dalam Konfigurasi Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik : Detail Impedansi Seri dan Paralel Urutan Positif, Negatif, dan Nol Termasuk <i>Mutual Coupling</i> Antara Elemen yang Berdekatan (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel
1.14	Kemampuan Transfer Beban	
	Pengaturan Transfer untuk Kondisi Terencana atau Gangguan	teks

Tabel 20. Data *Setting* Instalasi Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data pusat pembangkit sebagai berikut harus disampaikan:

Data		Satuan	Nilai
Item	Deskripsi		
1.1	Data Proteksi		
1.1.1	Jangkauan Semua Skema Proteksi pada Transmisi, Busbar, dan Kabel (<i>Base</i> : 100 MVA)	tabel	%
1.1.2	Jumlah Skema Proteksi pada Setiap <i>Item</i>	teks	
1.1.3	Waktu Total <i>Fault Clearing</i> untuk Gangguan Dekat dan Jauh	tabel	milidetik
1.1.4	Detail Urutan <i>Reclosure</i>	teks	
1.2	Data Pengatur <i>Tap Change</i>		
	<i>Setting</i> Waktu Tunda Semua <i>Tap Changer</i> Trafo	tabel	detik
1.3	Pengatur Kompensasi <i>Reactive</i>		
1.3.1	Rating Daya Reaktif Setiap Reaktor	tabel	MVAR
1.3.2	Rating Daya Reaktif Setiap Bank Kapasitor	tabel	MVAR
1.3.3	Detail Pengatur Otomatis Setiap Reaktor dan Bank Kapasitor	teks	

Tabel 21. Karakteristik Beban pada Titik Sambung

Pelaku Usaha atau Pemakai Jaringan dan Konsumen Tenaga Listrik	Titik Sambung	Lokasi

Data berikut ini harus disampaikan dalam bentuk tabel, grafik, dan/atau teks:

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
1.1	Data untuk Semua Jenis Beban			
1.1.1	Daya Aktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MW
1.1.2	Daya Reaktif Maksimum	7 tahun ke depan	tabel	MVAR
1.1.3	Jenis Beban (Misalnya <i>Controlled Rectifiers</i> dan Motor Penggerak Besar)	tahunan	teks	
1.2	Data untuk <i>Demand</i> yang Fluktuatif			
1.2.1	Siklus Variasi Daya Aktif Satu	tahunan		

Data		Periode Waktu	Format Penyampaian	Satuan
Item	Deskripsi			
	Periode			
1.2.2	Siklus Variasi Daya Reaktif Satu Periode	tahunan		
1.2.3	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Aktif	tahunan		
1.2.4	Kecepatan Perubahan Maksimum Daya Reaktif	tahunan		
1.2.5	Interval Waktu Terpendek Pengulangan Fluktuasi Daya Aktif dan Reaktif	7 tahun ke depan, ditinjau tahunan	tabel	detik
1.3	<i>Step</i> Perubahan Terbesar			
1.3.1	Untuk Daya Aktif	tahunan	tabel	MW/det
1.3.2	Untuk Daya Reaktif	tahunan	tabel	MVAR/det

APPENDIX A – RANGKUMAN JADWAL

Appendix ini merangkum semua jadwal kegiatan operasional dan perencanaan jaringan yang termasuk dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua. Kegiatan tersebut diorganisir dalam 6 (enam) kategori.

I. Jadwal Prakiraan Beban, Pemeliharaan, dan Operasi Tahunan

a. Jadwal Operasional *Grid* untuk 1 (Satu) Tahun ke Depan

- 1 November : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* perencanaan operasi tahunan (SDC 2)
- 15 Desember : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana operasi tahunan (SDC 2)
- 10 Januari : rencana operasi tahunan harus sudah diterima oleh pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik (SDC 2.7)
- 15 April : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan *draft* revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)
- 15 Juli : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana operasi tahunan (SDC 2.2)

b. Jadwal Pemeliharaan untuk 1 (Satu) Tahun ke Depan

- 1 September : pengelola pembangkit menyampaikan *draft* rencana pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan 1 (satu) tahun ke depan kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) (SDC 2.3)
- 15 Desember : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan 1 (satu) tahun ke depan (SDC 2.3)
- 31 Maret : pengelola pembangkit menyampaikan *draft* revisi rencana pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)
- 15 Juli : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana pemeliharaan unit pembangkit atau jaringan (SDC 2.3)

c. Prakiraan Beban untuk 1 (Satu) Tahun ke Depan

1 September : pengelola distribusi PT PLN (Persero) menyampaikan prakiraan beban setiap GI untuk 1 (satu) tahun yang akan datang (SDC 2.1) kepada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan revisi disampaikan tanggal 1 Maret tahun berikutnya (SDC 2.1)

15 Desember : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyelesaikan prakiraan beban untuk 1 (satu) tahun ke depan (SDCA1 3)

d. Laporan Tahunan Unjuk Kerja Proteksi Jaringan (untuk Tahun Sebelumnya)

31 Maret : pengelola transmisi PT PLN (Persero) menerbitkan laporan unjuk kerja proteksi jaringan (OC 12.4)

II. Manajemen Jaringan

Laporan tahunan operasi jaringan (untuk tahun sebelumnya)

1 Maret : KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua menerbitkan laporan tahunan rangkuman operasi jaringan tahun sebelumnya (GMC 6.1)

III. Rencana Operasi Bulanan (untuk Bulan Berikutnya)

hari ke-15 bulan berjalan : 1. pengelola pembangkit menyampaikan kesiapan unit pembangkit dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1);

2. pengelola pembangunan PT PLN (Persero) menyampaikan rencana pekerjaan pembangkit atau transmisi untuk bulan berikutnya (SDC 3.1);

3. pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan kesiapan transmisi dan data pemeliharaan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1); dan

4. pengelola distribusi PT PLN (Persero) menyampaikan perkiraan

penambahan pelanggan untuk bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-25 bulan berjalan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyelenggarakan rapat alokasi energi (RAE) guna menyelaraskan data yang diterima, evaluasi bulanan berjalan, dan koordinasi hal-hal terkait operasional sistem sebagai input penyusunan rencana operasi untuk 1 (satu) bulan berikutnya (SDC 3.1)

hari ke-10 bulan berikutnya: pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan rencana operasi untuk 1 (satu) bulan periode rencana operasi bulanan (SDC 3.1)

IV. Rencana Mingguan (untuk Minggu Berikutnya)

Rabu pukul 16.00 : pengelola pembangkit atau pengelola transmisi PT PLN (Persero) menyampaikan perkiraan kesiapan unit pembangkit atau jaringan (SDC 4.5)

Kamis pukul 16.00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan rencana mingguan (SDC 4.5)

Jumat pukul 10.00 : pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik menyampaikan tanggapan atas rencana mingguan (SDC 4.5)

Jumat pukul 16.00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menerbitkan revisi rencana mingguan (SDC 4.5)

V. Rencana *Dispatch* Harian (untuk Hari Berikutnya)

pukul 10.00 : unit pembangkit (termasuk pengelola pembangkit paralel dan *power wheeling*) menyampaikan perubahan kesiapan unit pembangkit atau karakteristik pengoperasian unit pembangkit (SDC 5.1)

pukul 16.00 : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) menyampaikan rencana *dispatch* harian untuk hari berikutnya (SDC 5.6)

VI. Pengukuran dan Transaksi Tenaga Listrik

hari ke-1 setiap bulan : pembacaan meter dan pembuatan berita acara pembacaan meter oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan ditandatangani oleh pengelola pembangkit (SC 2.1)

hari ke-7 setiap bulan : pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan pengelola pembangkit mengesahkan berita acara transaksi tenaga listrik (SC 2.1)

APPENDIX B - TERMINOLOGI (GLOSSARY)

Glossary ini mendefinisikan terminologi yang digunakan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua. Penggunaan yang konsisten atas definisi akan mengurangi kemungkinan terjadi kesalahpahaman dalam memahami ketentuan pada Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

Kata dan frasa yang digunakan dalam Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua diartikan sebagai berikut, kecuali permasalahan memerlukan pengertian lain:

alat atau peralatan	alat atau peralatan yang tersambung ke jaringan tegangan tinggi yang merupakan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang dibutuhkan untuk memproduksi, mengatur, atau mengukur listrik
area	pembagian wilayah kerja pada pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
arus eksitasi atau arus medan	arus yang mengalir melalui kumparan medan pada suatu generator
asut gelap	pengasutan suatu unit pembangkit yang dilakukan tanpa ketersediaan pasokan daya dari luar
<i>automatic generation control</i> atau AGC	pengatur pembebanan pembangkit secara otomatis yaitu suatu fasilitas komputerisasi yang secara otomatis mengatur daya listrik yang keluar dari generator sebagai respons terhadap perubahan frekuensi sistem, yang memungkinkan optimisasi biaya pembangkitan secara keseluruhan dengan pengiriman sinyal untuk mengubah <i>set point governor</i> unit pembangkit
<i>automatic voltage regulator</i> atau AVR	regulator yang berfungsi untuk terus menjaga stabilitas tegangan listrik
<i>auto recloser relay</i> atau A/R	relai penutup balik otomatis yang dipasang pada <i>bay</i> penghantar
beban puncak	beban tertinggi yang dipasok oleh jaringan atau kepada pemakai tertentu
beban puncak harian	beban tertinggi harian

cadangan dingin	kapasitas unit pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke jaringan dalam waktu 4 (empat) jam
cadangan jangka panjang	unit pembangkit yang dapat diasut dan dihubungkan ke jaringan dalam waktu lebih dari 4 (empat) jam sampai dengan kurang dari 2 (dua) hari
cadangan operasi	kapasitas tersedia dalam skala waktu operasional yang dalam realisasinya telah dioperasikan untuk memproduksi daya listrik yang dijadwalkan sebagai kapasitas cadangan
cadangan putar	kapasitas pembangkitan yang tidak dibebani dan siap melayani kenaikan beban yang dinyatakan dalam persentase (%) terhadap beban sistem atau dalam MW, yang berdasarkan pilihan pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) <i>output</i> pembangkit yang dapat dihubungkan dengan sistem dalam waktu 10 (sepuluh) menit dan beban yang dapat dilepaskan dalam waktu 10 (sepuluh) menit dapat dianggap sebagai komponen cadangan putar panas
<i>circuit breaker failure</i> atau CBF	jenis proteksi yang digunakan pada sistem transmisi sebagai proteksi cadangan
<i>circulating current protection</i> atau CCP	jenis proteksi yang digunakan untuk mengamankan diameter
<i>contingency</i>	kejadian yang diakibatkan oleh kegagalan 1 (satu) atau lebih komponen seperti generator, penghantar, atau trafo
CT	<i>current transformer</i>
daya aktif	pembangkitan, penyaluran, atau penggunaan daya listrik sebagai hasil perkalian antara tegangan dengan komponen <i>se-phase</i> arus bolak-balik yang dinyatakan dalam kW atau MW, yang merupakan bagian dari daya semu VA atau kVA yang dapat ditransformasikan menjadi cahaya, gerak fisik, atau panas
daya reaktif	bagian dari daya listrik yang membangkitkan dan mempertahankan medan listrik atau magnetis dari suatu peralatan arus bolak-balik

	yang harus dipasang ke peralatan magnetis (seperti motor dan trafo) serta harus dipasang untuk mengompensasi rugi-rugi reaktif pada fasilitas transmisi, yang dinyatakan dalam kVAR atau MVAR
daya semu	hasil perkalian tegangan dengan arus dalam suatu rangkaian listrik yang dinyatakan dalam kVA atau MVA yang mengandung daya aktif dan daya reaktif
<i>dedicated</i>	saluran telekomunikasi yang diperutukkan khusus dan tidak dapat diintervensi untuk perutukkan lain
DEF	<i>directional earth fault</i>
deklarasi	pernyataan rencana kesiapan yang berisi angka karakteristik operasi atau faktor lain yang dibuat oleh pengelola pembangkit atas unit pembangkitnya.
<i>direct</i> atau <i>point to point</i>	saluran komunikasi yang terhubung langsung di antara perangkat akhir (<i>end device</i>) tanpa melalui perangkat antara
<i>dispatch</i>	instruksi kepada pengelola pembangkit untuk membebani unitnya ke tingkat tertentu yang jumlah keseluruhannya sesuai dengan kebutuhan atau beban dengan cara yang andal dan ekonomis
<i>dispatch</i> harian	pembebanan harian pembangkit yang diharapkan
distorsi harmonik	distorsi yang disebabkan oleh ketidaklinieran karakteristik peralatan daya listrik tertentu seperti penyearah, <i>inverter</i> , dan motor penggerak dengan kecepatan bervariasi, antara lain diakibatkan dari arus harmonik yang dibangkitkan di jaringan bersama karakteristik respons frekuensi, yang dinyatakan sebagai % (persen) terhadap tegangan pada frekuensi nominal 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
<i>disturbance fault recorder</i> atau DFR	<i>tools</i> untuk merekam kejadian gangguan pada suatu Sistem Tenaga Listrik dan data rekaman dapat digunakan sebagai bahan analisis pascakejadian (<i>post mortem</i>)

<i>droop</i>	parameter <i>governor</i> pembangkit yang didefinisikan sebagai perubahan daya <i>output</i> untuk perubahan frekuensi sebesar 1 (satu) Hz yang dinyatakan dalam persentasi (%) dari <i>rated output</i> , contoh pembangkit 100 (seratus) MW dengan karakteristik <i>droop</i> 5% (lima persen) akan mengalami pertambahan <i>output</i> 5 (lima) MW untuk setiap penurunan frekuensi 1 (satu) Hz dari 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz
<i>DTT</i>	<i>direct transfer trip</i>
energi aktif	kecepatan penyaluran daya aktif dalam suatu periode waktu yang biasanya diukur dalam watt-jam (Wh) atau kilowatt-jam (kWh)
energi baru dan terbarukan intermiten atau EBT intermiten	pembangkit listrik dengan menggunakan energi baru dan terbarukan yang bersifat intermiten dan berubah-ubah berdasarkan energi primer, seperti pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB)
<i>excess power</i>	kelebihan tenaga listrik (<i>excess power</i>) yang dijual kepada PT PLN (Persero)
faktor beban	rasio rata-rata <i>output</i> atau beban terhadap maksimum <i>output</i> atau beban dalam 1 (satu) periode waktu
<i>flicker</i>	perubahan kecil tegangan yang berlangsung cepat dan kontinyu yang dapat terdeteksi oleh mata manusia jika terjadi pada lampu pijar
FO	<i>fiber optic</i>
FO terpisah secara fisik	kabel yang berbeda, pemisahan <i>core</i> FO tidak dalam 1 (satu) kabel yang sama
gangguan	kejadian tidak terencana yang mengakibatkan kondisi abnormal dalam jaringan
<i>gas insulated substation</i> atau GIS	GI yang menggunakan gas sebagai bahan isolasi
GFR	<i>ground fault relay</i>
GI	gardu induk tegangan tinggi
GITET	GI tegangan ekstratinggi

GPS	<i>global positioning system</i>
hari	hari kalender
hari kerja	setiap hari dalam seminggu kecuali hari Sabtu, hari Minggu, atau hari libur yang ditetapkan oleh Pemerintah
<i>heat rate</i>	energi panas yang digunakan oleh unit pembangkit dalam memproduksi 1 (satu) unit energi listrik yang dinyatakan dalam gigajoule/megawatt-hour (GJ/MWh)
hidro	tenaga air yang digunakan memproduksi tenaga listrik
HV	<i>high voltage</i>
Hz	Hertz
IBT	<i>interbus transformer</i>
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>intelligent electronic device</i>
jadwal pemeliharaan	jadwal yang menunjukkan rencana <i>outages</i> untuk pelaksanaan pemeliharaan
jaringan atau <i>grid</i>	jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang digunakan untuk menyalurkan daya yang terdiri atas penghantar pada tingkat tegangan 66 (enam puluh enam) kV, 150 (seratus lima puluh) kV, 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV, dan 500 (lima ratus) kV berikut GI, trafo, dan komponen lain
kA	kiloampere
kapasitas	daya <i>output</i> yang dapat dicapai oleh suatu unit pembangkit, trafo, penghantar, atau peralatan lain yang dinyatakan dalam MW atau MVA
karakteristik operasi ekonomis	data pengoperasian yang memberi informasi atas operasi ekonomis unit pembangkit
karakteristik pengoperasian	parameter yang mendefinisikan kemampuan suatu unit pembangkit merespons instruksi <i>dispatch</i>
keadaan darurat	situasi di mana integritas, keamanan, atau

	stabilitas keseluruhan atau sebagian dalam keadaan terancam
keandalan	kemampuan memasok daya tanpa terputus hampir pada semua kondisi
kebutuhan atau beban	jumlah daya aktif dan daya reaktif yang telah dipasok atau diharapkan akan dipasok kepada seluruh pelanggan melalui jaringan (<i>grid</i>) atau bagian dari jaringan, yang dinyatakan dalam MW dan MVAR dalam periode waktu tertentu
kecepatan pembebanan	kecepatan kenaikan pembebanan unit pembangkit yang tersambung ke jaringan dalam kondisi kendali operator dan pengoperasian normal yang dinyatakan dalam MW/menit
kedip tegangan	penurunan tegangan <i>root mean square</i> (RMS) dalam fraksi milidetik selama beberapa detik
kejadian penting	kejadian serius yang mempengaruhi keamanan dan keandalan operasi sistem atau subsistem atau terhentinya pasokan listrik yang berdampak luas kepada masyarakat
keluar terencana	pengeluaran fasilitas jaringan yang diusulkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau unit pembangkit yang diusulkan oleh pengelola pembangkit selama waktu yang disetujui oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
kemampuan asut gelap	kemampuan suatu pusat pembangkit untuk melakukan operasi asut gelap
kesiapan atau ketersediaan	ukuran waktu mampu atau kesiapan suatu unit pembangkit, penghantar, atau fasilitas lain dalam operasi pelayanan apakah dioperasikan atau tidak, yang dinyatakan dalam persentase (%) ketersediaannya dalam periode waktu yang dievaluasi
konsumen tenaga listrik	badan usaha yang membeli tenaga listrik dari PT PLN (Persero) yang tersambung dengan jaringan Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi dan menengah

koordinator keselamatan kerja	individu yang ditunjuk oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik untuk mengoordinasikan masalah keselamatan kerja pada titik sambung, termasuk persiapan, aplikasi, persetujuan, dan revisi atas prosedur keselamatan kerja setempat
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampere
kVAR	kilovolt-ampere reactive
kVARh	kilovolt-ampere reactive hour
kW	kilowatt
laporan tahunan operasi jaringan	laporan perencanaan operasional tahun sebelumnya dan analisis kemampuan jaringan (<i>grid</i>) melayani proyeksi tingkat beban dan pembangkitan untuk 5 (lima) tahun ke depan yang dipersiapkan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Pesero)
laporan tahunan rangkuman operasi jaringan	rangkuman operasi jaringan yang dibuat dan diterbitkan oleh KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua
LCD	<i>line current differential</i>
<i>load frequency control</i> atau LFC	pengaturan frekuensi secara sekunder
LV	<i>low voltage</i>
<i>merit order</i>	daftar unit pembangkit dengan urutan biaya operasi yang marginal, sudah termasuk pertimbangan biaya <i>start up</i> dan <i>shutdown</i> , minimum waktu <i>start up</i> dan waktu keluar, kendala bahan bakar, serta kendala operasi lain
mnemonic atau MNEM	grup alarm pesan (<i>message</i>) yang ditampilkan, terdiri atas format sinkronisasi, format informasi, dan format terminasi
MVA	megavolt-ampere
MVAR	megavar

MW	megawatt
MWh	megawatt-hour
NGR	<i>neutral grounding resistance</i>
NVDR	<i>neutral voltage displacement relay</i>
OCR	<i>over current relay</i>
OLTC	<i>on load tap change</i>
O&M	<i>operation and maintenance</i>
pelaku usaha atau pemakai jaringan	badan usaha yang memakai atau menggunakan jaringan
pelepasan beban atau <i>load shedding</i>	pengurangan beban secara sengaja (otomatis atau manual) dengan pemutusan beban tertentu karena kejadian abnormal untuk mempertahankan integritas jaringan dan menghindari pemadaman yang lebih besar
pembangkitan	produksi atau fasilitas yang dibutuhkan untuk memproduksi listrik
pembangkitan daya reaktif	kapasitas daya reaktif yang dapat dihasilkan oleh unit pembangkit
pembangkitan minimum	<i>output</i> minimum suatu unit pembangkit yang dapat dipertahankan
pembangkit listrik tenaga air atau PLTA	pusat pembangkit yang menggunakan tenaga air
pembumihan atau <i>grounding</i>	provisi suatu sambung listrik antara 1 (satu) atau lebih konduktor dengan tanah yang diperlukan untuk keselamatan personel, umum, dan keamanan peralatan
pemisah atau PMS	alat untuk memisahkan tegangan pada peralatan instalasi tegangan tinggi atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>disconnecting switch</i> (DS)
pemutus atau PMT	pemutus daya untuk menutup dan membuka rangkaian listrik dalam keadaan tidak berbeban atau berbeban dengan kemampuan tertentu untuk memutus arus hubung singkat atau dalam bahasa Inggris dikenal dengan sebutan <i>circuit breaker</i> (CB)

pemutusan	pemisahan secara listrik peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dari jaringan
pengelola distribusi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola usaha distribusi tenaga listrik dengan level tegangan kurang dari 20 (dua puluh) kV
pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang mengelola operasi Sistem Tenaga Listrik tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
pengelola pembangkit	pengelola pembangkit PT PLN (Persero) atau perusahaan pembangkit yang memiliki 1 (satu) atau lebih unit pembangkit yang menyalurkan daya ke jaringan, antara lain pembangkit PT PLN (Persero), pembangkit anak perusahaan PT PLN (Persero), pembangkit swasta atau <i>independent power producer</i> (IPP), pembangkit <i>power wheeling</i> , dan pembangkit <i>excess power</i>
pengelola pembangunan PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) sebagai pengelola pembangunan pembangkit dan jaringan
pengelola transmisi PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang melakukan pengelolaan aset transmisi tegangan tinggi dan tegangan ekstratinggi
penurunan tegangan	cara mengurangi beban dengan menurunkan tegangan
peralatan meter	alat ukur
peralatan pembumian	peralatan yang dirancang untuk pembumian
peralatan pengukuran atau sistem <i>metering</i>	seluruh peralatan yang tersambung dengan sistem <i>metering</i> yang meliputi trafo arus, trafo tegangan, dan alat ukur
perencana sistem PT PLN (Persero)	unit pada PT PLN (Persero) yang bertugas memberikan persetujuan proses pembangunan pembangkit tenaga listrik
periode mingguan	hari Jumat sampai dengan hari Kamis pada minggu berikutnya
peristiwa	kejadian tidak terencana pada atau yang berhubungan dengan jaringan yang telah atau mungkin akan melanggar aturan operasi atau suatu kecelakaan terhadap seseorang

perjanjian jual beli tenaga listrik atau PJBL	perjanjian jual beli tenaga listrik antara PT PLN (Persero) selaku pembeli dengan badan usaha selaku penjual
pernyataan kesiapan	pernyataan atas kesiapan unit generator yang diharapkan oleh pengelola pembangkit
<i>phasor measurement unit</i> atau PMU	peralatan elektronik yang menghasilkan pengukuran <i>synchrophasor</i> dan frekuensi terhadap gelombang 3 (tiga) <i>phase</i> arus dan tegangan
<i>power line carrier</i> atau PLC	media komunikasi melalui saluran udara tegangan tinggi
<i>power wheeling</i>	penyaluran energi listrik oleh konsumen tenaga listrik dari suatu pembangkit listrik melalui jaringan tenaga listrik milik PT PLN (Persero) atau pihak lain
prosedur keselamatan kerja setempat	prosedur keselamatan kerja yang diberlakukan oleh pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) atau pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik, meliputi pekerjaan yang dilaksanakan pada sisi masing-masing titik sambung
proteksi peralatan	pengaman Sistem Tenaga Listrik dengan cara membebaskan peralatan utama seperti transformator, penghantar, dan generator yang terganggu sehingga Sistem Tenaga Listrik dapat terus beroperasi secara normal, misalnya OCR, GFR, relai <i>distance</i> , dan relai <i>differential</i>
proteksi sistem	sistem pertahanan operasi Sistem Tenaga Listrik untuk menjaga keseimbangan pasokan dan beban dari gangguan yang mungkin terjadi pada sistem, antara lain <i>under frequency load shedding (UFLS)</i> , <i>over load shedding (OLS)</i> , <i>over generation shedding (OGS)</i> , <i>under voltage load shedding (UVLS)</i> , dan <i>island operation</i>
proyeksi beban	prakiraan beban yang diharapkan akan terjadi dalam jaringan
pusat pengatur beban	pengelola operasi sistem Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua yang melakukan penjadwalan dan <i>dispatch</i> unit pembangkit serta supervisi dan <i>switching</i> jaringan (<i>grid</i>)

relai frekuensi rendah	relai yang dapat mendeteksi frekuensi sistem yang bekerja jika frekuensi turun di bawah nilai <i>setting</i> -nya
rencana operasi mingguan	pernyataan yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana pembebanan	proyeksi beban dan langgam beban yang diharapkan akan dibutuhkan oleh pelanggan
rencana pemeliharaan mingguan	jadwal yang menunjukkan rencana keluar (<i>outages</i>) unit pembangkit, pusat pembangkit, dan jaringan dalam periode mingguan
rencana tahunan pengembangan jaringan	rencana 10 (sepuluh) tahun mengenai pengembangan dan penguatan jaringan dan penambahan unit pembangkit untuk memenuhi proyeksi kebutuhan (<i>demand</i>)
RGT	relai gangguan tanah
rugi-rugi	energi listrik yang hilang dalam inti trafo dan konduktor penghantar atau kabel di jaringan
SBEF	<i>standby earth fault</i>
<i>short zone protection</i> atau SZP	proteksi yang digunakan untuk mengamankan daerah antara CT dan PMT pada diameter di GI
sinkronisasi	proses penyamaan frekuensi, tegangan, dan <i>phase</i> suatu unit pembangkit dengan jaringan sehingga memenuhi persyaratan untuk penyambungan dilaksanakan
sistem	gabungan antara jaringan dengan semua peralatan milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik yang tersambung ke jaringan
<i>source impedance ratio</i> atau SIR	rasio impedansi sumber terhadap impedansi saluran
<i>start</i> atau asut	proses suatu unit pembangkit dari status mati (<i>shutdown</i>) ke status tersinkron dengan jaringan
studi energi tidak terlayani	metode memperkirakan kemungkinan kegagalan pelayanan beban rencana ekspansi sumber daya tertentu serta untuk prakiraan beban, dengan

	menggunakan kriteria persentase (%) dari perkiraan energi (MWh) yang tidak terlayani atau prakiraan beban yang tidak terpenuhi
subsistem	sistem di bawah <i>backbone</i> 500 (lima ratus) kV yang disuplai oleh IBT 500/150 kV dan unit pembangkit yang tersambung pada tegangan 150 (seratus lima puluh) kV
<i>supervisory control and data acquisition (SCADA) system</i> atau sistem SCADA	pengontrol dan pengukur jarak jauh yang digunakan dalam tenaga listrik yang mengumpulkan data operasional seperti frekuensi, tegangan, aliran daya, posisi PMT dalam jaringan, serta memproses dan menampilkannya di pengelola operasi sistem PT PLN (Persero)
tegangan tinggi atau TT	tegangan di atas 35 (tiga puluh lima) kV sampai dengan 150 (seratus lima puluh) kV dalam jaringan
tegangan ekstratinggi atau TET	tegangan 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV dan 500 (lima ratus) kV dalam jaringan
THD	<i>total harmonic distortion</i>
titik sambung	titik sambung antara jaringan dan instalasi milik pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik
topologi	arsitektur komunikasi untuk pengiriman data dari pengirim ke penerima
trafo generator	trafo yang digunakan mengonversikan tegangan generator ke tingkat yang diperlukan pada titik sambung ke jaringan (<i>grid</i>)
TV	<i>tertier voltage</i>
unit pembangkit	kombinasi penggerak mula dan generator (dan peralatan lain) yang membangkitkan daya listrik arus bolak-balik
VA	volt-ampere
waktu keluar minimum	waktu minimum unit pembangkit di luar jaringan setelah <i>shutdown</i>

Aturan Jaringan Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua ini merupakan dokumen yang bersifat dinamis sehingga harus selalu dievaluasi oleh KMAJ Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

ARIFIN TASRIF

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,



M. Idris F. Sihite