

CAMBIOS REALIZADOS A LAS REGLAS COMERCIALES PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

1. Cambios aprobados mediante Resolución JD – 3207 de 22 de febrero de 2002 emitida por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP). Estos cambios en general fueron por:
 - Separación de las transacciones comerciales en Mercado Local y Mercado de Exportación. Este cambio venció el 31 de octubre de 2002.
 - Desarrollo del tema de la Generación Propia de un Distribuidor.
 - Desarrollo del Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda.

2. Cambios aprobados mediante Resolución JD – 3463 de 21 de agosto de 2002 emitida por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP). Estos cambios en forma general fueron por:
 - Eliminación de la figura de Comprador Principal como responsabilidad de ETESA.
 - Definición de los plazos y vigencia de los contratos.
 - Definición del Incumplimiento de los Compromisos de Potencia de los Participantes Productores.

3. Cambios aprobados mediante Resolución No. JD – 4812 de 22 de junio de 2004 emitida por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP). Los cambios en forma general fueron por:
 - Adecuar las presentes Reglas Comerciales del Mercado Eléctrico Nacional a las disposiciones del Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional, aprobado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
 - Establecer la obligatoriedad de constituir un Banco Liquidador para el mercado eléctrico local.
 - Establecer garantías a los generadores que gestionan en el mercado ocasional y ajustar las penalidades por incumplimiento.
 - Unificar criterios y procedimientos sobre el despacho.

4. Cambios aprobados mediante Resolución No. JD – 5864 de 17 de febrero de 2006 emitida por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP). Los cambios en forma general fueron por:
 - Redefinir "clientes regulados" con el fin de que quede establecida la obligatoriedad de la contratación del 100% de la demanda de los distribuidores.
 - Establecer la obligatoriedad de la asignación de Reserva de Largo Plazo para el gran cliente que no tenga contratos.
 - Asignar los costos de generación obligada y costos de arranque debido eventos no asociados con la demandas.
 - Redefinir plazos para la elaboración y evaluación del Informe Indicativo de Demandas.

5. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 2821–Elec de 29 de julio de 2009 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Los cambios en forma general fueron por:
 - Administración de la generación propia de los Distribuidores, la cual puede ser comercializada en el mercado ocasional y/o con tercero siempre y cuando el Distribuidor haya cumplido con su obligación de contratar.
 - Para ser implementados, los Contratos de Suministro requieren su registro previo en la ASEP.
 - Se establece la obligatoriedad de la prioridad de uso de la energía asociada a potencia firme en Contratos de Suministro de solo potencia.
 - Se modificaron los plazos de intercambio de información para el Informe Indicativo de Demandas y el Informe de Confiabilidad.
 - Se modificó la penalidad asociada al incumplimiento al servicio auxiliar de reserva de largo plazo.
 - Se posibilita la revisión del monto de la garantía de pago durante el año correspondiente.

6. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 2969–Elec de 23 de septiembre de 2009 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Los cambios en forma general fueron por:
 - Permitir a los Generadores poder suscribir Contratos de Reserva de solo energía.

7. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 3476–Elec de 10 de mayo de 2010 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Los cambios en forma general fueron por:
 - Homogenizar el tema de las responsabilidades de ETESA y las Empresas de Distribución Eléctrica en las compras de Potencia y Energía.
 - Establecer la obligatoriedad de los Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores y Empresas de Distribución Eléctrica con Generación Propia que tengan potencia y energía disponible de participar en los Actos de Concurrencia que convoque ETESA como requisito previo para la Participación de los mismos en el Mercado Ocasional.
 - Adecuar el tema del costo reconocido en tarifas de las compras de las Empresas de Distribución Eléctrica.
 - Inclusión de los costos de parada de las unidades térmicas que se encuentran establecidos en las consideraciones generales más no así en algunos numerales.
 - Aclaración de los aspectos a considerar para el cálculo del precio de la energía.
 - Complementación de los puntos a considerar para la elaboración de un redespacho.
 - Modificación a la gestión del Comité Operativo.

8. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 4581-Elec de 11 de julio de 2011 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Los cambios en forma general fueron por:
 - Nuevo procedimiento para la valorización de las pérdidas de transmisión.

9. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 5061-Elec de 11 de enero de 2012 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Los cambios en forma general fueron por:
 - Nuevo esquema para la participación en el Mercado Mayorista de Autogeneradores y Cogeneradores.
 - Redefinición del valor de potencia firme de largo plazo de los Participantes Generadores.

10. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 5329-Elec de 15 de mayo de 2012 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cambios en forma general fueron por:
 - Modificación en la valorización de las pérdidas de transmisión para autogeneradores y cogeneradores.

11. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 5849-Elec de 31 de diciembre de 2012 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cambios en forma general fueron por:
 - Introducción de las interfaces necesarias para que las normas sectoriales del Mercado Mayorista de Electricidad, estén acorde con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) el cual debe entrar en vigencia a partir del 1 de enero de 2013.
 - Clarificación en las definiciones de Exportación e Importación Firmes y No Firmes.
 - Clarificación en las definiciones de los Contratos Nacionales y Contratos Internacionales.
 - Administración de las Importaciones en el Mercado de Contratos y en el Mercado de Oportunidad y su impacto en el Despacho Económico.
 - Administración de los Contratos Firmes y No Firmes.

12. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 6007-Elec de 13 de marzo de 2013 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cambios en forma general fueron por:
 - El precio de la energía en el mercado ocasional estará dado por el costo variable aplicable al despacho de la última oferta térmica requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente, en el centro de carga del sistema.
 - No será tomada en consideración generación adicional requerida para mantener en los embalses del sistema un nivel que garantice la seguridad del sistema ante condiciones hidráulicas secas y/o por restricciones de la red de transmisión y distribución. Dicho despacho se denomina despacho de precio.

13. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 6166-Elec de 27 de mayo de 2013 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en donde se modifica la Resolución AN No. 6007-Elec de 13 de marzo de 2013. Los cambios en forma general fueron por:

- Se deroga el párrafo transitorio contenido en la resolución de 13 de marzo de 2013.
 - Se suspende el numeral 2.2.7 de la Metodología de Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión, hasta tanto se presente y aprueben las modificaciones respectivas.
 - Hasta tanto se modifiquen las Metodologías de Detalle, el CND deberá aplicar lo establecido en el numeral 9.5.1.4. de las Reglas comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad.
14. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 7477-Elec de 19 de junio de 2014 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cambios en forma general fueron por:
- Se modifica el término “mes de incumplimiento”, por el término “semana de incumplimiento” en el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo “SAERLP”. Igualmente se modifica el término “Ente” por “ASEP”.
 - Se define el período para presentar los ajustes a los DTE resueltos.
 - Se modifica el procedimiento para el cálculo del valor del depósito de garantía para los Participantes del Mercado.
 - Se modifica el período de ejecución de los instrumentos de depósitos de garantía.
 - Se elimina el numeral 5.5.4.8, sobre los precios ofertados en el SAERLP.
15. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 8451-Elec de 13 de abril de 2015 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cambios en forma general fueron por:
- El precio de la energía en el mercado ocasional estará dado por el costo variable aplicable al despacho de la última oferta requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente, en el centro de carga del sistema.
 - El CND debe calcular el precio de la energía en el Mercado Ocasional con un despacho económico que da prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo, sin considerar restricciones de la red de transmisión y/o distribución. Dicho despacho se denomina despacho de precio.

16. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 10517-Elec de 6 de octubre de 2016 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cambios en forma general fueron por:
- Se establece como el CND debe calcular el costo económico de las pérdidas de energía por transmisión de acuerdo al tipo de Planta o Central y de acuerdo a los contratos que posee el participante.
 - Se establece el mecanismo que deberá emplear el CND para estimar el monto de garantía de cada participante.
17. Cambios aprobados mediante Resolución AN No. 12083-Elec de 30 de enero de 2018 emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Los cambios en forma general fueron por:
- Se establece como el CND debe calcular el costo económico de las pérdidas de energía por transmisión de acuerdo al tipo de Planta o Central y las importaciones.
 - Se establece el mecanismo que deberá emplear el CND para estimar el monto de garantía de la Empresa de Transmisión.
 - Se establece el uso de los medidores de las distribuidoras en reemplazo del medidor SMEC para los Grandes Clientes.

REPUBLICA DE PANAMÁ



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

REGLAS COMERCIALES

APROBADAS MEDIANTE LA RESOLUCIÓN N° JD-605 DE 24 DE ABRIL DE 1998 LA CUAL HA SIDO MODIFICADA A TRAVÉS DE LAS RESOLUCIONES JD-763 DE 8 DE JUNIO DE 1998, JD-3207 DE 22 DE FEBRERO DE 2002, JD-3463 DE 21 DE AGOSTO DE 2002, JD- 4812

DE 22 DE JUNIO DE 2004, JD-5864 DE 17 DE FEBRERO DE 2006, AN No. 2821-ELEC DE 29 DE JULIO DE 2009, AN No. 2969-ELEC DE 23 DE SEPTIEMBRE DE 2009, AN No. 3476-ELEC DE 10 DE MAYO DE 2010, AN No. 4581-ELEC DE 11 DE JULIO DE 2011, AN No. 5061- ELEC DE 11 DE ENERO DE 2012, AN No. 5329-ELEC DE 15 DE MAYO DE 2012, AN No. 5849-ELEC DE 31 DE DICIEMBRE DE 2012, AN No. 6007 DE 13 DE MARZO DE 2013, AN No. 6166-ELEC DE 27 DE MAYO DE 2013, AN No. 7477-ELEC DE 19 DE JUNIO DE 2014, AN No. 8451-ELEC DE 13 DE ABRIL DE 2015, AN No. 10517-ELEC DE 6 DE OCTUBRE DE 2016 Y AN No. 12083-ELEC DE 30 DE ENERO DE 2018.

INDICE

1. OBJETO	5
2. GLOSARIO	5
2.1 DEFINICIONES	5
2.2 NOMENCLATURAS	10
3. ORGANIZACIÓN COMERCIAL	10
3.1 PRODUCTOS QUE SE COMERCIALIZAN	10
3.2 PARTICIPANTES DEL MERCADO	11
3.3 ESTRUCTURA COMERCIAL.....	12
3.4 DISTRIBUIDORES CON GENERACIÓN PROPIA.....	13
3.4.1 <i>DESPACHO Y PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO</i>	13
3.5 AUTOGENERADORES Y COGENERADORES	14
4. MERCADO DE CONTRATOS.....	16
4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	16
4.1.1 <i>REQUISITOS</i>	16
4.1.2 <i>CONDICIONES OPERATIVAS Y COMERCIALES</i>	16
4.1.3 <i>RESTRICCIONES</i>	17
4.2 INFORMACIÓN DE LOS CONTRATOS	17
4.3 TIPOS DE CONTRATOS.....	19
4.4 CONTRATOS DE SUMINISTRO.....	20
4.4.1 <i>OBJETO:</i>	20
4.4.2 <i>PARTES</i>	20
4.4.3 <i>ALCANCE DEL COMPROMISO</i>	21
4.4.4 <i>RÉGIMEN DE PRECIOS</i>	21
4.4.5 <i>CONTRATOS DE SUMINISTRO CON COMPRA / VENTA DE POTENCIA</i>	22
4.4.6 <i>CONTRATOS DE SUMINISTRO CON COMPRA / VENTA DE ENERGÍA</i>	22
4.5 CONTRATOS DE RESERVA.....	23
4.5.1 <i>OBJETO</i>	23
4.5.2 <i>PARTES</i>	23
4.5.3 <i>ALCANCE DEL COMPROMISO</i>	23
4.5.4 <i>RESTRICCIONES</i>	24
4.6 CONTRATOS Y CONVENIOS EXISTENTES	25
5. LA POTENCIA FIRME Y LA RESERVA DE LARGO PLAZO.....	25
5.1 DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN	25
5.2 INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS	26
5.3 POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO	28
5.4 PRECIO MAXIMO DE LA POTENCIA	30
5.5 RESERVA DE LARGO PLAZO	31
5.5.1 <i>OBJETO</i>	31
5.5.2 <i>REQUERIMIENTO PARA EL PARTICIPANTE CONSUMIDOR</i>	31
5.5.3 <i>REQUERIMIENTO DE SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO</i>	32
5.5.4 <i>OFERTAS</i>	33
5.5.5 <i>ASIGNACIÓN INICIAL DEL SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO</i> 34	
5.5.6 <i>AJUSTES MENSUALES Y ASIGNACIÓN DEFINITIVA</i>	36
5.5.7 <i>COMPROMISO</i>	36

5.5.8	INCUMPLIMIENTOS.....	37
5.5.9	RESULTADOS.....	38
6.	LA OBLIGACIÓN DE GARANTÍA DE SUMINISTRO Y LOS CONTRATOS DE DISTRIBUIDORES	38
6.1	OBJETO.....	38
6.2	EL COMPROMISO DE POTENCIA.....	39
6.3	EL COMPROMISO DE ENERGÍA	39
6.4	EXCEPCIONES.....	39
6.5	CONTRATOS DE DISTRIBUIDORES A TRASLADAR A TARIFAS	39
6.5.1	REQUISITOS.....	39
6.5.2	CONTRATACIÓN DE POTENCIA.....	40
6.5.3	CONTRATACIÓN DE ENERGÍA.....	40
7.	ADMINISTRACIÓN DE LOS FALTANTES Y SOBANTES DE POTENCIA	41
7.1	OBJETO.....	41
7.2	PERÍODO DE MÁXIMO DIARIO	41
7.3	POTENCIA MÁXIMA COMERCIAL	42
7.4	BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE PRODUCTOR.....	42
7.5	BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE CONSUMIDOR.....	43
7.6	COMPENSACIONES DE POTENCIA.....	43
7.6.1	OBJETO.....	43
7.6.2	OFERTAS.....	44
7.6.3	ASIGNACIÓN DE COMPENSACIONES.....	44
8.	ADMINISTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL	
.....		
.....		45
8.1	OBJETO.....	45
8.2	ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS DE RESERVA	45
8.3	ADMINISTRACIÓN POR DIFERENCIAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO	45
8.3.1	COMPROMISOS	45
8.3.2	TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL.....	45
9.	PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL	46
9.1	GENERALIDADES	46
9.2	COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO.....	46
9.3	UNIDADES FALLA	47
9.4	PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA	48
9.5	EL PRECIO DE LA ENERGÍA.....	49
9.5.1	DESPACHO DE PRECIO	49
9.5.2	PREDESPACHO Y REDESPACHOS	50
9.5.3	CÁLCULO DEL PRECIO.....	51
9.6	LA GENERACIÓN OBLIGADA	51
10.	SERVICIOS AUXILIARES.....	53
10.1	ALCANCE.....	53
10.2	MONTO MÁXIMO PARA SERVICIOS AUXILIARES GENERALES.....	54
10.3	SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA	55
10.4	SERVICIOS AUXILIARES DE RESERVA DE CORTO PLAZO.....	55
10.5	CARGOS POR SERVICIOS AUXILIARES GENERALES.....	56
10.6	SERVICIO DE RESERVA DE LARGO PLAZO	56

10.7	SERVICIO AUXILIAR DE SEGUIMIENTO DE DEMANDA	56
11.	PÉRDIDAS	58
11.1	COSTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS	58
11.2	FACTORES DE PÉRDIDAS	59
12.	COSTOS MAYORISTAS DE DISTRIBUIDORES	60
12.1	OBJETO	60
12.2	COSTOS DE COMPRA PREVISTOS	60
12.3	COSTOS DE COMPRA REALES	61
13.	IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	61
13.1	RESPONSABILIDAD DE LOS ORGANISMOS COORDINADORES	61
13.2	CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN	62
13.2.1	<i>GENERALIDADES</i>	<i>62</i>
13.2.2	<i>CONTRATOS FIRMES Y NO FIRMES</i>	<i>63</i>
13.2.3	<i>CONTRATOS DE IMPORTACIÓN</i>	<i>63</i>
13.2.4	<i>CONTRATOS DE EXPORTACIÓN</i>	<i>64</i>
13.3	INTERRUMPIBILIDAD DE INTERCAMBIOS EN UNA INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL 66	67
13.4	IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE OCASIÓN	67
13.5	ENERGÍA INADVERTIDA	68
14.	LIQUIDACIÓN	69
14.1	ALCANCE	69
14.2	SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL	69
14.3	ERRORES O DATOS FALTANTES	72
14.4	PLAZOS	73
14.5	BASE DE DATOS COMERCIAL	73
14.6	DEUDORES Y ACREEDORES	73
14.7	DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS	74
14.8	RECLAMOS	74
14.9	LIQUIDACIÓN Y COBRANZA	75
14.10	MORA Y FALTA DE PAGO	76
15.	TRANSPARENCIA	79
15.1	INFORMACIÓN COMERCIAL	79
15.3	AJUSTES REGLAMENTARIOS	82
15.4	METODOLOGÍAS	83

1. OBJETO

1.1.1.1 Las presentes reglas se definen para la administración comercial del Mercado Mayorista de Panamá y se enmarcan dentro de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, sus modificaciones y reglamentación.

1.1.1.2 Todas las empresas que operen comercialmente en el Mercado, denominadas Participantes del Mercado o Participantes, deben cumplir con las presentes Reglas Comerciales.

1.1.1.3 El Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión es el responsable de la administración comercial del Mercado, y debe realizar su actividad con neutralidad, eficacia y transparencia cumpliendo las normas y procedimientos que se definen en las presentes Reglas Comerciales.

1.1.1.4 El CND, con el apoyo del Comité Operativo, deberá desarrollar las Metodologías de detalle para la implementación de las presentes Reglas Comerciales, para tal efecto el CND deberá solicitar la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las presentes Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia así como evitar conflictos de interpretación. La aprobación de las Metodologías y sus posteriores ajustes se realizará de acuerdo al procedimiento que se define en estas Reglas Comerciales.

2. GLOSARIO

2.1 DEFINICIONES

Las siguientes definiciones se agregan a las de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, sus modificaciones y reglamentación:

- Bolsa de Energía: Escenario o lugar donde concurren, tanto Participantes Productores como Grandes Clientes para transar energía, estableciendo un precio producto de la casación de las ofertas de los Participantes Productores y la Demanda de los Grandes Clientes
- Clientes regulados: Son los clientes de una empresa de distribución que compran su suministro de energía a tarifa regulada.
- Contrato de Exportación: Contrato de un Participante Nacional con un Participante Extranjero para la exportación de energía o potencia eléctrica.
- Contrato Extrarregional: Contrato internacional con un país no miembro del MER; no pertenece al Mercado de Contratos Regional.

- Contrato de Importación: Contrato de un Participante Nacional o un Participante Extranjero para la importación de energía o potencia eléctrica.
- Contratos Iniciales: Contratos que surgen como parte del proceso de privatización de las empresas Distribuidoras y Generadoras.
- Contratos Internacionales: Contratos de importación o exportación.
- Contratos Nacionales: Contratos entre Participantes Nacionales que involucran producción y consumo en la República de Panamá.
- Contrato de Reserva: Contrato mediante el cual un Participante Productor acuerda con otro Participante Productor la venta de potencia, y/o energía para que el Productor que es la parte compradora, la comercialice.
- Contrato Regional: Contrato internacional con un país miembro del MER; hace parte del Mercado de Contratos del MER.
- Contrato de Suministro: Contrato mediante el cual los Participantes Consumidores acuerdan con Participantes Productores la compra / venta futura de energía y/o potencia.
- Demanda Máxima de Generación: Dentro de un período dado, es el máximo requerimiento de capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva establecido para confiabilidad.
- Días: Se refiere a días calendario.
- Empresa de Transmisión: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).
- Enlace Extrarregional: Interconexión eléctrica con un país no miembro del MER.
- Ente Operador Regional (EOR): Organismo regional creado mediante el Artículo 18 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central cuya función principal es la de coordinar con los entes nacionales de despacho la operación integrada de los sistemas eléctricos de América Central con criterio de despacho económico.
- Excedentes firmes: En el caso de un Autogenerador corresponden a la suma de las Potencias Firmes de Largo Plazo y energía asociada de sus unidades de generación o GGC que podrán comercializar, de la misma manera en la que los Generadores comercializan su Potencia Firme de Largo Plazo. Se definen una vez que el autogenerador establece sus requerimientos. En el caso de los Cogeneradores, al ser sus excedentes un subproducto de un proceso, el cual no está ligado a la generación eléctrica, los mismos carecen de firmeza, por lo que no pueden ofertar Excedentes Firmes al Mercado Mayorista de Electricidad.

- Excedentes no firmes: Tanto para un autogenerador como un cogenerador corresponden a la porción de potencia y/o energía que el Autogenerador o Cogenerador establece para cubrir su requerimiento y que cuando no se utiliza la vende en el Mercado Ocasional y en las Compensaciones Diarias de Potencia e incluso a contratos en donde no exista obligación en cuanto a la cantidad de energía, como son los contratos de Energía Excedente.
- Exportación de ocasión o de Oportunidad: Operación de exportación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Ocasional Nacional.
- Exportación Firme: Operación de exportación que corresponde a un contrato firme.
- Exportación No Firme: Operación de exportación que no corresponde a un contrato firme de largo plazo.
- Generación propia (de un distribuidor): Participación directa o indirecta de una empresa distribuidora en el control de plantas de generación, cuando la capacidad agregada equivalente no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda atendida en su zona de concesión.
- Grupo Generador Conjunto: Es el conjunto de una o más unidades generadoras de un Participante Productor que se ubican en una misma central. En el caso de generación térmica corresponde a unidades similares. En el caso de una central hidroeléctrica, corresponde a toda la central. Para el caso de un Autogenerador o Cogenerador, se considerará como una central a toda la generación que puede entregar en su(s) nodo(s) de venta.
- Importación de Ocasión o de Oportunidad: Operación de importación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Ocasional Nacional.
- Importación Firme: Operación de importación que corresponde a un contrato firme.
- Importación No Firme: Operación de importación que no corresponde a un contrato firme.
- Ley Eléctrica: Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, modificada por la Ley No. 57 del 13 de octubre de 2009.
- Mercado de Contratos: Conjunto de transacciones en contratos de energía y potencia que hacen parte del Mercado Mayorista de Electricidad, incluye los contratos nacionales y los contratos internacionales.
- Mercado de Contratos Regional: Conjunto de transacciones de contratos de energía eléctrica regidas por las reglas establecidas en el Reglamento del MER.

- Mercado Eléctrico Regional: Es una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, con intercambios de corto plazo y mediante contratos de mediano y largo plazo efectuados entre empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de los países signatarios del Tratado Marco.
- Mercado Mayorista de Electricidad: Es el conjunto de operaciones que realizan los Participantes del Mercado en el ámbito mayorista en energía, potencia y Servicios Auxiliares. Abarca el Mercado Ocasional y el Mercado de Contratos que crean la Ley, las compensaciones diarias de potencia y las transacciones por Servicios Auxiliares.
- Mercado de Oportunidad Regional: Conjunto de transacciones de energía eléctrica con base en ofertas de oportunidad regidas por las reglas establecidas en el Reglamento del MER.
- Metodologías: Son los Manuales Detallados de Procedimiento a que se refiere el Tomo I del Reglamento de Operación.
- Obligación de contratar: Es la obligación de garantía de suministro de un Distribuidor.
- Obligación de garantía de suministro: Es el compromiso de cada Distribuidor de garantizar el suministro de los Clientes finales, de acuerdo a lo que establecen las Reglas de Compra y las presentes Reglas Comerciales.
- Operadores del Sistema / Operadores del Mercado (OS/OMS): Entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales.
- Participante Consumidor o Consumidor: Es el Participante que compra energía eléctrica a nivel mayorista para consumo propio o de sus clientes minoristas. Incluye en la República de Panamá a los Distribuidores y a los Grandes Clientes que compran a nivel mayorista, y al Participante cuyo consumo asociado se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional.
- Participante del Mercado (o simplemente Participante): Toda empresa que opera comercialmente en el Mercado Mayorista, y entrega o toma energía eléctrica del sistema.
- Participante Extranjero: Es el Participante Consumidor o Productor cuyo consumo o producción asociada se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional.
- Participante Nacional: Es el Participante Consumidor o Participante Productor cuyo consumo o producción se ubica en la República de Panamá.

- **Participante Productor o Productor:** Es el Participante que produce energía eléctrica para su venta a nivel mayorista. Incluye en la República de Panamá a los Generadores, la Generación Propia del Distribuidor, Autogeneradores y Cogeneradores. Incluye también al Participante cuya producción asociada se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional. También son considerados Participantes Productores los generadores que hayan suscrito un contrato de suministro o de reserva, en el que funja como parte vendedora, pero que por razones de retraso, se inicie la vigencia del suministro antes de comenzar la operación comercial de su planta y que este retraso se encuentre dentro de los plazos de demoras permitidos en la licencia, concesión o contrato de suministro correspondiente.
- **Potencia Efectiva:** Es la potencia máxima neta que puede entregar a la red una unidad generadora, en función de su capacidad instalada, restricciones propias de la unidad y consumos propios. Para el caso de un Autogenerador o Cogenerador, corresponde a la potencia que puede entregar en su o sus nodos de venta.
- **Potencia Firme de Largo Plazo:** Es un atributo de una unidad generadora o un Grupo Generador Conjunto que mide la potencia que es capaz de garantizar en condiciones de máximo requerimiento, y que es función de sus características técnicas y operativas, el requisito de confiabilidad regulado, y el compromiso que asume el Participante Productor. Se calcula de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en las presentes Reglas Comerciales.
- **Potencia Máxima Comercial de un Grupo Generador Conjunto:** Es la máxima potencia que el grupo podría entregar en un plazo máximo de 15 minutos, de requerirse máxima generación, teniendo en cuenta las restricciones operativas que pueden limitar dicha entrega, y que se calcula de acuerdo a los criterios que se definen en las presentes Reglas Comerciales.
- **Potencia Máxima para compromisos de Consumidores:** Para cada Participante Productor, es la cantidad máxima de potencia que puede comprometer en ventas por Contratos de Suministro y aporte al servicio auxiliar de reserva de largo plazo.
- **Potencia Máxima para compromisos de Productores:** Para cada Participante Productor, es la cantidad máxima de potencia que puede comprometer en Contratos de Reserva.
- **Precio Máximo de la Potencia:** Es el valor tope del precio de la potencia firme de largo plazo que aplica a las transacciones de potencia fuera de contratos. Salvo las excepciones que se establecen en estas Reglas Comerciales, se calcula como el máximo de los precios de la potencia que resultan en los Contratos de Suministro vigentes a trasladar a tarifas, de Distribuidores y del Comprador Principal, que son adjudicados a través de un proceso de concurrencia o que fueron transferidos al distribuidor en el proceso de privatización. Se calcula cada día como el máximo de los precios de la potencia que resultan en dichos contratos vigentes, en la hora de máxima generación diaria.

- Reglas de Compra: Documentos constituidos por las Reglas Generales y el Documento Estándar de Licitación aprobados por la ASEP y utilizados para realizar las compraventas garantizadas de potencia y/o energía para el suministro de los Clientes Finales de las distribuidoras.
- Servicios Auxiliares de Reserva de Corto Plazo: Reserva requerida en la operación del sistema para la calidad del servicio, incluyendo el mantenimiento de la frecuencia y capacidad de respuesta ante perturbaciones menores.
- Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo: Reserva de potencia que se compromete para cubrir la garantía de suministro de los clientes de la República de Panamá.
- Tratado Marco: Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

2.2 NOMENCLATURAS

- ACODECO: Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia
- CND: Centro Nacional de Despacho
- EOR: Ente Operador Regional
- ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
- ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
- GGC: Grupo Generador Conjunto
- MC: Mercado de Contratos de Panamá
- MCR: Mercado de Contrato Regional
- MO: Mercado Ocasional
- MOR: Mercado Ocasional Regional
- MER: Mercado Eléctrico Regional
- MW: Megavatio
- MWh: Megavatio-hora
- OM: Operador del Mercado
- OS: Operador del Sistema
- OS/OMS: Entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales.
- RTMER: Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional

3. ORGANIZACIÓN COMERCIAL

3.1 PRODUCTOS QUE SE COMERCIALIZAN

3.1.1.1 Los productos que se compran y venden en el Mercado Mayorista son:

- a) Energía
- b) Potencia.

3.1.1.2 Los servicios que se suministran en el Mercado Mayorista son:

- a) Servicio de transmisión: Es el uso de la red de transmisión, con acceso abierto a tarifas reguladas.
- b) Servicios auxiliares de la red: Son los servicios requeridos por motivos técnicos y operativos para operar la red con calidad y confiabilidad.
- c) Servicio de operación integrada y administración comercial: Es el servicio de despacho, coordinación de la operación y administración comercial asignado al Centro Nacional de Despacho (CND) de la empresa de transmisión, y que se realiza en lo que se refiere a la administración comercial de acuerdo a los procedimientos que se establecen en las presentes Reglas Comerciales.

3.2 PARTICIPANTES DEL MERCADO

3.2.1.1 En el mercado participan realizando operaciones comerciales:

- a) Participantes Consumidores, que representan el consumo de energía eléctrica;
- b) Participantes Productores, que representan la generación de energía eléctrica;

3.2.1.2 Los participantes consumidores son:

- a) Los Grandes Clientes, que optan por comprar directamente a nivel mayorista en el Mercado;
- b) Los Distribuidores, cumpliendo la actividad de comercialización de sus clientes o de Grandes Clientes dentro o fuera de su zona de concesión;
- c) Los Autogeneradores y Cogeneradores ubicados en la República de Panamá que resultan comprando faltantes;
- d) Las empresas que comercializan el consumo de otro país, que compran en el Mercado Mayorista de Panamá, conectándose mediante Redes de Interconexión Internacional.

3.2.1.3 Los Participantes Productores son:

- a) Los Generadores ubicados en la República de Panamá, lo cual incluye la Generación Propia del Distribuidor;
- b) Los Autogeneradores y Cogeneradores ubicados en la República de Panamá que venden excedentes;
- c) Empresas que comercializan generación de otro país, que venden en el Mercado Mayorista de Panamá a través de Redes de Interconexión Internacional.

3.2.1.4 La empresa de transmisión brinda el servicio de transmisión a los usuarios de la red a tarifas reguladas. También tiene la función de preparar el pliego de cargos y efectuar la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignar dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución. No obstante lo anterior, ETESA no puede para sí realizar operaciones de compra y venta de energía eléctrica.

3.2.1.5 En el Mercado Ocasional, el CND actúa como intermediario en las operaciones de importación y exportación de ocasión.

3.2.1.6 Para convertirse en participante del mercado, un agente debe cumplir los siguientes requisitos:

- a) Contar con un Sistema de Medición Comercial, de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales. Para el caso de un Generador con un contrato que inicia su vigencia y con demoras en el inicio de operación comercial de su generación, podrá convertirse en Participante bajo el compromiso de cumplir el requisito de contar con un Sistema de Medición Comercial previo a que su generación comience a entregar energía al sistema para vender en el Mercado Mayorista.
- b) De tratarse de un Gran Cliente, informar sus proyecciones de demanda y consumo previstos para los 24 meses siguientes a su ingreso como Participante del Mercado.
- c) De implementarse el Banco de Gestión de Cobranza, contar con la correspondiente cuenta de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales.

3.2.1.7 El CND tendrá a su cargo informar al EOR que un agente está habilitado para realizar transacciones en el MER.

3.3 ESTRUCTURA COMERCIAL

3.3.1.1 El Mercado de Contratos es el ámbito donde se realizan las transacciones comerciales de mediano o largo plazo entre Participantes, para la compra / venta de energía y/o potencia con plazos, cantidades, condiciones y precios que resultan de acuerdos entre las partes.

3.3.1.2 La compra de los Participantes Consumidores con garantía de suministro se logra a través del Mercado de Contratos.

3.3.1.3 Cada Distribuidor debe cumplir con la obligación de garantía de suministro que resulta de la Ley No. 6 de 1997, sus modificaciones y reglamentación, mediante Compras en el Mercado de Contratos, de acuerdo a su obligación de contratar definido en las presentes Reglas Comerciales y las Reglas de Compra.

3.3.1.4 El Mercado Ocasional es el ámbito donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los apartamientos entre los compromisos contractuales y la realidad del consumo y de la generación.

3.3.1.5 El consumo de otro país que se agrega en una hora por exportación de ocasión compra del Mercado Ocasional.

3.3.1.6 La generación de otro país que se agrega en una hora por importación de ocasión, vende al Mercado Ocasional.

3.3.1.7 Las transacciones de potencia se realizan en el Mercado de Contratos y a través de compensaciones de potencia.

3.3.1.8 Los Participantes Productores pueden vender, por contratos o en el Mercado Ocasional, potencia y/o energía propia o contratada de terceros, y comprar, por contratos o en el Mercado Ocasional, la potencia y/o la energía faltante con respecto a sus compromisos contratados.

3.3.1.9 Los Participantes Consumidores pueden comprar, por contratos o en el Mercado Ocasional, su demanda de potencia y consumo de energía, y pueden vender en el Mercado Ocasional y en las compensaciones diarias de potencia, la energía y la potencia sobrante (no requerida para consumo propio o de sus clientes) respecto de sus compromisos contratados o asignados. En el caso de las empresas de distribución eléctrica, únicamente se permitirá la compra en el Mercado Ocasional de la energía necesaria para garantizar el adecuado cubrimiento de la demanda de los Clientes Regulados de su zona de concesión que no resulten cubiertas por compras a través de Contratos de Suministro.

3.3.1.10 Sólo podrán participar en el Mercado Ocasional los Participantes Productores autorizados para ello de acuerdo a la Reglamentación que para tal fin se establezca. Los Participantes Productores que no estén autorizados, no serán considerados para efectos del Despacho Económico durante el período que se establezca en la Reglamentación.

3.4 DISTRIBUIDORES CON GENERACIÓN PROPIA

3.4.1 DESPACHO Y PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO

3.4.1.1 Si un Distribuidor tiene generación propia, el CND deberá realizar el seguimiento de sus actividades como Participante Consumidor y como Participante Productor. En cualquier caso, la generación propia del distribuidor deberá considerarse como un generador con los mismos derechos, obligaciones y responsabilidades. El Distribuidor no podrá dedicar directamente su generación propia para la garantía de suministro de sus clientes, esto sólo lo podrá hacer a través de los mecanismos establecidos en el Mercado Mayorista de Electricidad que le son aplicables a todos los generadores.

3.4.1.2 El Distribuidor deberá suministrar al CND la información de demanda total que corresponde a los clientes finales. De contar con generación propia, para dicha generación le aplican las mismas obligaciones de suministro de información al CND que a un Generador. Toda información que suministre un Distribuidor al CND sobre consumo o demanda prevista para los clientes finales debe corresponder a la demanda requerida, sin descontar la generación propia. Tampoco deberá descontar la generación propia para informar a ETESA su demanda a contratar, en los términos y condiciones establecidos en las Reglas de Compra.

3.4.1.3 Todas las plantas de generación propia del distribuidor están sujetas a las mismas obligaciones de despacho establecidas en el Reglamento de Operación y en las metodologías vigentes a las cuales están sujetos los GGC de un Generador. Las plantas de generación propia conectadas a la red de un distribuidor sólo podrán ser despachadas, previa autorización del CND y en coordinación operativa con éste, a efectos de su sincronización y salida del sistema, para atender requerimientos técnicos de dicho distribuidor en la operación de sus redes; en estos casos, la operación de estas plantas no se considerarán para efectos del despacho económico y no recibirán ningún tipo de compensación económica a través de la tarifa regulada. El distribuidor deberá remitir mensualmente al CND, a más tardar quince (15) días calendario después de finalizado el mes, un informe que sustente el despacho de sus plantas de generación propia por requerimientos distintos al despacho económico que realiza el CND.

3.4.1.4 Un Distribuidor que esté habilitado a participar en el mercado mayorista como Participante Productor deberá cumplir previamente con los requisitos de adecuada separación contable y de gestión que establece la Ley.

3.4.1.5 Las empresas de generación cuya actividad sea considerada como actividad de generación propia de una empresa de distribución eléctrica, deberán cumplir con las disposiciones establecidas para las distribuidoras que tienen plantas de generación propia dentro de la misma razón social.

3.4.1.6 El Distribuidor tiene la obligación de contratar la garantía de suministro de los clientes finales de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente. La obligación de contratar se cumplirá mediante procesos de concurrencia, de acuerdo a lo que establece la Ley, y las normas y procedimientos aprobados por la ASEP.

3.5 AUTOGENERADORES Y COGENERADORES

3.5.1.1 Cada Autogenerador y Cogenerador que sea Participante del Mercado puede vender excedentes firmes o no firmes y comprar faltantes, previo cumplimiento de lo establecido en las presentes Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra. Toda referencia en las presentes Reglas Comerciales a un Autogenerador se entiende que incluye también al Cogenerador, salvo que se explicita lo contrario.

3.5.1.2 Cuando un Autogenerador compre faltantes en el Mercado para el abastecimiento de su demanda, el CND debe considerarlo como un Participante Consumidor, y el

Autogenerador deberá pagar por dicha compra de energía, por los servicios auxiliares, las pérdidas asociadas y, cuando corresponda, los cargos por el uso de redes de transmisión y/o distribución, a tarifas reguladas.

3.5.1.3 Cuando un Autogenerador y/o Cogenerador venda energía en el Mercado Ocasional, previo cumplimiento de lo establecido en las presentes Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra, el CND debe considerarlo como un Participante Productor, al que se le aplican las mismas reglas que rigen para los Generadores y, le corresponderá una remuneración por la energía que vende. Asimismo deberá pagar los cargos por el uso de las redes de transmisión y/o de distribución a tarifa regulada, según corresponda. Las pérdidas entre los puntos de producción y el o los nodos de venta serán a costo del mismo. Los costos variables a considerar en el despacho serán los que corresponden a las unidades térmicas ofertadas, en los nodos de entrega al Sistema acordados con el CND. Cuando la energía ofrecida corresponda a una unidad de cogeneración, el costo variable considerado para su despacho será cero.

3.5.1.4 Cuando un Autogenerador venda potencia en el Mercado, el CND debe considerarlo como un Participante Productor, al que se aplican las mismas reglas que rigen para los Generadores; la potencia que puede vender al Mercado corresponderá a la suma de la Potencia Firme de las unidades que posea menos la potencia Firme destinada por el Autogenerador para el cubrimiento de los requerimientos propios. El CND deberá establecer la Metodología para verificar la disponibilidad de potencia en el o los nodos de venta del Autogenerador al Mercado.

3.5.1.5 Al Autogenerador que participe en el Mercado Mayorista y aporte Servicios Auxiliares de reserva de Corto Plazo, previo cumplimiento de lo establecido en las presentes Reglas Comerciales, se le pagará la remuneración correspondiente. El CND deberá establecer la Metodología sobre los requisitos a cumplir por un Autogenerador para quedar autorizado a proveer Servicios Auxiliares de reserva de corto plazo, que serán similares a los exigidos a un Generador. En particular, deberá informar las disponibilidades de excedentes de potencia para el Mercado en el corto plazo y las unidades origen de los mismos.

3.5.1.6. Cada año a más tardar el 10 de Octubre, el Autogenerador definirá sus requerimientos de potencia y energía propios para el año siguiente y las unidades destinadas a cubrirlos, los que serán informados al CND. Los excedentes deberán ser ofertados en los Actos de Concurrencia que convoque el Gestor en función de lo establecido en las Reglas de Compra, aquellos excedentes firmes no comprometidos como resultado de la participación en los Actos de Concurrencia podrán ser vendidos por contratos a Grandes Clientes o Distribuidores u ofertados como potencia firme de largo plazo.

3.5.1.7. Las ventas de energía en el Mercado Ocasional están supeditadas al cumplimiento del requisito de Concurrencia, en los términos y condiciones establecidos en las Reglas de Compra y la reglamentación que para tal fin se establezca.

4. MERCADO DE CONTRATOS

4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

4.1.1 REQUISITOS

4.1.1.1 El Mercado de Contratos es el conjunto de contratos entre Participantes del Mercado, que cumple los requisitos que establecen estas Reglas Comerciales.

4.1.1.2 Los contratos entre Participantes Nacionales no pueden establecer un intercambio bilateral físico que altere el despacho económico. Los Participantes deben tener en cuenta que, de incluir un contrato condiciones de compra mínima obligada (take or pay), las mismas no serán tomadas en cuenta en el despacho de cargas que realice el CND.

4.1.1.3 Los contratos de importación y exportación de los Participantes Nacionales no establecen de manera anticipada un compromiso de intercambio físico en las Redes de Interconexión Internacional. El uso físico de las interconexiones será determinado en el proceso de programación del despacho realizado por el CND en coordinación con el EOR y/o el OS/OM del país correspondiente.

4.1.1.3 Un Participante Productor puede vender por contratos potencia y energía en la medida en que cuente con generación para su respaldo, ya sea con unidades generadoras que le pertenecen o generación que contrata de otro Participante Productor.

4.1.1.4 Cada Participante debe informar al CND los precios y la información básica necesaria para la administración operativa y comercial de los contratos, así como cualquier modificación a dicha información básica, de acuerdo al formato y procedimiento que el CND defina para ello. Para garantizar la transparencia del CND, toda información de un contrato que sea requerida para la administración del Mercado Ocasional o de las compensaciones de potencia o la asignación del servicio de reserva de largo plazo será de conocimiento de todos los Participantes. El CND deberá habilitar la base de Datos y los medios para el acceso a dicha información.

4.1.2 CONDICIONES OPERATIVAS Y COMERCIALES

4.1.2.1 Cada contrato debe incluir una cláusula en que las partes acuerdan que aceptan las presentes Reglas Comerciales y sus modificaciones.

4.1.2.2 Cada contrato debe incluir una cláusula en la que el Participante Productor se comprometa a operar de acuerdo a las instrucciones del CND que resulten del despacho económico centralizado y de la operación integrada, según las normas y procedimientos que se definen en el Reglamento de Operación. Debe indicar también que compromete su aporte a los servicios auxiliares para la calidad del servicio que requiere la operación segura de la red, de acuerdo a los criterios de calidad vigentes en la operación integrada.

4.1.3 RESTRICCIONES

4.1.3.1 Un Participante Productor puede vender por contratos a Participantes Consumidores hasta su Potencia Máxima para Compromisos de Consumidores, que se calcula como la suma de la potencia efectiva de los GGC de su propiedad, menos la potencia que vende por Contratos de Reserva a otros Participantes Productores, más la potencia que compra por Contratos de Reserva a otros Participantes Productores.

4.1.3.2 Un Participante Productor puede vender por contratos a otros Participantes Productores hasta su Potencia Máxima para Compromisos de Productores, ésta se calcula como la suma de la potencia efectiva de los GGC de su propiedad, menos la potencia que vende por Contratos de Suministro a Participantes Consumidores.

4.1.3.3 Al momento de realizar un contrato, un Participante Productor debe tener en cuenta que sólo puede comprometer la venta de potencia firme que no está comprometida y esté instalada para el período de vigencia del contrato.

4.1.3.4 El CND debe rechazar todo contrato nuevo que informe un Participante si del mismo resulta el Participante Productor, que es la parte vendedora, con una venta de potencia total en el Mercado de Contratos superior a la suma de su potencia firme de largo plazo que comercializa. En caso de comprometer potencia de una central o unidad a instalar, el CND debe autorizar el contrato si la suma de la potencia firme de largo plazo que comercializa resultante para el Participante Productor, incluyendo la potencia a instalar, sea suficiente a la fecha prevista de entrada en servicio comercial de la unidad o central comprometida.

4.1.3.5 Los contratos nacionales y los internacionales no pueden establecer un compromiso físico bilateral que obligue una determinada generación dentro de la República de Panamá. La energía que producirá cada GGC será resultado del despacho económico y de la operación real, y por lo tanto, independiente de la existencia o no de contratos. Se excluye de esta consideración a la generación de un Autogenerador y/o Cogenerador reservada para el cubrimiento de sus requerimientos propios.

4.2 INFORMACIÓN DE LOS CONTRATOS

4.2.1.1 Los Participantes tienen la obligación de informar al CND con la suficiente anticipación cada vez que acuerdan o renuevan un Contrato. El CND establecerá una Metodología sobre información y administración de contratos con el detalle de plazos, información a entregar, formatos para entrega de esta información, información a incluir en la Base de Datos comercial para conocimiento de los Participantes y todo otro detalle requerido para que el CND pueda cumplir con transparencia y eficiencia la administración del Mercado Ocasional, compensaciones diarias de potencia y el sistema de liquidaciones de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales. El CND debe responder a los Participantes que sean parte de un contrato, autorizando o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato. En caso de rechazo o pedido de clarificaciones, el CND debe incluir el o los motivos que lo justifica. Los Participantes deberán indicar la siguiente información básica de contratos:

- a) Identificación de la parte compradora y la parte vendedora
- b) Período de vigencia
- c) Tipo de contrato
- d) Puntos de entrega y de retiro
- e) Potencia y/o energía contratada durante el período de vigencia. Se deberá identificar la potencia contratada para cada día de vigencia del contrato, y la energía contratada para cada hora de vigencia del contrato, de acuerdo a los términos y características que definen estas Reglas Comerciales.
- f) En caso de existir más de una parte compradora, las cantidades de energía y/o potencia que corresponda a cada una o la fórmula para repartir la energía y/o potencia total contratada entre cada una de las partes compradoras.
- g) Si una de las partes asume los cargos de transmisión de la otra parte.
- h) Una cláusula en que se indica la aceptación de las partes que el contrato y la generación asociada se administre de acuerdo a las reglas operativas vigentes en el Reglamento de Operación, las Reglas Comerciales vigentes y las Metodologías vigentes.

4.2.1.2 Con las excepciones que se aplican a los contratos de importación y exportación, de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales, los plazos de anticipación para que un Participante presente al CND un contrato y el plazo en que el CND debe responder sobre su administración, deben ser los siguientes:

- a) Para contratos cuya duración sea mayor o igual que dos meses, la anticipación requerida no podrá ser menor que 15 días de la fecha de inicio del contrato. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 5 días hábiles a partir de presentando el respectivo contrato, indicando que es administrable o solicitando aclaraciones o rechazando el mismo.
- b) Para contratos cuya duración sea menor que dos meses pero mayor o igual que 15 días, la anticipación requerida no podrá ser menor que una semana de la fecha de inicio del contrato. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 3 días hábiles, a partir de presentado el respectivo contrato indicando que es administrable o solicitando aclaraciones o rechazando el mismo.
- c) Para contratos cuya duración sea menor que 15 días pero mayor que un día, la anticipación requerida no podrá ser menor que dos días hábiles de la fecha de inicio del contrato. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que un día hábil, a partir de la fecha de presentado el respectivo contrato, indicando que es administrable o solicitando aclaraciones o rechazando el mismo.

- d) Para contratos cuya duración sea menor o igual que un día, la anticipación requerida no podrá ser menor que un día hábil de la fecha de inicio del contrato. El CND debe responder a los Participantes que sean parte el mismo día, a partir de la fecha de presentado el respectivo contrato, indicando que es administrable o solicitando aclaraciones o rechazando el mismo.

Para la aplicación de este numeral, sólo los contratos de suministro deberán estar previamente registrados en la ASEP.

4.2.1.3 Los Participantes tienen la obligación de informar al CND cada vez que acuerdan modificaciones a algunos de los datos informados de los contratos. Dicha notificación deberá identificar los datos modificados y el nuevo valor vigente.

4.2.1.4 Las empresas Distribuidoras tienen la obligación de registrar en la ASEP una copia de cada uno de sus Contratos que cumplan con estas Reglas. Asimismo, tienen la obligación de registrar toda modificación que acuerden a alguno de sus contratos vigentes.

4.2.1.5 Las empresas Distribuidoras tienen la obligación de notificar a la ASEP en caso de rescindir alguno de sus contratos.

4.2.1.6 El CND tiene la responsabilidad de organizar y mantener en la Base de Datos Comercial la información de los acuerdos vigentes en el Mercado de Contratos, modificaciones y rescisiones.

4.3 TIPOS DE CONTRATOS

4.3.1.1 De acuerdo al objeto, se establecen dos tipos de contratos en el Mercado de Contratos:

- a) Contrato de Suministro, para la venta de energía y/o potencia de un Participante Productor a Participantes Consumidores, con el objeto de cubrimiento de la garantía de suministro y estabilización de precios de los Participantes Consumidores o de un Distribuidor a un Gran Cliente.
- b) Contratos de Reserva, para la venta de potencia y/o energía de un Participante Productor a otro Participante Productor.

4.3.1.2 De acuerdo a la localización de las partes, se definen dos tipos de contratos:

- a) Contratos nacionales, en que ambas partes son Participantes Nacionales, y en que los nodos de generación y/o entrega comprometidos se ubican en la República de Panamá.
- b) Contratos de importación y exportación, en que una parte es un Participante Nacional, que produce o consume en la República de Panamá, la otra parte es un

Participante Extranjero que produce o consume en otro país, y el intercambio se realiza a través de una o más Redes de Interconexión Internacional.

4.3.1.3 Los contratos de importación y exportación serán administrados comercialmente en el Mercado de Contratos con los mismos procedimientos que se aplican a los contratos nacionales salvo aquellas diferencias que se indican en las presentes Reglas Comerciales. Los contratos de importación y exportación deben cumplir los mismos requisitos generales que los contratos nacionales, además de los requisitos que establezcan los tratados, acuerdos y normas internacionales vigentes para este tipo de contratos.

4.4 CONTRATOS DE SUMINISTRO

4.4.1 OBJETO:

4.4.1.1 Un Contrato de Suministro puede establecer:

- a) Un compromiso exclusivamente de potencia; o,
- b) Un compromiso exclusivamente de energía; o,
- c) Un compromiso de potencia y energía.

4.4.1.2 La contratación de potencia a través de un Contrato de Suministro es una reserva de Potencia Firme de largo plazo con compromiso de disponibilidad, dedicada, ante faltantes, prioritariamente al cubrimiento del abastecimiento del o los Participantes Consumidores que sean la parte compradora.

4.4.1.3 El Contrato de Suministro es la herramienta comercial mediante la cual el Distribuidor cumple su obligación de contratar, de acuerdo a las normas definidas en estas Reglas Comerciales y las normas que al respecto establezca la ASEP.

4.4.1.4 El Gran Cliente que sea Participante Consumidor es libre para definir su estrategia comercial de compra de energía ya sea a través de la Bolsa de Energía, mediante contratos con un Participante Productor o en el Mercado Ocasional.

4.4.1.5. El Gran Cliente conectado directamente a la Empresa de Transmisión y que no haya estado previamente conectado al distribuidor, deberá contratar su potencia con un Participante Productor, y es libre de establecer su estrategia comercial de compra de energía ya sea mediante contratos con un Participante Productor o en el Mercado Ocasional.

4.4.2 PARTES

4.4.2.1 La parte compradora de un Contrato de Suministro debe ser uno o más Participantes Consumidores.

4.4.2.2 Dos o más Grandes Clientes que sean o se conviertan en Participantes Consumidores podrán agruparse para agregar demanda y comprar su energía a través de contratos con uno o varios Participantes Productores. En ese caso, el Contrato de Suministro deberá identificar a todos los Participantes que compran y la participación de cada uno de ellos en la compra total del contrato.

El CND deberá administrar el o los contratos resultantes, asignando la energía y/o potencia que resulte de dicha contratación entre los Grandes Clientes que sean Participantes Consumidores, y en forma proporcional a su participación en el contrato total.

4.4.2.3 La parte vendedora debe ser un Participante Productor.

4.4.3 ALCANCE DEL COMPROMISO

4.4.3.1 El Contrato de Suministro que contrate Potencia Firme de Largo Plazo puede definir una cantidad de potencia contratada variable a lo largo del período de la vigencia del contrato. El contrato deberá identificar claramente la potencia contratada para cada día de vigencia. El CND no deberá decidir por sí solo cual sería la interpretación que corresponda cuando surjan dudas sobre el cálculo de la potencia contratada. En caso de dudas o problemas de interpretación al respecto, el CND deberá informar de sus dudas a las partes y solicitar que clarifiquen por escrito la forma de determinar la potencia contratada cada día. En tanto las partes acuerden e informen la aclaración solicitada, el contrato será considerado no administrable y, por lo tanto, no autorizado.

4.4.3.2 El Participante Productor que vende potencia en un Contrato de Suministro asume el compromiso de que exista la potencia instalada contratada, con un mantenimiento adecuado para cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato.

4.4.3.3 El Contrato de Suministro que establezca compromisos de energía se administrará de acuerdo al procedimiento por diferencias que se define en estas Reglas Comerciales.

4.4.3.4 Los Contratos de Suministro deben acordar e identificar uno o más puntos de entrega de energía o potencia.

4.4.3.5 De existir cargos de transmisión, el CND deberá considerar que en un Contrato de Suministro las partes compradoras y vendedoras asumirán los cargos de transmisión que les correspondan de acuerdo a lo establecido en el Régimen Tarifario de Transmisión.

4.4.4 RÉGIMEN DE PRECIOS

4.4.4.1 El Contrato de Suministro que contrata potencia debe acordar una remuneración de la potencia basada en un régimen de disponibilidad de la potencia contratada, pudiendo incluir adicionalmente un régimen de premios y penalidades, conforme a lo establecido en las Reglas de Compra.

4.4.4.2 El Contrato de Suministro que establezca compromisos de energía, debe acordar un régimen de precios para la energía, que puede variar a lo largo del período de contratación o en función de parámetros que se acuerden en el contrato, conforme a lo establecido en las Reglas de Compra.

4.4.5 CONTRATOS DE SUMINISTRO CON COMPRA / VENTA DE POTENCIA

4.4.5.1 En un Contrato de Suministro el Participante Productor compromete una potencia Firme de Largo Plazo, pudiendo el contrato establecer un requerimiento de disponibilidad objetivo, y el Participante Consumidor se compromete a pagar por cada MW de potencia firme contratada que cumpla la disponibilidad objetivo, de haberse establecido en el contrato dicho requerimiento de disponibilidad, independientemente de que genere o no, hasta la potencia firme de largo plazo contratada.

4.4.5.2 El contrato podrá dividir el año en uno o más períodos, para dar distinto peso económico a la potencia en distintas condiciones, pudiendo discriminar períodos por estación del año, y/o por tipo de día, y/o por hora del día, conforme a lo establecido en las Reglas de Compra.

4.4.5.3 El Participante Consumidor que es la parte compradora adquiere el derecho de uso de la potencia que contrata, y puede vender potencia de oportunidad cuando tiene excedentes respecto a su abastecimiento, a través de compensaciones de potencia.

4.4.5.4 La contratación de Potencia Firme establece la prioridad de uso del Participante Consumidor que compra. Ante una condición de racionamiento, el contrato se convierte en un compromiso físico y el CND deberá asignar la energía asociada a la potencia contratada al suministro de la parte compradora.

4.4.5.5 El contrato de Potencia Firme debe incluir un seguro de precio máximo por energía referido al precio de la energía de la primera Unidad Falla. En este caso, el contrato debe indicar que para cada hora en que el precio de la energía en el Mercado Ocasional supere el precio de la primera Unidad Falla, el Participante que sea la parte vendedora, pagará una compensación al Participante que sea la parte compradora, igual a la energía horaria correspondiente a la potencia contratada valorizada por la diferencia entre el precio de la energía de la primera Unidad Falla y el precio de la energía en el Mercado Ocasional.

4.4.6 CONTRATOS DE SUMINISTRO CON COMPRA / VENTA DE ENERGÍA

4.4.6.1 La contratación de la energía permite estabilizar o acotar el precio futuro de la energía, pero no impone restricciones ni obligaciones a la operación física.

4.4.6.2 La parte vendedora asume un compromiso de entrega de energía, pero no una obligación de producción propia. La parte compradora asume un compromiso de pago por un bloque de energía, con prioridad de uso para consumo propio y venta de los excedentes de oportunidad, conforme a lo establecido en las Reglas de Compra.

4.4.6.3 El contrato deberá identificar claramente la energía contratada para cada hora de vigencia, dentro de las características y términos que establecen estas Reglas Comerciales y las Reglas de Compra. El CND no deberá decidir por sí mismo la interpretación que corresponda cuando surjan dudas sobre el cálculo de la energía contratada. En caso de dudas o problemas de interpretación al respecto, el CND deberá informar de sus dudas a las partes y solicitar que clarifiquen por escrito la forma de determinar la energía contratada cada día. En tanto las partes acuerden e informen la aclaración solicitada, el contrato será considerado no administrable y, por lo tanto, no autorizado en el mercado de contratos.

4.5 CONTRATOS DE RESERVA

4.5.1 OBJETO

4.5.1.1 Un Participante Productor puede comprar potencia, y/o energía de otro Participante Productor a través de Contratos de Reserva para vender en el Mercado y/o para reserva de respaldo de las obligaciones asumidas en los Contratos de Suministro en que sea la parte vendedora.

4.5.1.2 Un Participante Productor puede vender a otros Participantes Productores sus excedentes de potencia y/o energía, entendiéndose ésta(s) como la potencia y/o energía que no esté(n) comprometida(s) en venta en contratos o potencia comprometida al servicio de reserva de largo plazo.

4.5.2 PARTES

4.5.2.1 La parte compradora de un Contrato de Reserva debe ser un Participante Productor.

4.5.2.2 La parte vendedora de un Contrato de Reserva debe ser un Participante Productor.

4.5.3 ALCANCE DEL COMPROMISO

4.5.3.1 El Participante Productor que vende en un Contrato de Reserva asume el compromiso de que exista la potencia instalada contratada, con un mantenimiento adecuado para cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato. Para la administración comercial, el CND deberá considerar que la potencia comprometida en un Contrato de Reserva pertenece al Participante Productor que es la parte compradora.

4.5.3.2 El Contrato de Reserva deberá definir la potencia y/o energía contratada(s), y el o los nodos de entrega. La cantidad de potencia y/o energía contratada(s) puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato. El contrato deberá identificar claramente la potencia y/o energía contratada(s) para cada día de vigencia del contrato. El CND no deberá decidir por sí mismo la interpretación que corresponda cuando surjan dudas sobre el cálculo de la potencia y/o energía contratada(s). En caso de dudas o problemas de interpretación al respecto, el CND deberá informar de sus dudas a las partes y solicitar que clarifiquen por escrito la forma de determinar la potencia y/o energía contratada(s) cada día.

4.5.3.3 Para los contratos de reserva de potencia y energía o de energía, el compromiso del contrato, con respecto a la energía contratada, es que la parte vendedora le entregue al Participante Productor comprador la energía generada, siempre que la misma no esté comprometida en contratos de suministro. El contrato podrá acordar una opción para la energía, estableciendo una condición en que la compra de la energía contratada se activa (es convocada). En este caso para la administración comercial, el CND debe considerar que mientras no se produzca la condición acordada en el contrato, la energía contratada no es convocada por el contrato y que pertenece al Participante Productor que es la parte vendedora, y cuando se activa la condición (la energía es convocada) la energía contratada pertenece al Participante Productor que es la parte compradora. Para el caso en que el contrato acuerde que siempre compra la energía contratada, se considerará que la energía generada es siempre convocada y, para la administración comercial, el CND debe considerar que la energía producida pertenece al Participante Productor que es la parte compradora, siempre que la misma no esté comprometida en contratos de suministro.

4.5.3.4 El CND debe considerar que el Productor que compra asume los cargos de transmisión asociados, de existir, salvo que las partes establezcan en el contrato e informen al CND otro tipo de acuerdo respecto de los cargos por transmisión.

4.5.3.5 Para que el contrato se considere administrable cuando se establece una opción (una condición de convocatoria para la compra de energía), la condición que define el contrato debe permitir para la administración del Mercado, que el CND pueda determinar con anticipación si en una hora la energía que genere la potencia contratada pertenece al Productor vendedor o al Productor comprador. El contrato deberá identificar claramente la condición de convocatoria (la opción). El CND no deberá decidir por sí mismo cual es la interpretación que corresponde cuando surjan dudas sobre cómo se aplica dicha condición de convocatoria para determinar la energía contratada. En caso de dudas o problemas de interpretación al respecto, el CND deberá informar de sus dudas a las partes y solicitar que clarifiquen por escrito el modo de determinar la energía contratada cada día. En tanto las partes acuerden e informen la clarificación solicitada, el contrato será considerado no administrable y, por lo tanto, no autorizado.

4.5.3.6 Un Participante Productor que compra Potencia Firme de otro Participante Productor a través de Contratos de Reserva para vender en el Mercado y/o para reserva de respaldo de las obligaciones asumidas en los Contratos de Suministro en que sea la parte vendedora es el único responsable ante el comprador de energía o potencia por los compromisos asumidos.

4.5.4 RESTRICCIONES

4.5.4.1 Un Participante Productor sólo puede vender potencia, en Contratos de Reserva de potencia o de potencia y energía, hasta un máximo dado por su Potencia Máxima para Compromisos de Productores.

4.6 CONTRATOS Y CONVENIOS EXISTENTES

4.6.1.1 El CND debe modelar los contratos vigentes al entrar en operación el mercado mayorista como contratos de suministro, identificando sus compromisos de potencia y/o energía.

4.6.1.2 El CND debe modelar los convenios existentes de intercambios eléctricos entre países como Contratos de Suministro de importación / exportación en que se compra potencia y/o energía, con la modalidad definida en dichos convenios.

5. LA POTENCIA FIRME Y LA RESERVA DE LARGO PLAZO

5.1 DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN

5.1.1.1 Cada año, el CND debe calcular la demanda máxima de generación prevista para cada mes del año siguiente.

5.1.1.2 El CND es el responsable de recopilar la información de pronósticos de demanda, verificar su compatibilidad y requerir justificadamente ajustes, para determinar las previsiones de demanda máxima de generación.

5.1.1.3 Antes del 15 de julio de cada año, los Participantes deberán suministrar al CND sus proyecciones de demanda con información de detalle mensual para los siguientes diez (10) años y también, pero de forma indicativa una proyección anual por los siguientes once (11) años, a fin de completar el horizonte de hasta veintiún (21) años. El CND debe desarrollar una Metodología de Detalle que normalice la información requerida.

5.1.1.4 Dentro del mismo plazo, la empresa de transmisión suministrará al CND las proyecciones de demanda utilizada en sus estudios de planeamiento.

5.1.1.5 El CND deberá analizar la coherencia de la información suministrada, pudiendo solicitar aclaraciones, realizar observaciones y requerir justificadamente modificaciones, para establecer la base de datos de demanda a utilizar.

5.1.1.6 Para tener en cuenta la aleatoriedad de la demanda, de acuerdo a las condiciones existentes, el CND podrá determinar uno o más escenarios de crecimiento esperado de la demanda.

5.1.1.7 El CND debe informar los escenarios de demanda previstos a los Participantes Consumidores quienes podrán solicitar justificadamente ajustes. El CND debe verificar la validez de los ajustes requeridos y acordar con el o los Participantes Consumidores las modificaciones a realizar. De no lograr un acuerdo, el CND debe utilizar los valores que la empresa de transmisión, en su actividad de planeamiento, considere más representativos de la demanda esperada, pero deberá dejar constancia escrita de cada observación de un Participante que haya sido rechazada y el motivo que lo justifica. Esto incluirá a los Grandes

Clientes que estén previstos a ingresar como Participantes Consumidores durante el siguiente año.

5.1.1.8 Para cada año, el CND debe realizar la previsión de consumo mensual de energía para cada Participante Consumidor y el total del sistema. Esto incluirá a los Grandes Clientes que estén previstos a ingresar como Participantes Consumidores durante el siguiente año. En el caso de un Distribuidor, deberá realizar la previsión desglosada para sus clientes regulados y los Grandes Clientes conectados a su red que no son Participantes.

5.1.1.9 Para cada año pronosticado, el CND debe realizar la previsión de:

- a) La demanda máxima mensual para el sistema;
- b) La demanda prevista para cada Participante Consumidor coincidente con la demanda máxima mensual del sistema;
- c) La demanda total prevista para los clientes regulados de cada Distribuidor coincidente con la demanda máxima mensual del sistema.

5.1.1.10 El CND debe estimar las pérdidas típicas de punta, sobre la base de los valores registrados en la operación real y pronósticos de oferta y demanda de punta.

5.1.1.11 El CND debe calcular el nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y de confiabilidad vigentes. Dichos criterios y el nivel de reserva para confiabilidad serán propuestos por la empresa de transmisión y el CND. La propuesta junto con su justificación se elevará a la ASEP a más tardar el 10 de septiembre de cada año, mediante un informe denominado Informe de Confiabilidad. Los valores propuestos requieren la aprobación de la ASEP, que verificará que reflejen la seguridad de abastecimiento pretendida. El informe de Confiabilidad será puesto en conocimiento de los participantes.

5.1.1.12 Con los resultados obtenidos, el CND debe calcular la demanda máxima de generación mensual del sistema totalizando la demanda máxima mensual prevista para el sistema más las pérdidas de punta previstas más la reserva para confiabilidad de largo plazo. De manera análoga, debe calcular la demanda máxima de generación prevista y la demanda interrumpible, de existir, para cada Participante Consumidor previsto para el año siguiente y para los clientes regulados de cada Distribuidor.

5.2 INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS

5.2.1.1 El CND debe realizar el Informe Indicativo de Demandas que incluya las hipótesis de cálculo y datos utilizados para definir los escenarios de demanda, y los resultados de:

- a) Consumo previsto;
- b) Pérdidas previstas y su justificación;

c) Demanda máxima de generación del sistema y demanda interrumpible, de cada Participante Consumidor previsto para el año siguiente y de los clientes regulados de cada Distribuidor.

5.2.1.2 Antes del 1° de octubre de cada año, el CND debe presentar el Informe Indicativo de Demandas a la ASEP. Este debe contener toda la información que sustenta las proyecciones realizadas e incluir cada pedido de ajuste de un participante consumidor con que el CND no logró acuerdo y el motivo de su rechazo.

5.2.1.3 La ASEP, dentro de un plazo no mayor que 30 días de recibido el Informe, lo aprobará o podrá requerir justificadamente ajustes antes de su aprobación. Si dentro del plazo indicado la ASEP requiere ajustes y correcciones, el CND deberá realizarlas y presentar el Informe corregido dentro de un plazo no mayor que 15 días. La ASEP aprobará el Informe Indicativo de Demanda si cumple con los cambios requeridos. Si el Informe presentado por el CND necesita ajustes adicionales, la ASEP le hará los cambios requeridos antes del 25 de noviembre.

5.2.1.4 El CND debe enviar el informe con los valores aprobados a todos los Participantes.

5.2.1.5 Cuando un Gran Cliente se convierte en Participante Consumidor comprando su energía directamente a un Participante Productor y estaba previsto en el Informe Indicativo de Demandas comprando su energía a tarifas reguladas del Distribuidor, el CND, con la información suministrada por el Gran Cliente y el Distribuidor, ajustará en el Informe Indicativo de Demandas, la energía prevista a consumir tanto para el Gran Cliente como para el Distribuidor.

5.2.1.6 Cuando un Gran Cliente que es Participante Consumidor pasa a comprar nuevamente a tarifa regulada como Gran Cliente de su Distribuidor, y este cambio no estaba contemplado en el Informe Indicativo de Demandas, el CND recalculará la demanda máxima de generación del Distribuidor sumando a la demanda prevista en el Informe Indicativo de Demanda vigente, la demanda máxima de generación pronosticada para el Gran Cliente en dicho Informe. La energía prevista a consumir será ajustada en forma análoga.

5.2.1.7 Cada vez que un Gran Cliente se convierta en Participante Consumidor o que un Gran Cliente deje de serlo, y este cambio no hubiese sido previsto en el Informe Indicativo de Demandas, el CND informará a los Participantes y a la ASEP los ajustes que corresponden al Informe Indicativo de Demandas vigentes para tener en cuenta estos cambios. Los ajustes así informados pasarán a ser considerados parte integral del Informe Indicativo de Demandas.

5.2.1.8 El CND podrá realizar modificaciones extraordinarias al Informe Indicativo de Demandas cuando existan desviaciones significativas en el consumo de energía entre lo previsto y la realidad. Los Participantes deben suministrar toda la información para los ajustes de la proyección de los consumos de energía requeridos por el CND. El CND evaluará y analizará la información recibida y podrá solicitar ajustes a la misma. Las modificaciones al Informe Indicativo de Demandas deberán ser propuestas por el CND y

presentadas a la ASEP para su aprobación. Para la aplicación de este numeral el CND deberá desarrollar una Metodología de Detalle específica.

5.3 POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO

5.3.1.1 La compra de potencia firme de largo plazo se realiza a través de Contratos y/o del servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

5.3.1.2 La Potencia Firme de Largo Plazo de una central hidroeléctrica o eólica mide la potencia que dicha central puede garantizar a entregar durante el período de máximo requerimiento previsto para el sistema con una determinada probabilidad de excedencia, dado el régimen hidrológico o de vientos de la central.

5.3.1.3 La probabilidad de excedencia a utilizar debe corresponder al nivel de confiabilidad pretendido para el abastecimiento, y corresponde al riesgo de reducción en la oferta hidroeléctrica o eólica por el aleatorio hidrológico (períodos secos) o de vientos. Inicialmente, se considerará una probabilidad del 95 %. Este porcentaje sólo podrá ser modificado por la ASEP de justificarlo los criterios de confiabilidad vigentes.

5.3.1.4 El CND debe calcular la potencia firme de largo plazo de cada central hidroeléctrica y eólica con los modelos y procedimientos definidos en el Reglamento de Operación. El procedimiento de cálculo deberá tener en cuenta:

- a) La aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos;
- b) Para las hidroeléctricas, las características del embalse, de existir, y su capacidad de regulación y de empuntamiento;
- c) Las características de la central;
- d) Para cada central hidroeléctrica de una cadena, la topología de otras centrales ubicadas sobre la misma cuenca, que afectan los caudales entrantes y/o capacidad de generación de la central.
- e) La disponibilidad real de la central en los últimos tres años para cada una de sus unidades generadoras y/o el resultado de cualquier auditoría solicitada por el participante productor con el objeto de reflejar una mejora en el desempeño de sus unidades, sobre los resultados de disponibilidad de los tres años anteriores. La forma como estos valores afectarán el cálculo de la Potencia Firme será establecido en la correspondiente Metodología de Detalle.

5.3.1.5 La Potencia Firme de Largo Plazo de una unidad generadora térmica es su potencia efectiva afectada por la disponibilidad que compromete el Participante Productor que la comercializa y que no puede ser superior a su potencia efectiva afectada por la disponibilidad real de la central en los últimos tres años para cada una de sus unidades generadoras, o el que corresponda por incumplimientos reiterados de acuerdo a lo indicado

en la reglamentación vigente, y/o el resultado de cualquier auditoría solicitada por el participante productor con el objeto de reflejar una mejora en el desempeño de sus unidades, sobre los resultados de disponibilidad de los tres años anteriores. La forma como estos valores afectarán el cálculo de la Potencia Firme será establecido en la correspondiente Metodología de Detalle. Si el Participante Productor ha estado disponible los tres últimos años y asume el compromiso del 100 % de su potencia efectiva, la potencia firme de largo plazo de la unidad coincidirá con su potencia efectiva. La disponibilidad comprometida puede ser variable a lo largo del año.

5.3.1.6 Para cada Participante Productor, el CND deberá realizar el seguimiento semanal, mensual y anual de:

- a) Indisponibilidad registrada en cada unidad generadora térmica e hidráulica y GGC térmico y central hidroeléctrica, y total;
- b) Incumplimiento semanal y anual a sus compromisos de potencia en contratos y al servicio auxiliar de reserva de largo plazo, calculados de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales. Este cálculo se realizará solo para efectos de determinar si corresponden ajustes a la Potencia Firme de largo plazo y compensaciones por el aporte al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

5.3.1.7 Se considera que un Participante Productor tiene un incumplimiento semanal a sus compromisos de potencia por contratos si se registra en una semana una o ambas de las siguientes condiciones:

- a) Resulta con un faltante de potencia y en las compensaciones diarias de potencia hay una condición de déficit (el faltante total de potencia es mayor que el sobrante total).
- b) Su disponibilidad media semanal incluyendo potencia que compra de terceros por contratos de reserva, es menor que la comprometida en contratos.

5.3.1.8 De existir incumplimiento reiterado a los compromisos de potencia por contrato de un Participante Productor, la aplicación del numeral 5.3.1.10 con relación al cálculo de la reducción de la potencia firme de largo plazo entrará a regir a partir del mes siguiente al mes donde se identificó el incumplimiento reiterado. Se considera una condición de incumplimientos reiterados para la aplicación del numeral 5.3.1.11, cuando presenta dentro de los últimos 12 meses, 5 incumplimientos semanales.

5.3.1.9 Luego de finalizar cada mes, el CND debe incluir la información de indisponibilidad, discriminada por GGC y por Participante Productor, y de incumplimientos en el Informe Mensual del Mercado que envía a los Participantes.

5.3.1.10 Si durante los últimos 12 meses un Participante Productor tiene uno o más incumplimientos reiterados, el CND deberá recalcular su Potencia Firme de largo plazo aplicando lo contenido en el numeral 5.3.1.11. Cada vez que por la aplicación de este numeral se tenga una nueva potencia firme de largo plazo menor a la previamente

establecida, la nueva Potencia Firme de largo plazo se considerará en firme y entrará a regir de acuerdo a lo señalado en el numeral 5.3.1.8 y será válida para los siguientes dos años. Si, por el contrario, esta nueva potencia firme de largo plazo es mayor a la inicialmente calculada, esta última permanecerá vigente por el plazo inicialmente calculado.

5.3.1.11 Para el caso de que un Participante Productor presente incumplimientos reiterados a sus compromisos de contratos, el CND deberá limitar la potencia firme de largo plazo del Participante Productor para los 2 años subsiguientes a su potencia efectiva multiplicada por la disponibilidad verificada en los últimos 12 meses en que se registró el incumplimiento reiterado.

5.3.1.12 Antes del 10 de Octubre de cada año, el CND enviará a los Participantes Productores la potencia firme de largo plazo para el año siguiente, junto con la información de indisponibilidad e incumplimientos que lo justifica. Dentro de los siguientes 10 días los Participantes Productores podrán enviar observaciones y requerir ajustes debidamente justificados. El CND deberá analizar las observaciones que reciba y, de considerarlas justificadas, realizar los ajustes correspondientes. El CND deberá notificar al Participante Productor cuya observación rechace, el motivo de dicho rechazo. Antes de esa fecha los Autogeneradores y/o Cogeneradores que disponen de Excedentes Firmes enviarán al CND el detalle de la reserva de potencia para cubrimiento de sus requerimientos propios para el año siguiente, con discriminación mensual, detallando las unidades asignadas a esa función, total o parcialmente.

5.3.1.13 Antes del 1 de Noviembre de cada año, el CND debe informar a los Participantes y a la ASEP la potencia firme de largo plazo de cada GGC y cada Participante Productor.

5.4 PRECIO MAXIMO DE LA POTENCIA

5.4.1.1 Cada día, el CND debe calcular e informar a los Participantes el precio máximo de la potencia para el día siguiente.

5.4.1.2 El precio máximo de la potencia de cada día se calcula como el máximo entre los precios de la potencia en los Contratos de Suministro de Distribuidores y del Comprador Principal que se trasladan a tarifas, vigentes en dicho día para el período de máxima generación prevista.

5.4.1.3 De acuerdo a las condiciones de competencia y los resultados que surjan de las Compensaciones de potencia, de considerarlo conveniente la ASEP podrá establecer como tope un precio representativo del costo fijo asociado a una tecnología de punta económicamente adaptada y adecuada a las condiciones existentes en la oferta y demanda eléctrica en la República de Panamá. Las características técnicas de dicha unidad y los datos a utilizar para la valorización de los costos fijos y precio representativo, deben ser propuestos por el CND y autorizados por la ASEP.

5.5 RESERVA DE LARGO PLAZO

5.5.1 OBJETO

5.5.1.1 El objeto del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo es garantizar los compromisos de disponibilidad de potencia para cubrir la garantía de suministro de los clientes de la República de Panamá, de acuerdo a los criterios que definen estas Reglas Comerciales.

5.5.1.2 El Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo es una reserva compartida para la garantía de suministro y un seguro de precio para la energía asociada a dicha reserva de potencia, de acuerdo al procedimiento definido en estas Reglas Comerciales.

5.5.1.3 El CND deberá realizar la asignación del requerimiento de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo para cada paso de asignación, que inicialmente se define en un mes. A solicitud de los Participantes y/o el CND debidamente justificada, la ASEP podrá reducir este paso de asignación a una semana, de considerarlo más conveniente y operativamente posible.

5.5.2 REQUERIMIENTO PARA EL PARTICIPANTE CONSUMIDOR

5.5.2.1 Se denomina requerimiento de potencia de largo plazo del Participante Consumidor a la potencia requerida como respaldo para garantizar el cubrimiento de la demanda máxima de generación, con una confiabilidad regulada. Este requerimiento se define con la demanda máxima de generación prevista en el último Informe Indicativo de Demandas aprobado por la ASEP. Si a la fecha de determinar este requerimiento de potencia de largo plazo no está aún aprobado el Informe Indicativo de Demanda para el año siguiente, el CND deberá utilizar los consumos y demandas previstos para el año siguiente en el Informe Indicativo de Demanda vigente.

5.5.2.2 La demanda máxima de generación prevista de un Participante Consumidor que no resulte cubierta con suficiente anticipación en el Mercado de Contratos, será asignada como un requisito del servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

5.5.2.3 La anticipación definida para cubrir la demanda máxima de generación en el Mercado de Contratos es contratar dicha potencia antes del mes de diciembre para el siguiente año; y serán tomados en consideración los procesos de concurrencia para contratación con fecha de inicio durante el año siguiente y convocados antes del mes de Diciembre. La ASEP podrá regular una anticipación menor, en función del desarrollo del Mercado de Contratos. En el caso de los Distribuidores, las normas que defina la ASEP para el cumplimiento de la obligación de contratar podrán definir que dicha contratación debe ser realizada con una anticipación mayor.

5.5.2.4 Cada Distribuidor que no tenga cubierta la totalidad de su obligación de contratar potencia con potencia firme contratada, deberá requerir como Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo la potencia faltante para sus clientes finales.

5.5.2.5 Sólo los Grandes Clientes que estén conectados directamente al Sistema de Transmisión y que no hayan estado conectados previamente a un distribuidor, están obligado a requerir como Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo la potencia correspondiente a su demanda máxima de generación que no esté cubierta con suficiente anticipación por Contratos de Suministro. El resto de los Grandes Clientes, independientemente de si participan o no en el Mercado Mayorista de Electricidad, pagarán la potencia directamente al distribuidor; siendo a este último a quien se le asignará y será responsable de pagar el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo para la demanda de todos sus Clientes Finales que no esté cubierta con suficiente antelación por Contratos de Suministro.

5.5.3 REQUERIMIENTO DE SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO

5.5.3.1 El CND debe calcular para cada Participante Productor la Potencia Firme de largo plazo que comercializa, como su potencia firme de largo plazo, menos la que vende a otro Participante Productor en Contratos de Reserva, más la que compra por Contratos de Reserva.

5.5.3.2 Para cada paso de asignación del año siguiente, el CND debe asignar a cada Participante Consumidor cuya potencia mensual contratada es menor que su demanda máxima de generación mensual prevista un requerimiento inicial de Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo igual al faltante no contratado. Si el Participante Consumidor cubre toda su demanda máxima de generación con contratos, el requerimiento inicial para el servicio auxiliar de reserva de largo plazo es cero.

5.5.3.3 El CND debe calcular para cada paso de asignación el requerimiento total inicial de servicios auxiliares de reserva de largo plazo totalizando los requerimientos que resultan para cada Participante. Antes del 1 de Diciembre, el CND debe informar a los Participantes y a la ASEP el requerimiento inicial de reserva de largo plazo que corresponde a cada Participante, junto con los datos y cálculos que lo avalan, y el requerimiento total del Mercado.

5.5.3.4 Durante el año, antes del comienzo de cada paso de asignación, el CND deberá ajustar el requerimiento de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo a los Participantes Consumidores. Para cada Participante Consumidor, el CND deberá calcular para el paso de asignación el faltante real como su demanda máxima de generación, que resulte del Informe Indicativo de demandas vigente, menos la potencia que compra por contratos. Si el faltante resulta negativo, se considerará cero. El requerimiento será el faltante calculado.

5.5.3.5 Durante el año, antes del comienzo de cada paso de asignación, el CND deberá calcular para cada Participante Consumidor el faltante real como su demanda máxima de generación, que resulte del Informe Indicativo de demandas vigente (incluyendo los ajustes que hayan resultado por cambios en las decisiones de compra de los Grandes Clientes), menos la potencia que compra por contratos. Si el faltante resulta negativo, se considerará cero. El requerimiento será el faltante calculado.

5.5.4 OFERTAS

5.5.4.1 Cada año, en la fecha establecida por el CND para la asignación inicial, los Participantes podrán ofertar potencia como aporte para el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. El CND deberá registrar en un acta las ofertas recibidas. Los participantes informarán al CND sus ofertas para cada paso de asignación, como uno o más bloques de potencia, cada bloque con el precio requerido. En caso de recibir una oferta de un Participante que no disponga de potencia excedente para ofertar en este Servicio Auxiliar, el CND deberá rechazar la oferta y devolverla al Participante, notificando el motivo que justifica el rechazo. Se considera que un participante no dispone de potencia excedente para ofertar si se verifica una de las siguientes condiciones:

- a) Es un Participante Productor que no tiene excedentes de potencia firme de largo plazo, de acuerdo a lo que resulte del Informe de Potencia Firme de Largo Plazo de los Participantes Productores.
- b) Es un Participante Consumidor que no oferta demanda interrumpible, o no lo ha informado al CND, o no ha sido autorizado a proveer este servicio con demanda interrumpible, de acuerdo con los requisitos definidos en estas Reglas Comerciales. El CND deberá desarrollar la Metodología sobre el procedimiento y requisitos para implementar la demanda interrumpible.

5.5.4.2 El CND deberá implementar los procedimientos necesarios para la recepción de ofertas, para el rechazo de ofertas y garantizar la confidencialidad de las ofertas en tanto no se realice el procedimiento de asignación del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo. Asimismo, deberá elaborar y acordar con los Participantes la Metodología para la implementación eficiente y transparente del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo, incluyendo formato de ofertas, recepción de ofertas, rechazo de ofertas, cálculo del requerimiento de reserva de largo plazo y procedimientos para su asignación.

5.5.4.3 Un Participante Productor sólo puede ofertar la potencia firme de largo plazo que no esté comprometida en Contratos de Suministro ni vendida en Contratos de Reserva. La oferta debe indicar la potencia que compromete aportar y el precio requerido. Un Autogenerador solo puede ofertar potencia correspondiente a Excedentes Firmes, no comprometidos en Contratos de Suministro ni vendida en Contratos de Reserva.

5.5.4.4 El precio requerido no podrá ser mayor que el precio máximo de la potencia.

5.5.4.5 El CND sólo debe aceptar como ofertas válidas a aquellas que cumplen todos los requisitos indicados en estas Reglas Comerciales.

5.5.4.6 Los precios ofertados no podrán ser modificados a lo largo del año de asignación. Durante el año y para cada paso de asignación, el CND deberá ajustar las cantidades ofertadas en los siguientes casos:

- a) Para cada Participante Productor, el CND deberá calcular para el paso de asignación el sobrante real como su Potencia Firme de largo plazo más la potencia que compra por contratos menos sus ventas de potencia por contratos. Si resulta negativo, el sobrante se considerará cero. Si este sobrante es menor que la potencia ofertada inicialmente para el paso de asignación, el CND deberá reducir su oferta al sobrante real.
- b) Para cada Participante con Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo asignado inicialmente que, debido a incumplimientos reiterados, haya quedado inhabilitado a proveer el servicio para el resto del año en curso, su oferta se considerará cero.

5.5.4.7 El CND sólo debe aceptar como ofertas válidas a aquellas que cumplen todos los requisitos indicados en estas Reglas Comerciales.

5.5.5 ASIGNACIÓN INICIAL DEL SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO

5.5.5.1 A más tardar el 10 de diciembre de cada año, el CND debe realizar la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. La asignación inicial se realizará mediante un acto público, al que podrán asistir todos los Participantes, y cumpliendo todos los requisitos necesarios para garantizar transparencia. En el acto el CND deberá:

- a) Abrir e informar las ofertas, indicando las que resultan rechazadas como no válidas por no cumplir con el formato acordado u otro requisito;
- b) Realizar e informar la asignación inicial del requerimiento de reserva de largo plazo.
- c) Redactar el acta, que será firmada por todos los asistentes, en la cual se incluya la lista de asistentes, las ofertas, la asignación inicial y los avisos de reclamos.

5.5.5.2 Para cada paso de asignación, el CND debe establecer la lista de ofertas ordenando las ofertas válidas por precios crecientes, agrupando las de igual precio. El CND debe asignar entre la lista con las ofertas válidas las que aportarán al servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

5.5.5.3 Si la oferta total es menor o igual que el requerimiento total de servicio auxiliar de reserva de largo plazo, en la asignación inicial el CND debe aceptar todas las ofertas válidas.

5.5.5.4 El CND deberá realizar la asignación preliminar de acuerdo al siguiente procedimiento.

- a) Ordenar las ofertas por precios crecientes.
- b) Agrupar las ofertas de igual precio.

- c) Aceptar las ofertas por orden creciente hasta cubrir el requerimiento inicial de reserva de largo plazo, o hasta que no queden más ofertas. A la última oferta aceptada se le asigna la potencia necesaria para cubrir el requerimiento total. Si dicha última oferta aceptada corresponde a un grupo de ofertas de igual precio, la potencia asignada se reparte entre cada una de ellas en forma proporcional a la potencia ofertada dentro de la potencia total del grupo de ofertas de igual precio.

5.5.5.5 El precio de la reserva de largo plazo de cada paso de asignación será el de la última oferta aceptada, o sea la más cara.

5.5.5.6 Un Participante tendrá derecho a presentar un reclamo al CND por los resultados del acto si cumple todos los siguientes requisitos:

- a) Es un Participante cuya oferta fue rechazada y reclama el rechazo o es un Participante al que se asignó reserva de largo plazo y reclama la asignación;
- b) Antes de finalizar el acto, el Participante informa al CND que presentara un reclamo y requiere que se incluya este aviso en el acta;
- c) En un término de dos días hábiles luego de realizado el acto, el Participante presenta al CND un reclamo escrito que incluye la descripción y justificación del reclamo.

5.5.5.7 Un Participante podrá presentar un reclamo a una oferta rechazada o a la asignación inicial. El reclamo se deberá presentar cumpliendo lo que se indica en el numeral anterior. El CND deberá dejar constancia escrita de las ofertas, asignación inicial realizada y reclamos informados. En tanto no se resuelva un reclamo, el CND deberá utilizar la asignación inicial. Una vez resuelto un reclamo y de ser necesario modificar la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, el CND deberá informar a los Participantes indicando el ajuste que resulta a la asignación inicial de reserva de largo plazo. Habiéndose presentado en el acto avisos de reclamos, luego de finalizado el plazo para que el o los Participantes presenten el reclamo con su justificación, el CND dispondrá de un plazo hasta un máximo de siete (7) días hábiles para analizar los reclamos recibidos, e informar los reclamos que rechaza y aquellos con los que está de acuerdo. En caso de informar que acepta uno o más reclamos, deberá indicar el ajuste que resultaría en la asignación preliminar. Los Participantes afectados en este ajuste podrán presentar su reclamo fundado, dentro de los siguientes dos días hábiles.

5.5.5.8 La asignación inicial del servicio sería la asignación preliminar con los ajustes, de existir, que surjan de los reclamos presentados y aceptados por el CND, y que el acuerdo de su aceptación no fue reclamado por algún Participante afectado.

5.5.5.9 De no surgir acuerdo con un Participante que presenta un reclamo, el CND debe elevar la ASEP el reclamo incluyendo la documentación que presentó el Participante y el motivo de su rechazo por el CND. De surgir acuerdo entre el CND y un Participante referido a un reclamo pero surgir oposición de otro Participante afectado, el CND debe elevar a la ASEP el reclamo incluyendo la documentación que presentó el Participante, el motivo de su aceptación por el CND y la documentación presentada por el o los Participantes afectados

que objetaron la aceptación. La ASEP decidirá en un plazo no mayor de dos meses.

5.5.5.10 En tanto no se resuelva un reclamo en la ASEP, el CND deberá utilizar la asignación inicial. Una vez resuelto el reclamo y de ser necesario modificar la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, la ASEP informará al CND que a su vez deberá informar a los Participantes indicando el ajuste que resulta a la asignación inicial de reserva de largo plazo.

5.5.6 AJUSTES SEMANALES Y ASIGNACIÓN DEFINITIVA

5.5.6.1 A lo largo del período de vigencia de las ofertas al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y la semana anterior al comienzo de cada paso de asignación, el CND deberá calcular la asignación definitiva del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo para dicho paso de asignación de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) El CND deberá tomar la lista de ofertas para el correspondiente paso de asignación que fue ordenada en la asignación inicial, y corregir la potencia ofertada para que corresponda a los sobrantes reales de potencia. Teniendo en cuenta la potencia comprometida en contratos.
- b) El CND deberá realizar la asignación definitiva de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y cálculo de su precio con el mismo criterio que el indicado para la asignación inicial, pero utilizando como requerimiento el real calculado y como oferta la resultante de lo indicado en a).

5.5.7 COMPROMISO

5.5.7.1 El Participante Productor que compromete potencia al servicio auxiliar de reserva de largo plazo no podrá venderla a terceros durante el período en que se compromete como reserva. En el caso de Autogeneradores, para la potencia comprometida, el Mercado tendrá prioridad sobre eventuales requerimientos propios adicionales los previstos.

5.5.7.2 El Participante Consumidor que compromete aportes al servicio auxiliar de reserva de largo plazo está obligado a ofertar cada día como interrumpible para el despacho la potencia comprometida como reserva de largo plazo.

5.5.7.3 El compromiso asociado al aporte al servicio auxiliar de reserva de largo plazo es el siguiente:

- a) Cumplir con la disponibilidad o interrumpibilidad comprometida, o pagar una penalidad por faltantes.
- b) Para un Participante Productor, pagar a los Participante que son compradores de reserva de largo plazo, una compensación cada hora en que el precio del Mercado

Ocasional supere el de la primera unidad falla, calculada como la energía asociada requerida, considerando el factor de carga mensual real del Participante Comprador, correspondiente a la potencia que aporta al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo valorizada a la diferencia entre el precio de la energía en el Mercado Ocasional y el precio de la primera unidad falla.

- c) Para un Participante Consumidor, cada día del período en que su oferta es aceptada debe ofertar interrumpibilidad por la potencia comprometida como Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo a un precio de la energía inferior al de la primera unidad falla.

5.5.8 INCUMPLIMIENTOS

5.5.8.1 El incumplimiento de un Participante en su compromiso al servicio auxiliar de reserva de largo plazo llevará a la pérdida de su remuneración por reserva en la semana del incumplimiento. El CND deberá asignarle además como penalidad el pago de una compensación igual a potencia en reserva no suministrada valorizada al precio de la reserva de largo plazo. El CND debe acreditar el monto total por incumplimientos al pago del correspondiente Servicio Auxiliar de los Participantes que compran dicho servicio.

5.5.8.2 Ante incumplimientos reiterados de un Participante, salvo contingencias extraordinarias debidamente fundamentadas, el CND deberá inhabilitarlo a participar en el servicio de reserva de largo plazo en el resto del año en curso. Se considera que un Participante Productor que aporta el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo presenta una condición de incumplimiento reiterado cuando, dentro de un año de asignación presenta 5 incumplimientos semanales. El CND deberá reducir la potencia firme del Participante con incumplimientos reiterados de acuerdo al numeral 5.3.1.11.

5.5.8.3 Se considera que un Participante Productor que aporta el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo tiene un incumplimiento semanal a sus compromisos de aporte a dicho servicio si en esa semana se registra una o ambas de las siguientes condiciones:

- a) Resulta con un faltante de potencia y en las Compensaciones Diarias de potencia presenta una condición de déficit con racionamiento programado. Se considera que el Participante tiene faltante cuando no cubre sus compromisos de potencia contratados más compromisos de aportes al servicio auxiliar de reserva de largo plazo, de acuerdo a lo que establecen estas Reglas Comerciales.
- b) Su disponibilidad media semanal, incluyendo potencia que compra de terceros por contratos de reserva, es menor que la total comprometida, suma de potencia vendida en contratos y potencia asignada como aporte al Servicio Auxiliar de Reserva de largo plazo.

5.5.8.4 El CND calculará el incumplimiento anual de un Participante Productor que aporta el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo a su compromiso a dicho servicio como la suma de sus incumplimientos semanales.

5.5.8.5 Se considera que para un Participante Consumidor que aporta el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo se configura una condición de incumplimiento reiterado, cuando durante el período de asignación, se registra una o ambas de las siguientes condiciones:

- a) Resulta con un incumplimiento a su compromiso de demanda interrumpible en un día en que se registra una condición de déficit con racionamientos programados, y el CND le requirió la interrupción de demanda con el medio y anticipación acordados.
- b) Se registran tres o más incumplimientos semanales a su compromiso de demanda interrumpible, habiendo el CND requerido la interrupción de demanda con el medio y anticipación acordados.

5.5.9 RESULTADOS

5.5.9.1 La potencia comprometida al Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo es una reserva para la garantía de suministro compartida por los Participantes que pagan por dicho servicio.

5.5.9.2 Ante una condición de racionamiento, el CND debe asignar la energía asociada a la potencia comprometida en el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo entre los Participantes que pagan por dicho servicio, en forma proporcional a la proporción de dicho servicio que paga cada uno de ellos.

6. LA OBLIGACIÓN DE GARANTÍA DE SUMINISTRO Y LOS CONTRATOS DE DISTRIBUIDORES

6.1 OBJETO

6.1.1.1 Cada Distribuidor debe contar con suficiente potencia firme de largo plazo para cubrir su obligación de garantía de suministro. La obligación de garantía de suministro resultará del Informe Indicativo de Demanda vigente, de acuerdo a los procedimientos y criterios que se establecen en estas Reglas Comerciales y lo indicado en las Reglas de Compra.

6.1.1.2 La energía y potencia de dichos contratos estará dirigida en primer lugar a cubrir la Obligación de garantía de suministro del Distribuidor y el excedente respecto de dicha garantía, de existir, a ventas de oportunidad, siempre y cuando se cumpla con lo establecido en las presentes Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra.

6.1.1.3 La gestión de las compras de potencia y/o energía para cubrir la Obligación de garantía de suministro del Distribuidor estará a cargo de la Empresa de Transmisión. La responsabilidad de la misma y la del Distribuidor se encuentran establecidas en las Reglas de Compra.

6.2 EL COMPROMISO DE POTENCIA

6.2.1.1 Cada Distribuidor está obligado a contratar la Potencia Firme de Largo Plazo mediante Contratos de Suministro para cubrir la demanda máxima de generación de sus clientes regulados y de todos los Grandes Clientes de su zona de concesión, incluyendo a aquellos Grandes Clientes que estando previamente conectados a su red de Distribución se conecten directamente al Sistema de Transmisión, salvo las excepciones que se indican en estas Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra.

6.3 EL COMPROMISO DE ENERGÍA

6.3.1.1 El Distribuidor está obligado a cubrir el consumo de energía previsto para sus clientes regulados, con compra de energía mediante Contratos de Suministro, salvo las excepciones que se indican en estas Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra.

6.4 EXCEPCIONES

6.4.1.1 En caso que, ante situaciones especiales, no se alcancen los Niveles Mínimos de Contratación, según se establece en las Reglas de Compra, la Empresa de Transmisión o en su defecto el Distribuidor afectado, deberá informar a la ASEP indicando el faltante no contratado y el motivo que justifica el incumplimiento.

6.4.1.2 De considerar la ASEP que el motivo no es justificado, aplicará las sanciones que correspondan, debiendo la Empresa de Transmisión realizar las gestiones necesarias para alcanzar los Niveles Mínimos de Contratación, dentro de un plazo máximo especificado por la ASEP.

6.5 CONTRATOS DE DISTRIBUIDORES A TRASLADAR A TARIFAS

6.5.1 REQUISITOS

6.5.1.1 La ASEP, mediante las Reglas de Compra, estableció la normativa de compra eficiente a cumplir por un Contrato de Suministro a trasladar a tarifas de un Distribuidor.

6.5.1.2 Salvo los Contratos Iniciales y los contratos resultantes de procesos de libre competencia, los contratos de Distribuidores a trasladar a tarifas, deben ser adjudicados por procesos de competencia, supervisado por la ASEP y la ACODECO, en lo que se refiere a garantizar su transparencia, objetividad, competencia y el cumplimiento de las Reglas del Sector Eléctrico. Se podrán presentar a dichos procesos:

- a) Ofertas de generación existente o a instalar;
- b) Ofertas de autogeneración y cogeneración existentes;
- c) Ofertas por una parte de la potencia y/o energía requerida, pudiendo ser adjudicados varios contratos donde la suma de la potencia contratada en cada uno es igual a la potencia total requerida en el proceso de competencia;

- d) Ofertas de un contrato o parte de un contrato vigente, incluyendo la documentación que avala que ambas partes de dicho contrato están de acuerdo en ceder la compra, total o parcial según corresponda, de la potencia contratada al Distribuidor.

6.5.1.3 El concurso se debe adjudicar según los criterios establecidos en las Reglas de Compra para efectuar las adjudicaciones, procurando siempre el beneficio de los clientes.

6.5.2 CONTRATACIÓN DE POTENCIA

6.5.2.1 El Distribuidor debe requerir en sus Contratos de Suministro la compra de potencia firme de largo plazo. Un Participante Productor sólo podrá ofertar la potencia firme de largo plazo, de acuerdo a los valores vigentes al momento de la contratación más los compromisos de ingreso de nueva generación.

6.5.2.2 El Participante Productor que vende potencia firme de largo plazo en un Contrato de Suministro a un Distribuidor debe aceptar que el monitoreo de la disponibilidad se realice auditando los registros de la planta y realizando ensayos sorpresivos. Si en el ensayo no se alcanza la potencia disponible comprometida, la reducción se deberá aplicar a la disponibilidad de todo el día en que se realizó el ensayo. La disponibilidad se deberá mantener reducida hasta que el Participante Productor demuestre, mediante un ensayo, que puede alcanzar una potencia mayor.

6.5.2.3 El contrato debe definir la disponibilidad media anual objetivo. El contrato podrá establecer revisar el valor de disponibilidad cada número específico de años, para reflejar posibles cambios en las condiciones de disponibilidad esperada.

6.5.2.4 El Contrato debe definir el requisito de disponibilidad de potencia para cada día del período de vigencia del contrato. La integración a lo largo del año de la disponibilidad diaria establecida en el contrato debe corresponder con la disponibilidad media anual objetivo.

6.5.2.5 El contrato debe establecer penalidades ante incumplimientos en la disponibilidad media anual objetivo.

6.5.2.6 El contrato podrá dividir el año en uno o más períodos, cada uno con su precio de la potencia para incentivar disponibilidad que resulte eficiente para los requerimientos previstos de demanda.

6.5.3 CONTRATACIÓN DE ENERGÍA

6.5.3.1 El precio de la energía se podrá expresar como un valor fijo o una fórmula en función de parámetros técnicos y/o que varíe a lo largo del período de vigencia del contrato. Si el precio de la energía hace referencia al precio de combustible, se debe definir el índice a utilizar para su actualización.

7. ADMINISTRACIÓN DE LOS FALTANTES Y SOBANTES DE POTENCIA

7.1 OBJETO

7.1.1.1 Cada Participante Consumidor debe demostrar con suficiente anticipación que cuenta con capacidad de generación contratada para cubrir su demanda máxima de generación, de acuerdo a los procedimientos que se establecen en estas Reglas Comerciales. Se definen dos plazos en cuanto a la anticipación requerida:

- a) Mediano y largo plazo mediante contratos y Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo
- b) Corto plazo (un día) mediante compensaciones diarias de potencia.

7.1.1.2 Cada año el requerimiento de mediano y largo plazo de cada Participante Consumidor lo define la demanda máxima de generación prevista en el último Informe Indicativo de Demandas vigente y se cubre a través de Contratos de Suministro y/o el servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

7.1.1.3 En el corto plazo, el requerimiento de cada Participante Consumidor lo define la demanda en la hora de máxima demanda del sistema que se registra cada día. El Participante Consumidor está obligado a comprar dicha potencia a través del Mercado de Contratos, del servicio auxiliar de reserva de largo plazo y/o de compensaciones de potencia.

7.1.1.4 Para un día, un Participante tiene faltantes de potencia si:

- a) Es un Participante Consumidor cuya demanda no cuenta con respaldo de Contratos de Suministro y/o del servicio auxiliar de reserva de largo plazo;
- b) Es un Participante Productor que no cubre con disponibilidad propia o contratada de terceros sus compromisos de potencia contratados y/o compromisos de aportes al servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

7.1.1.5 Cada día, los Participantes deben cubrir sus faltantes de potencia a través de compensaciones de potencia al precio de la potencia que resulten de los procedimientos que se define en estas reglas comerciales.

7.2 PERÍODO DE MÁXIMO DIARIO

7.2.1.1 Cada día el CND debe determinar el período de máxima generación del sistema, denominado período de máximo diario, y calcular:

- a) La generación máxima del sistema en dicho período;
- b) La demanda de cada Participante Consumidor en la hora de máxima generación.

7.2.1.2 Cada día el CND debe determinar la demanda máxima de generación de cada Participante Consumidor con el siguiente procedimiento.

- a) Determinar su factor de asignación, como el porcentaje de la demanda total del sistema que representa la demanda del Participante Consumidor en la hora de máxima generación.
- b) Calcular la demanda máxima de generación del Participante Consumidor multiplicando la generación máxima del sistema por su factor de asignación, e incrementando el resultado en el porcentaje de reserva para confiabilidad.

7.3 POTENCIA MÁXIMA COMERCIAL

7.3.1.1 Cada día el CND debe determinar la potencia máxima comercial en cada GGC en la hora de máxima generación, denominada potencia máxima comercial diaria teniendo en cuenta:

- a) Indisponibilidad y/o restricciones técnicas de las unidades y de la central en que se ubica;
- b) Restricciones propias, tales como límites a la capacidad máxima y/o restricciones en el abastecimiento de combustibles en unidades térmicas o disponibilidad de agua y falta de salto en una central hidroeléctrica;
- c) Si el Participante Productor se conecta a la red de transmisión a través de una línea que le pertenece, indisponibilidad o restricciones en dicha línea.
- d) Para los Autogeneradores y/o Cogeneradores, se considerará para cada unidad de generación o GGC la potencia de los Excedentes Firmes y No firmes, respecto de los requerimientos de consumo de energía propios asignados a la misma, en el o los nodos de entrega al Mercado.

7.3.1.2 Cada día el CND debe informar la Potencia Máxima Comercial de cada GGC y totalizada para cada Participante Productor, correspondiente al día anterior.

7.4 BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE PRODUCTOR

7.4.1.1 Cada día, el CND debe calcular la potencia puesta a disposición por cada Participante Productor para sus Contratos de Suministro o Compensaciones de potencia como:

- a) La potencia máxima comercial de los GGC que le pertenecen;
- b) Menos la potencia comprometida en Contratos de Reserva en que es la parte vendedora;

- c) Más la potencia que compra a través de Contratos de Reserva;
- d) Menos la potencia comprometida como aporte al Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.

7.4.1.2 Cada día, el CND debe calcular la Potencia Comprometida para el Suministro por cada Participante Productor como la suma de la potencia comprometida en los Contratos de Suministro en que es la parte vendedora.

7.4.1.3 Cada día, el CND debe calcular el balance entre requerimiento y disponibilidad de potencia de cada Participante Productor descontando de la potencia puesta a disposición la Potencia Comprometida para el Suministro. Si el balance es negativo, el Participante Productor resulta con un faltante. Si por el contrario es positivo, resulta con un excedente de potencia.

7.5 BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE CONSUMIDOR

7.5.1.1 Cada Participante Consumidor debe contar con potencia para cubrir su demanda máxima de generación diaria.

7.5.1.2 Cada día, el CND debe calcular la potencia comprada anticipadamente por cada Participante Consumidor como la suma de la potencia comprometida en los Contratos de Suministro en que es la parte compradora, más la potencia comprada como Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.

7.5.1.3 Cada día, el CND debe calcular el balance de potencia de cada Participante Consumidor descontando de la potencia comprada la demanda máxima de generación diaria.

7.5.1.4 Si el balance es negativo, el Participante Consumidor resulta con un faltante. Si por el contrario es positivo, resulta con un excedente de potencia.

7.6 COMPENSACIONES DE POTENCIA

7.6.1 OBJETO

7.6.1.1 Las Compensaciones de Potencia reflejan la compra y venta de corto plazo de faltantes y sobrantes de potencia. Los vendedores son los Participantes que tienen excedentes de potencia. Los compradores son los Participantes que tienen faltantes de potencia.

7.6.1.2 El paso de cálculo para las compensaciones de potencia se define en un día.

7.6.1.3 El precio de las compensaciones de potencia se calcula con los precios requeridos por los Participantes con excedentes de potencia por poner a disposición dichos excedentes para cubrir el requerimiento de terceros con faltantes de potencia.

7.6.2 OFERTAS

7.6.2.1 Cada día junto con la información para el predespacho, los Participantes deben presentar sus ofertas de potencia para el día siguiente.

7.6.2.2 Cada Participante debe informar al CND el precio al que está dispuesto a vender excedentes de potencia. Las ofertas se realizarán como uno o más bloques de potencia, cada uno con su precio.

7.6.2.3 Cuando un Participante no presente oferta de venta, el CND debe considerar que se mantiene su oferta de venta anterior. De no existir oferta anterior, debe considerar que su oferta es igual al precio máximo de la potencia.

7.6.2.4 El CND deberá informar cada día a los participantes, junto con la información del predespacho las ofertas de ventas presentes en el mercado.

7.6.2.5 Inicialmente el precio de venta de potencia ofertado tiene un tope regulado, dado por el precio máximo de la potencia, y de considerarlo conveniente para incrementar la eficiencia de las señales del Mercado, la ASEP podrá eliminar este precio tope.

7.6.3 ASIGNACIÓN DE COMPENSACIONES

7.6.3.1 El CND debe calcular la compra requerida por compensaciones de potencia totalizando los faltantes de cada Participante.

7.6.3.2 El CND debe ordenar las ofertas de potencia excedente por precio creciente, agrupando aquellas que tengan igual precio.

7.6.3.3 El CND debe aceptar las ofertas de excedentes para compensaciones de potencia en orden de precios crecientes hasta cubrir la compra requerida, o no quedar más ofertas. A cada oferta aceptada se le asigna el excedente correspondiente, salvo a la última oferta aceptada que se le asigna la potencia necesaria para cubrir el requerimiento total. Si dicha última oferta aceptada corresponde a un grupo de ofertas de igual precio, la potencia asignada se reparte entre cada una de las ofertas en forma proporcional a la potencia excedente dentro la potencia excedente total del grupo de ofertas de igual precio.

7.6.3.4 El precio de las compensaciones de potencia es el precio de la última oferta de compra / venta aceptada, o sea el precio de la oferta más cara aceptada.

8. ADMINISTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL

8.1 OBJETO

8.1.1.1. Las transacciones en el Mercado Ocasional surgen del cierre para la energía entre la realidad física de la generación y el consumo, y la realidad comercial de los compromisos contratados.

8.2 ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS DE RESERVA

8.2.1.1 Para cada hora la energía que comercializa un Participante Productor se calcula totalizando la energía generada por la potencia de sus GGC que no haya vendido a Contratos de Reserva, más la energía asociada a la potencia que compra por Contratos de Reserva.

8.3 ADMINISTRACIÓN POR DIFERENCIAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO

8.3.1 COMPROMISOS

8.3.1.1 El Contrato de Suministro que incluye la compra / venta de energía debe acordar un compromiso de bloques horarios de energía para el período de vigencia del contrato, que se pueden expresar como un porcentaje del consumo, como cantidades fijas, o cualquier otra modalidad que permita al CND determinar hora por hora el compromiso de energía. Por transparencia en la administración del Mercado Ocasional, el CND deberá informar la energía horaria total contratada para cada Participante, para acceso abierto de todos los Participantes.

8.3.1.2 El Participante Productor asume el compromiso de entregar cada hora el bloque de energía con producción propia o compras en el Mercado Ocasional.

8.3.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL

8.3.2.1 Cada hora, el CND debe administrar las transacciones de energía de cada Participante Consumidor de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Totalizar la energía que compra de Contratos de Suministro.
- b) Si su consumo real de energía no resulta cubierto en su totalidad por contratos, asignar el faltante como compra en el Mercado Ocasional.
- c) Si la compra de los contratos supera su consumo real, asignar el excedente como venta en el Mercado Ocasional, de existir demanda.

8.3.2.2 Cada hora, el CND debe administrar las transacciones de energía de cada Participante Productor de acuerdo al siguiente procedimiento.

- a) Calcular la energía que comercializa totalizando la generación de sus GGC, menos la energía que vende en Contratos de Reserva, más la energía que compra por Contratos de Reserva.
- b) Calcular la energía comprometida totalizando la energía vendida en contratos, como suma de la energía que debe entregar a los Contratos de Suministro en que es la parte vendedora.
- c) Si la energía que comercializa es menor que la energía comprometida, asignar la energía faltante como compra en el Mercado Ocasional.
- d) Si la energía que comercializa es mayor que la energía comprometida, asignar la energía excedente como venta en el Mercado Ocasional.

9. PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL

9.1 GENERALIDADES

9.1.1.1 Las transacciones de energía y el cálculo de precio en el Mercado Ocasional se realizará con paso horario. La ASEP podrá reducir este paso de cálculo en la medida que el sistema de medición lo permita y la realidad comercial y operativa demuestre la necesidad de un paso de cálculo menor.

9.2 COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO

9.2.1.1 El Costo Variable aplicable al despacho está dado por:

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica de Generadores y Autogeneradores, definido en el Reglamento de Operación.
- b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el CND de acuerdo a lo que se establece en estas Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación;
- c) El precio asignado a las importaciones. Para el caso de los contratos de importación el Costo Variable aplicable al despacho será cero y se tomarán las mismas consideraciones que la generación originada en procesos de cogeneración, para las importaciones de ocasión regionales será el informado por el EOR en cada nodo de importación de la RTR más los cargos aplicables a las importaciones y para enlaces extrarregionales será el que surja de acuerdo a la reglamentación aplicable.
- d) El precio ofertado por Autogeneradores cuyos excedentes totales no superen los 5 MW.
- e) Un Costo Variable igual a cero para generación originada en procesos de cogeneración.

9.2.1.2 El procedimiento de cálculo del valor del agua se define en el Reglamento de Operación. Para el cálculo del valor del agua el CND debe respetar los siguientes criterios.

- a) El CND debe acordar con los Generadores hidroeléctricos el modelado de las cuencas y de los embalses. El Generador suministrará los parámetros de operación y características técnicas de sus centrales hidroeléctricas, debidamente fundamentados, que el CND utilizará en dicho modelado.
- b) El CND debe utilizar un modelo de cálculo autorizado y producir resultados auditables.
- c) El CND debe utilizar la información que suministren los Participantes, salvo aquellos datos que rechace por motivos fundamentados en lo que establece el Reglamento de Operación y estas Reglas Comerciales. El CND debe incluir en el cálculo del valor del agua el costo de racionamiento.
- d) El CND debe informar y justificar a los Participantes los criterios, hipótesis y datos a utilizar, y tener en cuenta las observaciones que al respecto suministren dichos Participantes. Para ello, el CND debe elaborar y acordar con los Participantes una Metodología que describa modelos, datos, hipótesis, criterios de actualización, y todo otro detalle que haga al cálculo del valor del agua. Asimismo el CND deberá suministrar todos los datos utilizados para el cálculo, los cambios a dichos datos y el motivo que justifica cada cambio.

9.3 UNIDADES FALLA

9.3.1.1 El CND debe simular el Costo Variable asociado a los costos de racionamiento y/o costo de riesgo de cortes por falta de reserva, a través de agregar a la oferta en el despacho unidades ficticias, denominadas unidades falla, con un Costo Variable aplicable al despacho relacionado con el costo de la energía no suministrada y el nivel de desabastecimiento o riesgo de desabastecimiento que representa. Cada unidad falla tendrá un costo creciente respecto de la anterior y la última unidad falla tendrá un costo igual al costo de falla establecido por la ASEP.

9.3.1.2 Al realizar el despacho, el CND debe agregar cuatro unidades falla, cada una representando un nivel de energía no suministrada creciente: un primer nivel por pérdida de calidad ante la falta del nivel de reserva necesario, un segundo nivel de retiro voluntario de demanda, y dos escalones de racionamiento. Posteriormente, de considerarlo conveniente y necesario para modelar adecuadamente el costo del riesgo de racionamiento el CND podrá acordar con los Participantes agregar más unidades falla.

9.3.1.3 El CND debe asignar a cada unidad falla una potencia máxima igual al nivel de desabastecimiento que representa, definido como un porcentaje de la demanda en cada unidad falla creciente respecto de la anterior, con la última unidad falla con un porcentaje igual al 100%. Inicialmente el porcentaje asignado será 5 % para la primera unidad falla, 10 % para la segunda unidad falla, 30 % para la tercera unidad falla y 100 % para la cuarta.

Los porcentajes de las unidades falla podrán ser modificados, con la debida justificación y aprobación de los Participantes y la ASEP, por el CND.

9.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA

9.4.1.1 Los Participantes Consumidores podrán ofertar energía interrumpible. Se denomina consumo interrumpible a la oferta que se retira voluntariamente del Mercado en función de los precios previstos en el Mercado Ocasional.

9.4.1.2 El CND debe autorizar a un Participante Consumidor como Consumidor Interrumpible si demuestra el modo en que implementará interrumpibilidad y el modo en que el CND podrá auditar su cumplimiento.

9.4.1.3 El Participante Consumidor autorizado como Consumidor Interrumpible podrá ofertar disposición a retirar consumo ante determinados precios previstos en el Mercado Ocasional. Cada oferta de interrumpibilidad para el despacho diario puede discriminar uno o más bloques de energía que se retira voluntariamente del Mercado y no está dispuesta a comprar si el precio es mayor que el ofertado.

9.4.1.4 El CND debe determinar en el predespacho la interrumpibilidad prevista e informar a los Consumidores involucrados la reducción voluntaria de consumo y precios previstos en el predespacho, para que con la suficiente anticipación conozcan las condiciones, tomen las medidas necesarias y estén listos para realizar la interrupción de ser requerida por el CND el día siguiente. Todas las interrumpibilidades informadas serán consideradas como reserva operativa de corto plazo, de cumplimiento comprometido para el día siguiente.

9.4.1.5 En la operación en tiempo real y redespachos, de resultar precios que activan interrumpibilidad a un Participante que fue previsto como interrumpido en el predespacho, el CND debe requerir a dicho Participante que en un plazo máximo de una hora retire el consumo que corresponde a su compromiso de interrumpibilidad ofertado. De mejorar las condiciones y reducirse el precio de la energía, el CND deberá informar a los Participante Consumidores convocados por interrumpibilidad cuando pueden reponer el consumo interrumpido.

9.4.1.6 Con los datos ex pos el CND debe verificar el cumplimiento de cada interrumpibilidad requerida. La oferta de interrumpibilidad aceptada por el CND será remunerada como reserva operativa en la medida que cumpla durante todo el día el compromiso acordado. Si la oferta de interrumpibilidad es aceptada en el MER, no será sujeta de la anterior remuneración.

9.4.1.7 Los incumplimientos serán penalizados, con un pago igual a la energía que no retiró valorizada al precio de la energía en Mercado Ocasional. El monto recaudado por estos incumplimientos se asigna al cubrimiento del costo de los servicios auxiliares de reserva de corto plazo.

9.4.1.8 Ante incumplimientos reiterados, el CND debe retirar la autorización del Participante Consumidor como Consumidor Interrumpible. Se considera que un Consumidor Interrumpible presenta una condición de incumplimiento reiterado cuando en un período de 12 meses registra una o ambas de las siguientes condiciones:

- a) Incumple a su compromiso de demanda interrumpible en un día en que se registra una condición de déficit con racionamientos programados, y el CND le requirió la interrupción de demanda con el medio y anticipación acordados.
- b) Se registran tres o más incumplimientos semanales a su compromiso de demanda interrumpible, habiendo el CND requerido la interrupción de demanda con el medio y anticipación acordados.

9.4.1.9 El CND debe considerar la exportación de ocasión como consumo interrumpible de corto plazo, que debe retirarse dentro de un plazo una hora, sin necesidad de preaviso el día anterior.

9.5 EL PRECIO DE LA ENERGÍA

9.5.1 DESPACHO DE PRECIO

9.5.1.1 El precio de la energía en el Mercado Ocasional está dado por el costo marginal de corto plazo de generación. El CND lo debe calcular con un despacho económico que da prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo, sin considerar restricciones de la red de transmisión y/o distribución. Dicho despacho se denomina despacho de precio.

9.5.1.2 El CND debe realizar el despacho de precio utilizando el mismo modelo con que realiza el despacho económico diario y tendrá en cuenta las pérdidas.

9.5.1.3 El precio de la energía se calcula con el despacho de precio ex post, utilizando los mismos procedimientos y modelos que para el pre-despacho, utilizando:

- a) La oferta de generación disponible en el predespacho diario (generación disponible, oferta de Autogeneradores y en Redes de Interconexión Internacional),
- b) Cualquier oferta de disponibilidad de generación adicional a la prevista en el predespacho diario,
- c) La demanda registrada salvo condiciones de racionamiento en que se debe utilizar la demanda registrada más el racionamiento estimado.

9.5.1.4 El CND debe calcular el precio de la energía con el costo variable aplicable al despacho de la última oferta requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente, en

el centro de carga del sistema. En caso de que por fallas en la red, el sistema se abra en dos o más sub sistemas, se calculará un precio para cada sub sistema con el mismo procedimiento y criterios definidos para el despacho de precio (utilizando la demanda y generación de cada sub sistema).

9.5.1.5 En los casos en que surja una condición de emergencia o racionamiento o falta de reserva, el precio quedará definido por la última unidad falla a la que el despacho asigne energía.

9.5.1.6 En caso que en la operación real durante un paso de cálculo (inicialmente una hora) se presente un cambio significativo en las condiciones de oferta y/o demanda que modifiquen la unidad marginal, el CND deberá calcular precios intermedios para cada condición y el precio de la energía se definirá como el promedio de los precios intermedios ponderados por la energía abastecida en cada subperíodo.

9.5.1.7 Las importaciones programadas del MER participan en la formación del precio de la energía en el Mercado Ocasional como una generación adicional en el nodo frontera de la red de interconexión internacional. Las desviaciones de las importaciones programadas del MER no afectarán el cálculo del precio de ocasión. La demanda internacional registrada por exportaciones al MER participará en el cálculo del precio en el Mercado Ocasional como parte de la demanda total registrada para el despacho de precio.

9.5.2 PREDESPACHO Y REDESPACHOS

9.5.2.1 Las plantas de generación están sujetas a las obligaciones de despacho centralizado por el CND. A dichas plantas les aplica lo que señala el Reglamento de Operación para un Participante Productor.

9.5.2.2 Cada día, junto con el predespacho de cargas del día siguiente, el CND debe realizar el predespacho de precio previsto para el día siguiente, con la disponibilidad de oferta y requerimiento de demanda previstas. Para esto, el CND debe inicialmente realizar un proceso basado en el modelo de despacho de precio que no considere transacciones regionales y con el detalle suficiente para obtener la información para preparar las ofertas de importación y exportación al MER. Posteriormente, una vez se conozcan los resultados del predespacho regional, el CND debe realizar el predespacho de precio incorporando las transacciones programadas en el MER. De dicho predespacho, el CND debe obtener e informar los precios de la energía previstos ex ante, con el propósito de suministrar información indicativa a los Participantes.

9.5.2.3 El CND debe informar los programas de generación y las ofertas de interrumpibilidad programadas, para que los Participantes tomen las medidas necesarias con la suficiente anticipación para cumplir con el compromiso asociado al predespacho.

9.5.2.4 Durante la operación en tiempo real, el CND deberá realizar el seguimiento de la ejecución del predespacho realizado el día anterior procurando que se cumplan los intercambios de energía y transacciones programadas. Ante desvíos significativos con las

condiciones que se observan en la operación real, o solicitudes del EOR y/o el OS/OM de otro país, el CND deberá realizar un redespacho e informarlo a los Participantes conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Operación. En caso de efectuar redespachos, el CND deberá revisar si se producen variaciones en los precios de la energía y en tal caso informarlo a los Participantes antes de su entrada en vigencia. El CND debe especificar claramente, en el documento que se publique, cuáles fueron las razones que obligaron a la realización del redespacho.

9.5.3 CÁLCULO DEL PRECIO

9.5.3.1 Cada día junto con el análisis de la operación del día anterior, el CND debe realizar el despacho de precio del día anterior, e informar a los Participantes:

- a) Las ofertas;
- b) Las restricciones activas que afectaron el despacho;
- c) Los arranques y paradas realizadas y su costo, cuando corresponda;
- d) *Los precios de la energía en el Mercado Ocasional;*
- e) Los niveles de potencia de cada hora.

9.5.3.2 Los Participantes contarán con un plazo de 48 horas a partir del momento que reciban esta información para presentar observaciones a los precios de la energía informados. Las observaciones deberán estar basadas en incumplimientos a los criterios y/o procedimientos que establecen estas Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación. En el caso que en la operación real durante un paso de cálculo (inicialmente una hora) se presente un cambio significativo en las condiciones de oferta y/o demanda, el CND deberá calcular precios intermedios para cada condición y el precio de la energía se definirá como el promedio de los precios intermedios ponderados por la energía abastecida en cada subperíodo. La energía que se vende al Mercado Ocasional es remunerada al precio de la energía y la compra en el Mercado Ocasional debe pagar el precio de la energía.

9.5.3.3. El CND es el responsable del intercambio de información con el EOR, entidad esta última que valida comercialmente las exportaciones.

9.6 LA GENERACIÓN OBLIGADA

9.6.1.1 Los requisitos técnicos de la operación segura y con calidad de la red pueden hacer necesario asignar generación por motivos distintos al despacho económico para poder mantener al sistema eléctrico dentro de sus parámetros de calidad y operación segura.

9.6.1.2 Se considera generación obligada a toda energía que resulta generada en la realidad a pesar de no ser requerida por el despacho económico sin estas restricciones (despacho de precio). La generación obligada que resulta generando recibe en compensación la diferencia entre su Costo Variable aplicable al despacho y el precio horario de la energía. Con el despacho de precio para la demanda total, o sea la demanda de la República de Panamá más la demanda que se agrega por exportación, el CND deberá determinar si existe generación obligada.

9.6.1.3 Cada hora el CND debe considerar como generación obligada a la energía generada que no resultara aceptada por el despacho económico sin restricciones, pero que en la operación real dichas restricciones obligan su generación o la energía generada cuyo Costo Variable aplicable al despacho es mayor que el precio en el Mercado Ocasional.

9.6.1.4 La generación obligada no participa en la formación del precio de la energía en el Mercado Ocasional.

9.6.1.5 El Participante Productor que produce generación obligada recibirá en compensación por la generación obligada la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional. El Participante Productor que resulta desplazado del despacho económico por generación obligada y, como consecuencia, resulta comprando en el Mercado Ocasional, parte o toda la generación desplazada para cubrir sus compromisos de venta de energía a contratos, recibirá en compensación la energía desplazada valorizada a la diferencia entre el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional y el costo variable aplicado al despacho de la generación desplazada del despacho económico debido a la restricción, siempre que dicho monto resulte positivo.

9.6.1.6 Si por un cambio significativo en las condiciones de oferta y demanda a lo largo de una hora, una energía resulta despachada parte de una hora y el precio horario de la energía para esa hora resulta inferior a su Costo Variable para el despacho, recibirá el tratamiento de una generación obligada por requerimientos de la demanda.

9.6.1.7 El CND debe calcular para cada hora el sobrecosto de cada generación obligada como la suma de las compensaciones a pagar a los Participantes Productores por dicha generación obligada: la generación obligada valorizada a la diferencia entre su Costo Variable para el despacho y el precio de la energía, más la generación desplazada que el Participante Productor debe comprar del Mercado Ocasional valorizada al precio del Mercado Ocasional.

9.6.1.8 El CND debe identificar el o los responsables de cada restricción que origina generación obligada y asignarle el pago del sobrecosto asociado a dicha generación obligada. De haber más de un Participante responsable por la generación obligada, el CND debe identificar la parte que corresponde a cada uno para asignarle el sobrecosto asociado. De ser considerada como generación obligada para la demanda, se considera responsable de la restricción a todos los participantes consumidores.

9.6.1.9 La Generación Obligada se mantendrá mientras la restricción que la origine esté presente, salvo el caso de aquella Generación Obligada que resulte de indisponibilidades de unidades de generación que declararon disponibilidad y fueron consideradas en el predespacho diario. En este caso la Generación Obligada resultante se aplicará hasta que el Participante Productor que la ocasionó se declare disponible al despacho o se elimine la restricción, o hasta las 24:00 horas del día en operación. Los redespachos que se realicen durante el día no podrán modificar la condición de generación obligada, a menos que la unidad se declare disponible, o se elimine la restricción.

9.6.1.10 Ante apartamientos considerables entre las importaciones programadas del MER y la operación en tiempo real, el CND deberá considerar las mismas como generación obligada; de aplicar. El CND identificará el o los responsables de dicho apartamiento, ya sea positivo o negativo, y le asignará el pago de las compensaciones asociadas a la generación obligada señaladas en el numeral 9.6.1.5. El CND incluirá los apartamientos de las importaciones regionales programadas de la operación en tiempo real como una causal de generación obligada dentro de la Metodología a aplicar cuando hay dicha generación. Si existen exportaciones al MER en condición de generación obligada por el despacho regional éstas no ocasionarán las compensaciones señaladas en el numeral 9.6.1.5.

10. SERVICIOS AUXILIARES

10.1 ALCANCE

10.1.1.1 Los servicios auxiliares que requiere el sistema eléctrico para su funcionamiento se definen y asignan según los criterios operativos que establece el Reglamento de Operación. El CND deberá establecer por Metodologías el detalle de los requisitos técnicos a cumplir para estar autorizado a proveer cada tipo de Servicio Auxiliar del sistema o reservas de corto plazo, el procedimiento a cumplir por un Participante para obtener del CND la autorización a proveer el correspondiente Servicio Auxiliar así como los modos en que verificará el cumplimiento de dichos requisitos y el aporte comprometido cuando asigna uno de estos tipos de Servicios Auxiliares a un Participante autorizado a proveerle.

10.1.1.2 Los servicios auxiliares que se requieren para la confiabilidad de suministro de mediano y largo plazo se definen y asignan según los criterios operativos que establecen estas Reglas Comerciales. El CND deberá establecer en una Metodología para estos servicios el detalle de los requisitos técnicos y comerciales a cumplir para estar autorizado a proveerlos, el procedimiento a cumplir por un Participante para obtener del CND la autorización a proveerlo y los modos en que verificará el cumplimiento de dichos requisitos y del aporte comprometido.

10.1.1.3 Las transacciones comerciales asociadas definen dos tipos de servicios auxiliares:

- a) Servicios auxiliares generales.
- b) Servicios auxiliares especiales.

10.1.1.4 Los servicios auxiliares generales incluyen:

- a) Servicios auxiliares del sistema.
- b) Servicios auxiliares de reserva de corto plazo.

10.1.1.5 Los servicios auxiliares especiales incluyen:

- a) Servicio de reserva de largo plazo
- b) Servicio Auxiliar de seguimiento de demanda.

10.1.1.6 De verificarse de la operación del sistema y comportamiento del Mercado la necesidad de diferenciar con un tratamiento comercial particular a un determinado servicio auxiliar, a requerimiento de los Participantes y/o el CND con la correspondiente justificación, la ASEP lo incorporará a las Reglas Comerciales asociadas.

10.1.1.7 Cada Participante asume el compromiso de suministrar los servicios auxiliares que requiere el mantenimiento de la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico en la medida que cumpla con los requisitos técnicos que lo autorizan para ello, y pagar los cargos que surjan por el aporte de Servicios Auxiliares de acuerdo a lo que resulta de las presentes Reglas Comerciales.

10.1.1.8 Los requisitos técnicos que debe cumplir un Participante para estar habilitado a participar en los servicios auxiliares del sistema y de reserva de corto plazo se definen en el Reglamento de Operación. Las características y obligaciones que debe cumplir un Participante para tomar parte en un servicio auxiliar especial se establecen en las presentes Reglas Comerciales.

10.1.1.9 Los Distribuidores y Grandes Clientes que son Participantes Consumidores tienen la opción de proveer servicios auxiliares en la medida que estén autorizados por el CND. Para estar autorizados, deben demostrar que cumplen los requisitos técnicos para suministrarlo y que el CND puede verificar su cumplimiento. El CND debe auditar su cumplimiento pudiendo, sin preaviso, realizar una prueba para verificar que el Distribuidor o Gran Cliente autorizado cumple con los requisitos y compromisos asociados.

10.1.1.10 La interrumpibilidad de la demanda se considera como un aporte al servicio auxiliar de reserva de corto plazo.

10.2 MONTO MÁXIMO PARA SERVICIOS AUXILIARES GENERALES

10.2.1.1 El CND debe calcular para cada mes la remuneración máxima prevista por servicios auxiliares generales como un porcentaje, denominado porcentaje comercial de los servicios auxiliares generales, del monto que resulta al integrar la energía total abastecida a los Participantes Consumidores valorizada al precio de la energía en el

Mercado Ocasional. Este monto máximo se reparte en partes iguales entre servicios auxiliares del sistema y servicios de reserva de corto plazo.

10.2.1.2 El porcentaje comercial de los servicios auxiliares es definido por la ASEP en un valor entre el 0.5 % y 2%, de acuerdo a las condiciones existentes en el sistema. Inicialmente se define igual a 1%.

10.3 SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA

10.3.1.1 Los servicios auxiliares del sistema abarcan los que no corresponden al suministro de reserva ni se definen como un servicio auxiliar especial.

10.3.1.2 El CND debe calcular cada mes el precio por hora de disponibilidad para servicios auxiliares del sistema dividiendo el monto correspondiente a la remuneración máxima para dicho servicio por el producto de la suma de la potencia efectiva de los Productores por el número de horas del mes.

10.3.1.3 Para una hora, una unidad se considera indisponible para servicios auxiliares del sistema si está en mantenimiento, en falla, o se registra un incumplimiento en alguno de sus compromisos asociados a los servicios auxiliares del sistema.

10.3.1.4 El CND debe calcular para cada Participante Productor su remuneración mensual por servicios auxiliares del sistema como la integración de su potencia disponible en las horas en que estuvo disponible para servicios auxiliares del sistema, multiplicada por el precio por hora de disponibilidad de servicios auxiliares del sistema. En el caso de los Autogeneradores y/o Cogeneradores debe considerarse la potencia correspondiente a los excedentes disponibles para el sistema en el nodo de entrega.

10.4 SERVICIOS AUXILIARES DE RESERVA DE CORTO PLAZO

10.4.1.1 El servicio auxiliar de reserva de corto plazo es la reserva operativa que se requiere a lo largo de cada hora para el mantenimiento de la frecuencia, la seguridad, y calidad de la operación del sistema, incluyendo la reserva rodante y reserva fría.

10.4.1.2 Cada mes el CND debe calcular el precio por servicios auxiliares de reserva de corto plazo dividiendo el monto correspondiente a la remuneración máxima para dicho servicio por la suma de la potencia total requerida como reserva a lo largo del mes.

10.4.1.3 Para una hora, una unidad generadora se considera entregando al servicio auxiliar de reserva de corto plazo la potencia requerida como reserva por el CND y que no registra incumplimientos.

10.4.1.4 Cada Participante Productor recibe una remuneración mensual por servicios de reserva de corto plazo igual a la integración en el mes de la potencia en reserva aportada por sus unidades multiplicada por el precio por servicios de reserva de corto plazo.

10.4.1.5 Para una hora, un Participante Consumidor se considera entregando al servicio auxiliar de reserva de corto plazo la interrumpibilidad aceptada como reserva por el CND. Cada Participante Consumidor recibe una remuneración mensual por servicios de reserva de corto plazo igual a la integración en el mes de su interrumpibilidad en reserva por el precio por servicios de reserva de corto plazo.

10.5 CARGOS POR SERVICIOS AUXILIARES GENERALES

10.5.1.1 El CND debe calcular el monto total a recaudar en concepto de servicios auxiliares generales como la suma de las remuneraciones por servicios auxiliares del sistema y por servicios de reserva de los Participantes que aportan dicho servicio, menos el monto recaudado por penalidades ante incumplimientos.

10.5.1.2 Cada mes el CND debe calcular el precio por energía consumida de los servicios auxiliares generales dividiendo el monto total a recaudar en concepto de servicios auxiliares generales por la energía total suministrada a los Participantes Consumidores.

10.5.1.3 Cada Participante Consumidor debe pagar mensualmente por los servicios auxiliares generales, un cargo igual a valorizar la energía abastecida a dicho Participante Consumidor al precio por energía consumida de los servicios auxiliares generales.

10.6 SERVICIO DE RESERVA DE LARGO PLAZO

10.6.1.1 El CND debe calcular el resultado comercial del Participante que provee el servicio de reserva de largo plazo totalizando la remuneración por la disponibilidad comprometida y sin incumplimientos, menos las penalidades de existir incumplimientos y las compensaciones por energía que surjan cuando el precio de la energía en el Mercado Ocasional supera el de la primera unidad falla.

10.6.1.2 El costo del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo se calcula totalizando el resultado comercial de cada Participante que aporta a dicho servicio. De resultar dicho costo un valor positivo, los Participantes que compran el servicio deberán pagar un cargo positivo. Si por el contrario resulta negativo, recibirán un crédito (un cargo negativo) en concepto de compensación.

10.6.1.3 El cargo que corresponde a cada Participante que compra el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo se calcula asignando el costo (positivo o negativo) de dicho Servicio Auxiliar en forma proporcional a su compra dentro de la compra total. Para el caso de un Distribuidor, dicho cargo se considerará parte de su costo de compra de potencia.

10.7 SERVICIO AUXILIAR DE SEGUIMIENTO DE DEMANDA

10.7.1.1 Dada la forma de la demanda, el despacho económico debe incluir la optimización de las operaciones de arranque y parada de unidades generadoras. Para minimizar el costo total de operación diario, el despacho económico podrá requerir la parada o arranque de un

GGC o mantenerlo generando con restricciones de tiempos en el ciclo de arranque y parada.

10.7.1.2 El costo de arranque y parada de un GGC se incluirá en el Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda. Para su cálculo, los generadores deberán entregar al CND la información establecida en la Metodología correspondiente y con la documentación o ensayo que lo justifica.

10.7.1.3 El Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda corresponde a las decisiones de arranque y parada que resultan del despacho económico para minimizar el costo total de operación diario dentro de los requisitos de calidad y seguridad y que no están incluidos en el cálculo del precio de la energía en el Mercado Ocasional. Estas decisiones de arranque y parada resultan de necesidades de potencia en el pico, variaciones de demanda a lo largo del día y restricciones de tiempos mínimos en los ciclos de arranque y parada de la generación térmica.

10.7.1.4 El costo del Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda, estará dado por la suma de los siguientes conceptos:

- a) El costo de arranque y parada de un GGC, habiendo sido parado por resultar más económico desde el punto de vista del despacho. Incluirá el costo de arranque y parada de todo GGC cuya parada anterior haya sido decidida por el CND, salvo que entre dicha parada y su posterior arranque el Generador haya utilizado la parada para realizar tareas de mantenimiento y que no corresponda a costos de arranques y paradas asociados a los sobrecostos de generación obligada, relacionados a otros eventos de acuerdo con el numeral 9.6.1.8.
- b) El sobrecosto de generación obligada de un GGC, cuando por despacho económico, resulta generando obligada por las restricciones de arranque y parada indicadas en el numeral 10.7.1.3., al resultar el costo total de operación del sistema con dicha generación obligada, menor que el costo total de operación del sistema, si se parara el GGC. En el caso de los Autogeneradores y/o Cogeneradores sólo se reconocerán costos de arranque y parada o costo de generación obligada cuando dichos costos no se hubiesen suscitado por requerimientos propios del Autogenerador y/o Cogenerador.

10.7.1.5 Al finalizar cada mes, el CND debe calcular el monto total a recaudar en concepto de Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda totalizando los conceptos indicados en el numeral anterior.

10.7.1.6 Cada mes el CND debe calcular el precio por energía consumida del Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda dividiendo el monto a recaudar en concepto de servicio auxiliar entre la energía total suministrada a los Participantes Consumidores, incluyendo exportaciones.

10.7.1.7 Cada Participante Consumidor debe pagar mensualmente por el Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda, un cargo igual a valorizar la energía abastecida a dicho

Participante Consumidor al precio por energía consumida del Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda.

10.7.1.8 En la documentación de la liquidación, el CND deberá incluir el detalle de los costos de cada concepto incluido en el Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda, el costo total.

11. PÉRDIDAS

11.1 COSTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS

11.1.1.1 El CND debe calcular las pérdidas de energía como la diferencia entre la generación realizada y el consumo registrado.

11.1.1.2 El CND debe calcular el costo económico de las pérdidas de energía por transmisión como las pérdidas de energía medidas valoradas a los precios que se calcularán de la siguiente manera:

- a) Para las Plantas o Centrales de generación cuyo costo variable aplicable al despacho sea cero (0), al igual que para las Plantas o Centrales de generación hidroeléctricas con embalse de regulación mayor a noventa (90) días aplica lo siguiente:
 - El costo de las Pérdidas de Transmisión asociadas a dichas Plantas o Centrales deberán valorarse con base en el precio promedio ponderado mensual de la energía en sus Contratos de Suministro de Energía; y la componente de energía en sus Contratos de Suministro de Potencia Firme y Energía Asociada que estén respaldados con plantas o centrales de la misma tecnología, que aquella a la que se esté calculando la valorización de las pérdidas. Para tal efecto, se utilizarán los precios de la energía en el mes anterior al mes en que se aplicará el cálculo del costo de las Pérdidas de Transmisión, de los contratos de suministro con empresas distribuidoras que estén debidamente registrados.
 - Si la Planta o Central a la cual se le está valorando las pérdidas, no cuenta con contratos registrados en la ASEP para esa tecnología, se procederá a valorar las pérdidas al precio promedio de la energía de todos los contratos registrados en la ASEP, respaldados con la misma tecnología.
 - En el caso de no existir ningún contrato registrado en la ASEP para el tipo de tecnología a la cual se le esté calculando la valorización de las pérdidas, se procederá a valorar las mismas, mediante el precio promedio de la energía de todos los contratos registrados de las tecnologías, cuyo costo variable aplicable al despacho nunca sea distinto de cero (0).
- b) Para cada Planta o Central cuyo costo variable aplicable al despacho sea diferente de cero (0), con excepción de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación mayor a noventa (90) días, se debe considerar lo siguiente:

- En el caso que tengan Contratos de Suministro de Energía o de Potencia Firme y Energía con las Distribuidoras, el costo de las Pérdidas de Transmisión asociadas a dichas Plantas deberán valorarse tomando como base el precio promedio aritmético de los Contratos de Suministro de Energía y de la componente de energía en los Contratos de Suministro de Potencia Firme y Energía con las Distribuidoras, indexados a precio del combustible declarado para el despacho semanal.
 - En el caso que no tengan Contratos de Suministro de Energía o de Potencia Firme y Energía con las Distribuidoras, el costo de las Pérdidas de Transmisión asociadas a éstas deberá valorarse tomando como base su Costo Variable aplicable al despacho de la planta.
- c) Para la generación que provenga de unidades de Cogeneración que pertenezcan a un Autogenerador y/o Cogenerador, se utilizará el cálculo descrito en el literal a. del presente numeral.
- d) Para los Autogeneradores con unidades de generación distintas a las Unidades de Cogeneración y las importaciones de ocasión, el costo de las Pérdidas de Transmisión asociadas a estas deberán valorarse tomando como base su Costo Variable aplicable al despacho, de acuerdo a lo establecido en las presentes Reglas Comerciales.
- e) Para el caso de las importaciones por contrato, el costo de las Pérdidas de Transmisión corresponderá al promedio del costo de la energía en los Contratos de Suministro de Sólo Energía y la componente de energía en los Contratos de Potencia y Energía, registrados en la ASEP, que tenga el Participante que realiza la importación. En caso que el Participante que realiza la importación no cuente con Contratos de Suministro, se utilizará el promedio del costo de la energía en los Contratos de Suministro de Sólo Energía y la componente de energía en los Contratos de Suministro de Potencia y Energía, de todos los contratos registrados en la ASEP para el mes en curso.

11.1.1.3 En las transacciones de potencia, tanto en el Mercado de Contratos como en las compensaciones de potencia, las pérdidas de potencia quedan incluidas como demanda adicional en el cálculo de la máxima demanda de generación de cada Participante Consumidor.

11.2 FACTORES DE PÉRDIDAS

11.2.1.1 La empresa de transmisión suministrará al CND factores de pérdidas en cada nodo o grupo de nodos en que retira energía de la red un Participante Consumidor. La empresa de transmisión podrá informar factores por área, en cuyo caso el CND deberá asignar dicho factor a todos los nodos del área. Los factores estarán discriminados para uno o más períodos dentro del mes, que se denominan Períodos Característicos.

11.2.1.2 Para cada Período Característico, el CND debe calcular las pérdidas de energía

integrando, para las horas del período, la diferencia entre generación horaria y consumo horario y deberán ser valorizadas aplicando el procedimiento indicado en el numeral 11.1.1.2.

11.2.1.3 Para cada Período Característico, el CND debe repartir el costo económico de las pérdidas calculado entre los Participantes Consumidores. Para cada Participante Consumidor debe calcular:

- a) Su factor de participación en cada nodo en que retira energía de la red de transmisión, dividiendo el factor de pérdidas correspondiente a su nodo y al Período Característico por la suma de los factores de todos los nodos para dicho período;
- b) Su cargo por pérdidas del período como el producto entre la suma de los factores de participación de los nodos en que toma de la red, por el costo económico de las pérdidas.

11.2.1.4 Cada mes el CND debe calcular para cada Participante Consumidor:

- a) El cargo mensual por pérdidas, totalizando los cargos que resultan para cada Período Característico de dicho mes;
- b) El precio mensual de las pérdidas dividiendo el cargo mensual por pérdidas por la energía mensual abastecida a dicho Participante Consumidor.

11.2.1.5 El pago de los cargos por pérdidas se realiza a través de las tarifas de transmisión.

12. COSTOS MAYORISTAS DE DISTRIBUIDORES

12.1 OBJETO

12.1.1.1 Con la periodicidad definida en las reglas tarifarias, el CND debe calcular los costos de compra mayoristas de cada Distribuidor.

12.2 COSTOS DE COMPRA PREVISTOS

12.2.1.1 Con los resultados de la programación de la operación prevista, el CND debe determinar los costos de compra mayorista previstos para cada Distribuidor.

12.2.1.2 El CND debe elaborar un informe con los valores obtenidos y su justificación, para presentar a la ASEP que podrá requerir justificadamente ajustes antes de su aprobación.

12.2.1.3 Teniendo en cuenta los Contratos vigentes, el CND debe obtener para cada Distribuidor:

- a) La compra prevista de energía de cada Contrato de Suministro, así como la compra prevista de energía de cada Contrato Regional;
- b) Las transacciones previstas de energía en el Mercado Ocasional y el Mercado Ocasional Regional como Participante Consumidor y el costo neto de dichas compras;

- c) Los sobrecostos previstos por generación obligada;
- d) El cargo previsto por pérdidas.
- e) El costo previsto por energía por servicios auxiliares.

12.2.1.4 El CND debe calcular para cada Distribuidor el costo total de compra mayorista previsto para la energía totalizando el costo de compra de cada contrato más el resultado neto previsto de las transacciones en el Mercado Ocasional, más el sobrecosto previsto por generación obligada, más el costo previsto por servicios auxiliares.

12.2.1.5 El CND debe calcular el costo mayorista de la potencia para cada Distribuidor estimando:

- a) La compra mayorista de potencia prevista de cada Contrato de Suministro y de cada Contrato Regional;
- b) El cargo del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo;
- c) Los faltantes y excedentes previstos de potencia como Participante Consumidor, de existir, y el correspondiente monto neto previsto por compensaciones de potencia.

12.2.1.6 El CND debe calcular el costo total de compra mayorista previsto para la potencia para cada Distribuidor totalizando el costo de compra de potencia de sus contratos, más el resultado neto previsto de las compensaciones de potencia, más el cargo previsto por el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo como Participante Consumidor.

12.2.1.7 El CND debe presentar toda la información requerida para el cálculo de los cargos previstos a pagar por el servicio de transmisión de cada Distribuidor a la empresa de transmisión nacional y regional, exceptuando los cargos de transmisión que se hayan transferido a terceros a través de un contrato.

12.3 COSTOS DE COMPRA REALES

12.3.1.1 Con los resultados de la operación real, el CND debe determinar los costos de compra mayorista realizados por cada Distribuidor, y las diferencias que surgen respecto de sus costos previstos. El CND debe presentar los resultados en un informe a la ASEP.

12.3.1.2 El CND debe calcular para cada Distribuidor la compra mayorista de la energía totalizando:

- a) La compra de energía realizada de cada Contrato de Suministro y cada Contrato Regional;
- b) Más el resultado neto de sus transacciones en el Mercado Ocasional y el Mercado Ocasional Regional, como Participante Consumidor;

- c) Más el resultado neto de los sobrecostos por generación obligada;
- d) Más el costo por energía de los servicios auxiliares.

12.3.1.3 El CND debe calcular para cada Distribuidor el costo de compra mayorista para la potencia totalizando el costo de compra de potencia de sus contratos, más el resultado neto de las compensaciones de potencia como Participante Consumidor más el cargo por el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo como Participante Consumidor.

12.3.1.4 El CND debe presentar toda la información física requerida para el cálculo de los cargos a pagar por el servicio de transmisión de cada Distribuidor a la empresa de transmisión nacional y regional, exceptuando los cargos de transmisión que se hayan transferido a terceros a través de un contrato.

13. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

13.1 RESPONSABILIDAD DE LOS ORGANISMOS COORDINADORES

13.1.1.1 El CND tiene la responsabilidad de realizar la administración comercial y la coordinación de las transacciones de importación y exportación.

13.1.1.2 El CND debe coordinar la operación física y comercial de las importaciones y exportaciones con el EOR y/o el OS/OM de cada país.

13.1.1.3 Para la administración comercial y coordinación de las operaciones de importación y exportación regionales, el CND dará cumplimiento a lo dispuesto en el Reglamento del MER y en los Reglamentos nacionales. El CND definirá los nodos en los cuales se podrán presentar ofertas de importación y/o exportación.

13.1.1.4 Para la coordinación comercial de las operaciones de importación y exportación, el CND debe establecer protocolos de intercambio de información comercial y coordinación de la operación con el EOR y el OS&M de cada país interconectado que cumplan los procedimientos y plazos definidos en este Reglamento.

13.2 CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

13.2.1 GENERALIDADES

13.2.1.1 Los contratos de importación y exportación deben cumplir los requisitos definidos para el Mercado de Contratos, y serán administrados de acuerdo a los mismos procedimientos que los contratos nacionales salvo las diferencias que se explicitan en estas Reglas Comerciales, bajo los principios de reciprocidad, competencia, calidad, seguridad y confiabilidad que se detallan en las normas internacionales.

13.2.1.2 Para permitir una adecuada y eficiente coordinación, el intercambio de información comercial para la administración de los contratos de importación y exportación en el Mercado de Contratos debe ser canalizado entre el CND, EOR y/o el OS/OM del correspondiente país.

13.2.1.3 El CND debe asignar los cargos o créditos que surjan como resultado de un contrato de importación dentro del Mercado de Panamá, ya sea en el Mercado Ocasional o por compensaciones de potencia (para contratos de importación de potencia), pérdidas de energía o servicio por uso de red de transmisión, al Participante Nacional que es la parte compradora. Para un contrato de exportación los cargos o créditos deben ser asignados al Participante Nacional que es la parte vendedora.

13.2.1.4 Para la autorización de un contrato de importación o exportación, el CND deberá verificar lo siguiente:

- a) El contrato cumple todos los requisitos indicados en las presentes Reglas Comerciales.
- b) El contrato cumple con los requisitos establecidos en el Reglamento del MER en el caso de los contratos regionales, o con los requisitos definidos para los contratos extrarregionales en los acuerdos o regulaciones respectivas, incluyendo los requisitos de derechos de capacidad de transmisión.

13.2.1.5 El CND deberá establecer por Metodología el detalle de plazos y procedimiento para suministro de información de contratos de importación y exportación, y para su autorización, así como para el cálculo de la capacidad disponible en las redes de interconexión internacional y para interrupción o reducción de un intercambio de un contrato de importación o exportación autorizado.

13.2.2 CONTRATOS FIRMES Y NO FIRMES

13.2.2.1 Un contrato de importación o exportación se considerará firme si cumple con lo siguiente:

- a) Tiene un compromiso establecido de cantidades de energía o de potencia firme a entregar o recibir en Panamá.
- b) Tiene asociados derechos de capacidad de transmisión en las Redes de Interconexiones Internacionales correspondientes por un período no inferior a la duración del contrato; y
- c) Cumple con los requisitos establecidos para los Contratos Firmes en el Mercado de Contratos Regional, o
- d) Cumple con los requisitos establecidos en los acuerdos o regulaciones respectivas para los contratos extrarregionales de energía o potencia firme.

13.2.2.2 Con el fin de propiciar los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de electricidad establecidos en la normativa nacional y en el Tratado Marco, la autorización de un contrato firme de exportación requiere cumplir los requisitos referidos a prioridad de suministro del mercado nacional que se definen en el numeral 13.2.4 de las presentes Reglas Comerciales.

13.2.2.3 Un contrato de importación o exportación será considerado no firme si no cumple con las condiciones establecidas en el numeral 13.2.2.1. En la administración de la capacidad de las Redes de Interconexión Internacional, la energía requerida por un contrato firme, tendrá prioridad sobre la energía requerida por un contrato no firme.

13.2.2.4 En tanto un contrato de exportación que cumpla los requisitos de firmeza no esté autorizado por no cumplir los requisitos referidos a prioridad de suministro del mercado nacional, incluyendo la presentación del Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo, podrá ser autorizado provisoriamente por el CND como contrato de exportación no firme.

13.2.3 CONTRATOS DE IMPORTACIÓN

13.2.3.1 El Participante Extranjero que vende a través de un contrato de importación debe cumplir para la energía y/o potencia contratada los procedimientos y plazos que se definen para un Productor nacional, más los requisitos especiales que se definen en estas reglas para contratos de importación. Toda referencia en estas Reglas Comerciales a Productores debe entenderse que incluye a los Participantes Extranjeros.

13.2.3.2 Un Participante que represente un contrato de importación con compra de potencia o energía firme de otro país deberá incluir en sus cláusulas la manera en que el CND podrá verificar la disponibilidad de dicha potencia o energía firme. Dicha forma podrá incluir la participación del OS&OM del otro país y/o del EOR. El CND no debe autorizar un contrato de importación de potencia o energía firme si no se cumple y se verifica este requisito.

13.2.3.3 Los contratos de importación con compra de potencia o energía firme no deben superar las cantidades máximas de potencia o energía firme autorizadas por la entidad reguladora del país de procedencia. Igualmente deben cumplir los criterios regionales de energía firme y las cantidades límites establecidas en el RMER para el caso de los Contratos Firmes del MCR, o los criterios y limitaciones definidas en los acuerdos o regulaciones respectivas para los contratos extrarregionales.

13.2.3.4 La ASEP aprobará los criterios para determinar qué cantidades de los contratos de importación con compra de potencia o energía firme, incluyendo las limitaciones y reducciones que defina, pueden ser utilizadas como contratos de suministro o contratos de reserva de potencia en el Mercado Mayorista. Dichos criterios deberán ser análogos a los utilizados para calcular la Potencia Firme de Largo Plazo de los Productores Nacionales.

13.2.3.5 El CND verificará las cantidades y disponibilidad de la potencia o energía firme comprometida en contratos de importación de acuerdo con los numerales anteriores, en coordinación con el EOR y/o los OS/OM de otros países.

13.2.3.6 La autorización de los contratos de importación con compra de potencia y energía firme estará supeditada a que, en concepto de ASEP, en los países de origen se permita la contratación de potencia o energía firme proveniente de Panamá en condiciones no discriminatorias y similares a las requeridas a los agentes nacionales de dicho país.

13.2.3.7 Los contratos de importación con compra de energía firme regional deben incluir

cláusulas donde se establezca el pago de compensaciones e indemnización por perjuicios causados a la parte compradora en caso que la parte vendedora incumpla alguno de los compromisos de suministro de energía firme adquiridos. Los pagos por incumplimiento deberán ser trasladados por la parte compradora a los clientes finales de los suministros contratados.

13.2.4 CONTRATOS DE EXPORTACIÓN

13.2.4.1 Un Participante Nacional podrá vender por contratos de exportación energía y/o potencia, siempre y cuando:

- a) Disponga de esta energía y/o potencia, y no esté comprometida en otros contratos o en el Servicio de Reserva de Largo Plazo;
- b) Cumpla los requisitos que se definen en las presentes Reglas Comerciales,
- c) Cumpla con los requisitos definidos en el Reglamento del MER o en los acuerdos internacionales y regulaciones respectivas; y
- d) Esta no sea requerida por el Centro Nacional de Despacho para cumplir el requisito de prioridad al abastecimiento del mercado nacional.

13.2.4.2 El Participante Extranjero que compra a través de un contrato de exportación debe cumplir para la energía y/o potencia contratada los procedimientos y plazos que se definen para un Participante Consumidor nacional. Toda referencia en estas Reglas Comerciales a un Participante Consumidor debe entenderse que incluye a los Participantes Extranjeros.

13.2.4.3 Para cumplir el requisito de prioridad al abastecimiento del mercado nacional, el Participante Productor que sea la parte vendedora de un contrato de exportación firme deberá presentar al CND un Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo, para demostrar que el contrato no afectará la seguridad de suministro de largo plazo del mercado nacional. La autorización del contrato requerirá que dicho estudio demuestre que, para el plazo de vigencia del contrato, existe potencia o energía suficiente en la República de Panamá, excluyendo la potencia o energía a exportar, para el abastecimiento de la demanda prevista del Mercado Nacional con la reserva para confiabilidad establecida, en las condiciones hidrológicas históricas registradas.

El CND establecerá mediante Metodología el detalle de los procedimientos, datos y formato del Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo. La demanda a utilizar será la correspondiente al último Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP. Los criterios de calidad y seguridad así como las restricciones de operación son los que surgen del Reglamento de Operación y de las normas vigentes para la operación del sistema. Todo otro dato o hipótesis requerida no podrá diferir de los utilizados en el Plan de Expansión de la empresa de transmisión. El CND deberá realizar revisiones periódicas de los Estudios de Seguridad de Suministro de Largo Plazo para verificar el respaldo de los compromisos adquiridos por los Productores.

13.2.4.4 El CND sólo podrá rechazar un Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo de un contrato firme de exportación si presenta un Informe que demuestra que alguno

de los datos utilizados no cumple los requisitos establecidos en estas reglas o mediante un estudio similar demuestra que los resultados son incorrectos. En caso de conflicto, el CND deberá enviar ambos estudios (el del CND y el del Participante Productor) a la ASEP que decidirá en instancia última pudiendo para ello requerir mediante asesoría de terceros independientes un estudio adicional y/o el análisis de los estudios realizados.

13.2.4.5 Para cumplir el requisito de prioridad al abastecimiento del mercado nacional, el CND deberá administrar los contratos de exportación firmes y no firmes según los criterios de interrumpibilidad que se establecen en las presentes Reglas Comerciales.

13.2.4.6 La autorización de contratos de exportación de Panamá con ventas de potencia o energía firme estará supeditada a que en los países de destino de la potencia o energía firme se permita a su vez la contratación de potencia o energía destinada al mercado panameño, en condiciones no discriminatorias y similares a las requeridas a los agentes consumidores en el mercado de dicho país.

13.3 INTERRUPTIBILIDAD DE INTERCAMBIOS EN UNA INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

13.3.1.1 Dentro de lo estipulado en la normativa nacional, en el Tratado Marco y la Reglamentación del MER, y en los acuerdos operativos internacionales, con el fin de propiciar los niveles requeridos de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de electricidad, el CND está habilitado a interrumpir un intercambio de energía en cualquier interconexión internacional, aun cuando el mismo surja de un contrato, si lo requiere la seguridad del Sistema Interconectado Nacional para prevenir o evitar su colapso total o parcial.

13.3.1.2 Ante problemas de calidad o confiabilidad, seguridad de suministro o requerimientos de despacho económico, el CND está habilitado a interrumpir una importación o exportación no firme, sea de contratos no firmes o de intercambios de ocasión, en una interconexión internacional aplicando los criterios establecidos en este numeral 13.3.

13.3.1.3 El CND está habilitado a interrumpir una exportación en una interconexión internacional ante condición de déficit en el sistema para el suministro de la demanda nacional o para la reserva operativa necesaria según los criterios de calidad y seguridad vigentes, dando prioridad a las exportaciones firmes sobre las no firmes.

13.3.1.4 Ante requerimientos de despacho económico, el CND está habilitado a interrumpir en la programación semanal o en el predespacho diario un intercambio en un enlace extrarregional solamente si es una exportación o importación no firme.

13.3.1.5 Ante requerimientos del despacho, el CND está habilitado en la operación en tiempo real y ante un redespacho a interrumpir intercambios de contratos no firmes en una interconexión internacional. Previamente, debe haber interrumpido toda importación o exportación de ocasión, de existir.

13.3.1.6 En todo caso en que se deba reducir una exportación o importación, el CND deberá administrar la interrumpibilidad de intercambios en una interconexión internacional según la

siguiente prioridad:

- a) Primero reducir o interrumpir la exportación o importación no firme fuera de contratos, o sea de ocasión;
- b) Luego, y en la medida que sea necesario, reducir o interrumpir intercambios por contratos de no firmes, y
- c) Finalmente reducir o interrumpir los intercambios por contratos firmes.

El CND deberá desarrollar la Metodología de Detalle necesaria para determinar el orden de interrupción de los intercambios amparados bajo contratos, ya sean Contratos Firmes y Contratos No Firmes.

13.3.1.7 En todo caso en que se deba reducir la exportación en una interconexión internacional pero no interrumpirla totalmente, el CND deberá administrar la interrumpibilidad de intercambios en la interconexión internacional según la siguiente prioridad:

- a) Primero reducir o interrumpir la exportación fuera de contratos, o sea la importación o exportación de ocasión (del Mercado Ocasional);
- b) Luego, y en la medida que sea necesario, interrumpir o reducir intercambios por contratos de corto plazo en el orden dado de plazo de preaviso creciente, o sea primero interrumpiendo los contratos cuyo intercambio fue informado al CND con el menor preaviso y luego siguiendo con los de mayor preaviso.

13.4 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE OCASIÓN

13.4.1.1 Las ofertas y requerimientos de transacciones de ocasión con el MER o con países interconectados no miembros del MER deben ser intercambiados entre el CND y el EOR o el OS/OM del respectivo país, y corresponden a intercambios de oportunidad. Se entiende por importación y exportación de ocasión a la que resulta entre el Mercado Ocasional de la República de Panamá y el Mercado de Oportunidad Regional o el Mercado de Corto Plazo en el otro país o, de no existir este tipo de Mercado en el otro país, el despacho económico del sistema eléctrico del otro país.

13.4.1.2 Las ofertas de importación y exportación de ocasión para el Mercado Ocasional deben cumplir los mismos plazos y ser administrados con los mismos procedimientos que la información de generación y consumos en el Mercado Ocasional de Participantes Nacionales, salvo aquellas diferencias establecidas en las presentes Reglas Comerciales.

13.4.1.3 El CND debe modelar la importación de ocasión como un Generador con un GGC ubicado en los nodos de interconexión con una potencia y/o energía igual a la importación de ocasión prevista o programada en el MER, o la ofertada en un enlace extrarregional. Mediante Metodología de Detalle se deberá establecer el criterio y procedimiento para realizar las ofertas de importación de ocasión del MOR o de otro país.

13.4.1.4 El CND debe modelar la exportación de oportunidad como un Gran Cliente que compra en el Mercado Mayorista ubicado en los nodos de interconexión, con una potencia y/o energía igual a la exportación de ocasión prevista o programada en el MER, o la requerida en un enlace extrarregional. Mediante Metodología de Detalle se deberá establecer el criterio y procedimiento para realizar las ofertas de exportación de ocasión al MOR o a otro país, así como el nodo en donde se modelará la exportación, dependiendo de la oferta presentada y los cargos aplicables.

13.4.1.5 El CND debe calcular los cargos o créditos que surjan como resultado de una importación o exportación en el Mercado Ocasional, y debe agregarlos o descontarlos respectivamente al monto de la liquidación de los agentes responsables de la energía importada o exportada en el Mercado Ocasional. Cuando corresponda, el CND debe liquidar el saldo neto al EOR para que dicho organismo lo liquide en el MER.

13.4.1.6 Los precios de las importaciones y exportaciones de ocasión en el MER de los participantes del MME serán a los precios definidos en el mercado regional para los retiros e inyecciones de energía en los nodos de la RTR correspondientes.

13.4.1.7 El CND deberá cuantificar la energía disponible para exportación, considerando lo siguiente:

- a) La reserva necesaria para cubrir la demanda nacional, cumpliendo los criterios de seguridad, calidad y eficiencia.
- b) En caso de contingencias o condiciones de racionamiento de potencia y/o energía declaradas, se deberá restringir la operación de los embalses para preservar el uso óptimo del mismo.
- c) Cualquier otra restricción de la operación de los embalses que el CND considere al momento de realizar la programación del despacho.

El CND deberá desarrollar la Metodología de Detalle correspondiente.

13.5 ENERGÍA INADVERTIDA

13.5.1.1 La energía inadvertida registrada en nodos de la RTR debe ser considerada como comprando o vendiendo por desviaciones de oportunidad en el MER, según corresponda, y será valorizada de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). La energía inadvertida por enlaces extrarregionales debe ser considerada como una importación o exportación de ocasión, según corresponda, y será valorizada de acuerdo con los acuerdos internacionales vigentes con el país correspondiente.

13.5.1.2 En el caso que la energía inadvertida resulte entrando al Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el cobro de la misma de manera proporcional a los Participantes del Mercado que compren en el Mercado Ocasional. Para el caso de la energía inadvertida que resulte saliendo del Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá asignar el pago recibido por la misma de manera proporcional a los Participantes que vendan en el Mercado Ocasional.

14. LIQUIDACIÓN

14.1 ALCANCE

14.1.1.1 El CND es el responsable de las liquidaciones de los Mercados y servicios que administra comercialmente, entendiéndose por tal el Mercado Ocasional, las compensaciones de potencia y los Servicios Auxiliares.

14.1.1.2 En lo referido a contratos, el CND tiene la obligación de suministrar a las partes toda la información física (cantidades de energía y/o potencia) requerida para su liquidación, junto con toda información adicional necesaria que la avale.

14.1.1.3 En lo referido a servicios de transmisión, el CND tiene la obligación de suministrar a los Participantes toda la información física requerida para el cálculo de los cargos a pagar a la empresa de transmisión y a cada Participante que presta servicios de transmisión.

14.1.1.4 El CND es intermediario de las liquidaciones por las transacciones comerciales regionales y de los cargos por servicios del MER de los participantes del mercado nacional. El CND debe coordinar con el EOR el suministro de información, cálculo, reporte, liquidación, cobranza y pago de las transacciones económicas regionales a los agentes nacionales de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del MER.

14.1.1.5 El CND debe definir por Metodología los criterios y procedimientos aplicables para el traslado y liquidación a los participantes nacionales de los cargos y créditos resultantes de las transacciones y servicios del MER.

14.2 SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

14.2.1.1 Los Participantes deben contar con un Sistema de Medición Comercial (SMEC), independiente del SCADA, para las transacciones comerciales en el Mercado en cada nodo en que inyecten o consumen energía. Para el caso de un Participante Productor, la obligación aplica a la generación que vende al Mercado, en los nodos correspondientes. En el caso de un Autogenerador, el SMEC que se implemente debe permitir discriminar el origen de la generación que vende al Mercado.

14.2.1.2 Los requisitos del SMEC para Participantes Consumidores deberán corresponder a medidores horarios. Los Grandes Clientes tendrán las siguientes opciones:

- a) No instalar medidores horarios SMEC siempre y cuando su consumo horario pueda obtenerse a través de los medidores que posea la empresa Distribuidora. El Gran Cliente será responsable de efectuar las adecuaciones técnicas para que el CND pueda acceder a las lecturas de forma remota. Este tipo de Gran Cliente deberá contratar toda su energía y/o potencia, según corresponda, tal como se establece en las presentes reglas y demás normativas vigentes.

El Gran Cliente presentará al CND en su solicitud de ingreso como Participante la opción para establecer su consumo. El uso de esta medición, estará sujeto al cumplimiento de

todos los requisitos establecidos en las presentes Reglas Comerciales y en el Reglamento de Operación.

- b) Instalar medidores horarios SMEC que cumplan con todos los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales y en el Reglamento de Operación, en cuyo caso estará habilitado a realizar directamente las operaciones que le correspondan en el Mercado Mayorista de Electricidad.

14.2.1.3 El CND debe definir por Metodología los requisitos de los medidores comerciales junto con el sistema de comunicaciones y enlace de datos asociados. Mediante auditorías técnicas, a establecer también por Metodología, deberá certificar la habilitación de los puntos de medición y supervisar el cumplimiento de los requisitos definidos. Además, el CND debe establecer por Metodología de Detalle los procedimientos que deben cumplir aquellos Participantes Consumidores que opten por utilizar esta alternativa. Entre los requisitos a cumplir deberá considerarse la adquisición de las mediciones horarias mediante interrogación remota por parte del CND.

14.2.1.4 La implementación y costo del sistema de medición comercial será a cargo de los Participantes.

14.2.1.5 El sistema de medición comercial podrá ser implementado en etapas, mediante un proceso de instrumentación del equipamiento de medición, registro y comunicaciones asociado.

14.2.1.6 De existir un período de transición desde la puesta en marcha de la Mercado hasta la habilitación completa del SMEC, las transacciones comerciales podrán realizarse sobre la base de mediciones de potencia horarias. Estas mediciones horarias podrán provenir del SCADA o de mediciones manuales, tomadas por lectura directa del instrumento por el operador y transmitida por teléfono al CND. En estas condiciones, el CND deberá calcular con las mediciones horarias los valores de energía horaria. Al finalizar el mes, deberá realizar un ajuste sobre la base de las mediciones de energía que se dispongan.

14.2.1.7 El CND deberá elaborar una norma técnica que defina el procedimiento asociado al cálculo de la información comercial basado en mediciones horarias. El error cometido por uso de esta norma de cálculo será considerado como aceptable dentro del período de transición.

14.2.1.8 Los costos que conlleven las adecuaciones técnicas para utilizar los medidores del Distribuidor para obtener el consumo del Gran Cliente que opte por esta alternativa serán responsabilidad del Gran Cliente. Estos costos incluirán los equipos y servicios de comunicaciones adicionales a los existentes y que sean necesarios para el inicio de operaciones y el posterior mantenimiento de las instalaciones en condiciones óptimas. Lo anterior no podrá incluir al medidor o cualquier otro equipo y/o servicio que la Norma de Medición Aplicables a los Clientes Regulados señale como responsabilidad del Distribuidor.

14.2.1.9 Para las transacciones comerciales en el MER se utilizarán los datos de medición

de las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la RTR y de los intercambios de energía en los enlaces regionales. El CND será responsable de recolectar la información de los equipos de medición, procesarla y enviarla al EOR según lo dispuesto en el RMER.

14.2.1.10 Los agentes propietarios de equipos de medición del SMEC ubicados en nodos de la RTR deberán cumplir con lo establecido en el RMER, incluyendo los requisitos técnicos de los equipos y el registro de los mismos, garantizar el acceso del CND a equipos y datos de medición, disponer de procedimientos para la transferencia de datos directamente o por medios alternos, reportar daños y problemas, realizar las pruebas y suministrar la información requerida por el CND.

14.2.1.11 El CND será responsable de cumplir con lo establecido en el RMER sobre el funcionamiento del Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR en coordinación con el EOR, incluyendo la supervisión de los sistemas y equipos bajo su responsabilidad, efectuar las verificaciones y pruebas requeridas, recolectar la información y asegurar que el EOR disponga de datos de medición comercial y atender los reportes de daños y problemas.

14.2.1.12 Diariamente, a más tardar a las 48 horas posteriores al día de la operación, el CND obtendrá los datos de los equipos de medición del SMEC ubicados en nodos habilitados de la RTR y reportará la información de medición requerida en el formato establecido por el EOR.

14.2.1.13 Cuando el equipo de medición de un agente que realiza transacciones en el MER no esté ubicado directamente el nodo de la RTR donde inyecta o retira energía, el CND deberá definir los factores de ajuste por pérdidas para referir la energía medida al nodo de la RTR.

14.2.1.14 Cuando en un nodo de la RTR uno o varios agentes realizan transacciones en el MER durante el mismo período horario sin contar con medición independiente en el nodo, el CND deberá asignar la medición real en dicho nodo entre los agentes que realizan las transacciones regionales incluyendo el mercado nacional. La asignación se hará con base en la energía de cada agente medida por el SMEC, considerando los factores de ajuste calculados de acuerdo con el numeral anterior, y el procedimiento definido en el siguiente numeral.

14.2.1.15 En caso de requerirse, la energía de agentes con transacciones programadas en el MER que comparten la medida en un nodo de la RTR se asignará aplicando el siguiente procedimiento:

- a) Para cada agente con transacciones programadas en el nodo se toma como energía calculada el mínimo entre la transacción programada en el MER y su medida real del SMEC referida al nodo de la RTR con el factor de ajuste correspondiente. A cada agente se asigna la energía calculada como su dato de medición para el SIMECR.
- b) Si la energía medida en el nodo de la RTR es mayor que la suma de las energías calculadas de los agentes: la diferencia se asigna como una inyección del mercado nacional en caso de una transacción programada de inyección en el nodo, o como un

retiro del mercado nacional en caso de una transacción programada de retiro en el nodo.

- c) Si la energía medida en el nodo de la RTR es menor que la suma de las energías calculadas de los agentes: la diferencia se asigna como un retiro del mercado nacional en caso de una transacción programada de inyección en el nodo, o como una inyección del mercado nacional en caso de una transacción programada de retiro en el nodo.

14.3 ERRORES O DATOS FALTANTES

14.3.1.1 El CND tiene la responsabilidad de verificar que el sistema de medición comercial funcione correctamente. Mediante Metodología, el CND establecerá el detalle de la periodicidad y procedimientos para verificar en cada punto de medición el mantenimiento los requisitos para la habilitación y error máximo admisible, correspondiendo penalidades en aquellos casos en que se detecten apartamientos de lo normado.

14.3.1.2 Cuando por cualquier causa el CND no cuente con alguna información comercial proveniente del sistema de medición comercial existente, debe completarla de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) De no contar con información del medidor principal en los puntos de entrega/retiro del Participante, recurrir a la información del medidor de respaldo.
- b) De no contar con información del medidor de respaldo en los puntos de entrega/retiro del Participante, recurrir a la información del sistema de medición con que cuente el CND en los puntos de entrega/retiro del Mercado Mayorista.
- c) De no contar con información del sistema de medición con que cuente el CND en los puntos de entrega/retiro del mercado mayorista, recurrir a información del Sistema SCADA.
- d) De no contar con información en el SCADA, coordinar con personal del Participante del Mercado dueño del punto de medición para recolectar localmente los datos horarios y enviar por el medio de comunicación disponible al CND.
- e) De no contar con información alguna, el CND deberá aplicar:
 - Para el caso de los Participantes Consumidores, utilizar las mediciones que le sean proporcionadas por éste y/o el Distribuidor al cual se conecte, y que deben corresponder al medidor más próximo.
 - Para el caso de un Participante Productor, de contar con un medidor cuya ubicación y características permita corroborar la medición faltante, dicho Participante podrá solicitar al CND que se considere la misma para completar la medición faltante. Para que este método sea válido, previamente el Participante deberá haber informado al CND, y no limitarse a las características técnicas del medidor, ubicación. Esta información deberán ser validadas por el CND.
- f) De mantenerse la falta de información, el CND estimará la data faltante, en el caso de los Participantes Consumidores tomará el promedio de los días similares de las últimas

tres semanas; para los Participantes Productores el CND deberá asumir y utilizar los valores horarios programados en el despacho.

Para puntos de medición con un solo medidor cumplir los pasos b), c), d), e) y f).

Para puntos de medición en nodos de la RTR, cuando se requiera estimar datos de medición debe aplicarse lo dispuesto en el RMER o en último caso cumplir el paso f).

Los detalles de este proceso deberán ser desarrollados por el CND a través de la Metodología correspondiente.

14.3.1.3 El CND deberá elaborar una Metodología con la norma técnica que defina el procedimiento asociado al cálculo de la información comercial basado en valores horarios telefónicos o programados.

14.3.1.4 Los Participantes podrán reclamar fundadamente al CND sobre los valores asumidos ante errores o medición faltante, debiendo demostrar fehacientemente que el valor asumido es incorrecto.

14.4 PLAZOS

14.4.1.1 Las transacciones comerciales se realizan mensualmente.

14.4.1.2 El CND tiene la obligación de completar los datos faltantes, de existir, informando a el o los Participantes, los valores asumidos ante la falta de información.

14.4.1.3 Antes de las 18:00 de cada día hábil, el CND debe enviar a los Participantes una estimación indicativa de la energía comprada y vendida en el Mercado Ocasional, la potencia comprada y vendida en compensaciones de potencia y Servicios Auxiliares especiales el o los días anteriores comprendidos hasta el día hábil anterior. Los Participantes contarán con un plazo de 48 horas para presentar sus observaciones de valores incorrectos, con la correspondiente justificación.

14.5 BASE DE DATOS COMERCIAL

14.5.1.1 El CND debe organizar una Base de Datos Comercial, que incluya la información de los resultados comerciales del Mercado Ocasional, compensaciones de potencia y Servicios Auxiliares especiales, con acceso abierto a los Participantes. Dicha Base de Datos debe incluir toda la información utilizada para el cálculo de las transacciones correspondientes y/o mecanismos para auditar la transparencia y que no existan errores en el cálculo.

14.6 DEUDORES Y ACREEDORES

14.6.1.1 Al finalizar cada mes, el CND debe integrar la información (horaria o diaria según corresponda) de carácter comercial resultante de las transacciones en el Mercado y servicios que administra y determinar para cada Participante el resultado neto mensual.

14.6.1.2 Al finalizar cada mes, el CND debe obtener para cada Participante:

- a) El resultado neto de sus transacciones en el Mercado Ocasional;
- b) Más el resultado neto de su participación en el pago y/o cobro de compensaciones de potencia;
- c) Más el resultado neto de sus transacciones por generación obligada, o sea pago de los sobrecostos y/o cobro de las compensaciones;
- d) Más el resultado neto de sus transacciones por pérdidas;
- e) Más el resultado neto de los servicios auxiliares;

Como memoria de cálculo el CND deberá entregar junto con la información comercial neta a cada Participante, su balance comercial con cada uno de los otros Participantes.

14.6.1.3 Un Participante es deudor si el resultado neto mensual de sus transacciones es negativo, o sea su ingreso mensual por transacciones es menor que su egreso mensual. Por el contrario, es acreedor si el resultado neto mensual es positivo, o sea su ingreso mensual por transacciones es mayor que su egreso mensual.

14.6.1.4 Las transacciones económicas son entre deudores y acreedores, donde todos los Participantes con resultado negativo son deudores de todos los Participante acreedores, resultando una distribución proporcional de todas las ventas entre todos los compradores.

14.6.1.5 Con base en la información suministrada por el EOR, el CND debe calcular los costos, cargos y acreencias por transacciones y servicios en el MER de los Participantes nacionales. Dichos valores deben ser tenidos en cuenta para calcular el resultado neto mensual de cada Participante. Para efectos de la aplicación de lo dispuesto en el numeral 14.6.1.4 también se considerarán las deudas y acreencias en el MER.

14.7 DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS

14.7.1.1 La responsabilidad del CND es informar a los Participantes el resultado de las transacciones comerciales indicadas, identificando las deudas entre Participantes, a través de un documento, denominado Documento de Transacciones Económicas, que incluya los resultados comerciales y toda la información que respalde los resultados obtenidos y permita a los Participantes verificar su validez.

14.7.1.2 Los Participantes deberán pagar los costos resultantes de servicios que suministra la empresa de transmisión directamente a dicha empresa, exceptuando los asociados a las pérdidas incluidas en las tarifas de transmisión que deberán ser pagadas por cada Participante directamente a los Participantes Productores, de acuerdo a los valores indicados en el documento que resume las transacciones económicas.

14.7.1.3 El CND preparará un Documento de Transacciones Económicas Regionales, en el que se incluirá el resultado de todas las transacciones económicas y cargos en el MER de los Participantes nacionales, junto con la información de soporte.

14.8 RECLAMOS

14.8.1.1 Los Participantes tienen el derecho de presentar reclamos a las transacciones informadas por el CND, con la correspondiente justificación, dentro de un plazo de 15 días de recibido el Documento de Transacciones Económicas del CND. Transcurrido dicho plazo, aquellos datos que no sean observados serán considerados como aceptados por los Participantes y no se podrán presentar reclamos posteriores.

14.8.1.2 En tanto los reclamos sean resueltos, cada Participante está obligado a pagar o cobrar de acuerdo a los valores indicados en el Documento de Transacciones Económicas.

14.8.1.3 El CND deberá analizar los reclamos dentro de un plazo máximo de 15 días, de aceptar el mismo deberá realizar los ajustes que correspondan, de lo contrario deberá informar el rechazo, aportando las justificaciones pertinentes. El Participante dentro de un plazo de 15 días debe informar al CND su disconformidad incluyendo los argumentos que sustentan su disconformidad, si transcurrido dicho plazo no presentan observaciones se da por aceptado el rechazo.

El CND deberá evaluar los argumentos de disconformidad recibido y podrá reconsiderar su posición, en caso contrario le corresponde elevar el reclamo a la ASEP dentro de un plazo máximo de 5 días hábiles después de notificada la disconformidad por parte del Participante, debe incluir toda la documentación que presentó el Participante, el motivo del rechazo por parte del CND y la disconformidad presentada por el Participante con los sustentos que haya presentado en esta etapa. En esta etapa, el CND deberá aportar y presentar el análisis final que sustenta el rechazo. La ASEP decidirá en instancia última e informará al CND para que lo tenga en cuenta en las transacciones comerciales.

14.8.1.4 Una vez resueltos los reclamos presentados al Documento de Transacciones Económicas (DTE), el CND tiene treinta (30) días calendario para realizar los ajustes necesarios al DTE reclamado e incluir dichos ajustes en la liquidación siguiente, incluyendo todos los datos que lo sustentan.

14.8.1.5 Los participantes podrán solicitar la revisión de los resultados de las transacciones regionales de acuerdo con los plazos y condiciones establecidos en el RMER.

14.9 LIQUIDACIÓN Y COBRANZA

14.9.1.1 El CND informará a cada Participante que resulta deudor del procedimiento indicado en el numeral 14.6.1.2 su saldo deudor a través del Documento de Transacciones Económicas, el que actuará como memoria de cálculo del importe deudor.

14.9.1.2 El CND es responsable del intercambio de información sobre los saldos deudores que resultan del procedimiento indicado en el numeral 14.6.1.2.

14.9.1.3 Al mismo tiempo, el CND informará a cada Participante que resulta acreedor del procedimiento indicado en el numeral 14.6.1.2 el total de su saldo acreedor a través del

Documento de Transacciones Económicas, el que actuará como memoria de cálculo del importe deudor.

14.9.1.4 El CND deberá desarrollar los procedimientos para la gestión de liquidación y cobranzas a través del Banco de Gestión y Cobranza, indicando los plazos de intercambio de información con los Participantes, plazos para realizar los depósitos, plazos para el pago de las acreencias de los Participantes. Dichos plazos no podrán exceder los 30 días.

14.9.1.5 El CND administrará el sistema de cobranzas a través de un Banco de Gestión y Cobranza y un sistema de cuentas bancarias en dicho Banco, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Todos los deudores deben depositar en su respectiva cuenta los montos que le fueron informados en el Documento de Transacciones Económicas dentro del plazo previsto para ello.
- b) El CND debe dar instrucciones al Banco para que todo monto que ingresa en las cuentas indicadas en el literal a) sea transferido por el Banco a las respectivas cuentas de todos los acreedores.
- c) El Banco, a solicitud del CND, debe acreditar a cada acreedor exclusivamente la proporción que le corresponde de lo que ingresa en cada cuenta de los deudores y no tiene dentro de sus funciones realizar pagos de deudas a terceros.
- d) Finalizado el plazo establecido para realizar los pagos, el Banco presentará un Estado de Cuenta de los depósitos y pagos efectuados.

14.9.1.6 El CND debe mantener permanentemente informados a los Participantes y la ASEP sobre las situaciones de incobrabilidad y mora que se registren en la cobranza del Mercado.

14.9.1.7 El CND deberá desarrollar una metodología detallada para las actividades de liquidación y pagos del MME en donde se defina la información y los procedimientos para la gestión de liquidaciones y pagos, los plazos para cada una de las actividades, las funciones que debe desarrollar el Banco liquidador y las responsabilidades de los agentes.

14.10 MORA Y FALTA DE PAGO

14.10.1.1 Todos los Participantes y ETESA asumen la obligación de pago en los tiempos y formas que se establezcan.

14.10.1.2 Todos los Participantes deberán integrar un depósito de garantía a favor de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), el cual deberá ser suficiente para cubrir sus transacciones de un mes en el mercado ocasional, las transacciones en el MER realizadas a su nombre por el CND y el pago de los cargos del MER. Dicho monto estará destinado a cubrir incumplimientos de pago en el Mercado Ocasional.

14.10.1.3 El valor del depósito de garantía será calculado por el CND y el participante tendrá

un plazo de cinco días para emitir cualquier opinión. Si dentro de este plazo no hay acuerdo con el CND, se enviará a la ASEP quien decidirá en última instancia el monto. Mientras se soluciona cualquier conflicto, el participante deberá integrar el depósito de garantía por el valor solicitado por el CND. El procedimiento de cálculo será el siguiente:

Participantes Consumidores

- a. Compras de Energía en el Mercado Ocasional: Con la información que disponga, durante el mes de diciembre, el CND deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional (incluye pérdidas de transmisión), para los siguientes doce (12) meses. La compra de energía mensual estimada se evaluará con el correspondiente precio mensual en el mercado ocasional proyectado a los 12 meses antes señalados. Como referencia, el CND deberá tomar como valores del Costo Marginal mensual, el resultante de las simulaciones realizadas en la Planificación Semanal de Mediano Plazo previa a aquella semana en la que se realiza el cálculo. El monto estimado de garantía para el mercado ocasional, será el valor correspondiente al monto máximo mensual estimado durante los doce (12) meses.

Toda la información utilizada para el cálculo, así como los resultados de los montos de garantías resultantes deberán ser informados a los participantes y publicados en la página web del CND, a más tardar al siguiente día hábil de efectuado dicho cálculo. El CND establecerá mediante Metodología de Detalle, los aspectos necesarios para efectuar dicho cálculo y los demás mecanismos para su aplicación.

- b. Servicios Auxiliares Generales y Especiales, Generación Obligada, Compensaciones de Potencia: Con excepción del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, el CND deberá estimar estos montos como el promedio mensual registrado por estos conceptos, durante los últimos doce (12) meses. Para el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, se utilizarán los resultados que se obtengan en la asignación inicial, para el siguiente año, realizada durante el mes de diciembre de cada año.

El monto total de la garantía será la suma de los montos calculados en a) y b).

Participantes Productores.

- a. Compras de Energía en el Mercado Ocasional: El CND con la información que disponga, durante el mes de diciembre de cada año, deberá estimar la compra mensual de energía en el mercado ocasional necesarias para cubrir los compromisos de los Participantes Productores, para los siguientes doce (12) meses. La compra de energía mensual estimada se evaluará con el correspondiente precio mensual en el mercado ocasional proyectado a los 12 meses antes señalados. Como referencia, el CND deberá tomar como valores del Costo Marginal mensual, el resultante de las simulaciones realizadas en la Planificación Semanal de Mediano Plazo previa a aquella semana en la que se realiza el cálculo. El monto estimado de garantía para el mercado ocasional, será el valor correspondiente al monto máximo mensual estimado durante los doce (12) meses.

Toda la información utilizada para el cálculo, así como los resultados de los montos de garantías resultantes deberán ser informados a los participantes y publicados en la página web del CND, a más tardar al siguiente día hábil de efectuado dicho cálculo. El CND establecerá mediante Metodología de Detalle, los aspectos necesarios para efectuar dicho cálculo y los demás mecanismos para su aplicación.

- b. Servicios Auxiliares Generales y Especiales, Generación Obligada, Compensaciones de Potencia, pérdidas de transmisión: Con excepción del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, el CND deberá estimar estos montos como el promedio mensual registrado por estos conceptos, durante los últimos doce (12) meses. Para el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, se utilizarán los resultados que se obtengan en la asignación inicial, para el siguiente año, realizada durante el mes de diciembre de cada año.

Monto Total: El monto total de la garantía será la suma de los montos calculados en a) y b).

14.10.1.4 El depósito de garantía deberá ser un instrumento de ejecución no mayor a cinco (5) días hábiles y deberá mantenerse siempre vigente. Esta garantía será renovada dentro del año siguiente a la última garantía entregada y deberá ser presentada al CND por el Participante, con una anticipación de quince (15) días calendario al inicio del nuevo período. En el caso de un nuevo Participante, la garantía debe ser entregada con quince (15) días calendario de anticipación al mes en que inicie su participación en el Mercado Mayorista.

14.10.1.5 Si un Participante asume la responsabilidad de los pagos de las transacciones en el Mercado Ocasional de otro Participante, deberá integrar el depósito de garantía correspondiente a dichas transacciones.

14.10.1.6 De ser necesario el CND podrá revisar y ajustar el monto del depósito a un Participante antes de finalizar el año. Cuando se modifiquen los montos que deben cubrir las garantías, el Participante tiene quince (15) días calendario para presentar una nueva garantía o modificar la existente. Para la aplicación de este numeral el CND deberá desarrollar una Metodología de Detalle específica.

14.10.1.7 Si durante la operación comercial de un Participante se registran casos de morosidad y/o falta de pago, la ASEP solicitará al CND revisar los montos de sus garantías para que éstos cubran dos o más meses de transacciones en el mercado ocasional.

14.10.1.8 Las deudas con el Mercado Ocasional sufrirán un recargo a partir de estar en mora, cuya tasa será la denominada Tasa de Mora que fija anualmente la Superintendencia de Bancos.

14.10.1.9 Ante el incumplimiento de pago por parte de un Participante, el CND debe cubrir, en primer lugar la falta de pago con retiros de su depósito de garantía e intimar al Participante a reponer el monto correspondiente en su depósito de garantía. En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor moroso del Mercado por el monto a reponer.

14.10.1.10 Se considerará que un agente habilitado incurre en incumplimiento de pago en los siguientes casos: (i) cuando no deposite en la cuenta liquidadora el monto total que el CND le notifique mediante el requerimiento de pago que al efecto le haga en relación con sus compromisos por sus transacciones y en el plazo establecido para ello, (ii) cuando habiéndosele hecho efectiva la garantía de pago de sus transacciones no la restituya en su totalidad, y (iii) cuando habiéndosele requerido el aumento del monto depositado como garantía de pago por aumento de su volumen de transacciones, no lo haga en los quince días correspondientes.

14.10.1.11 El CND, como responsable de la administración comercial del Mercado Eléctrico Mayorista Nacional y coordinador de las transacciones internacionales de electricidad de los agentes nacionales habilitados en el MER, es también el garante de la efectiva liquidación mensual (cobro y pago) de las transacciones de los agentes nacionales en el MER. Para esto el CND supervisará la constitución de las garantías mínimas en el MER por parte de los agentes y coordinará el proceso de liquidación con el EOR según lo dispuesto en el RMER.

14.10.1.12 El CND es responsable de gestionar la recepción y transferencia de pagos entre el EOR y los agentes nacionales correspondientes a las transacciones económicas realizadas en el MER, a través de las cuentas liquidadoras que defina. En caso de incumplimiento de un Participante Nacional con sus compromisos en el MER se aplicará lo dispuesto en los numerales 14.10.1.1 y siguientes de esta sección Mora y Falta de Pago en lo que les fuere aplicable, en concordancia con lo dispuesto en el Reglamento del MER.

14.10.1.13 La Empresa de Transmisión deberá integrar una garantía, la cual deberá ser suficiente para cubrir sus transacciones de un mes, producto de sus compromisos en el Mercado, que se reflejen en los Documentos de Transacciones Económicas, debido a Generación Obligada. Esta garantía estará destinada a cubrir incumplimientos de pago de la Empresa de Transmisión en el Mercado.

14.10.1.14 El monto de la garantía que deberá integrar la Empresa de Transmisión será calculado por el CND y considerará, entre otras cosas, la compensación estimada por generación desplazada, la generación obligada estimada de la energía dejada de entregar producto de indisponibilidades temporales o permanentes y restricciones activas en la red de transmisión.

14.10.1.15 Para efectos de los cálculos, tiempos de ejecución y otros aspectos relativos a la garantía que debe integrar la Empresa de Transmisión, ésta se regirá por los mismos requerimientos que le aplican a los Participantes según lo establecido en las presentes reglas. El CND debe establecer por Metodología de Detalle los procedimientos para constituir la garantía de pago que deberá integrar la Empresa de Transmisión.

15. TRANSPARENCIA

15.1 INFORMACIÓN COMERCIAL

15.1.1.1 Las Bases de datos, procedimientos y modelos que utilice el CND para los cálculos de las transacciones comerciales y precios deben ser auditables y de acceso abierto a los

Participantes y la ASEP.

15.1.1.2 El CND debe organizar y mantener la Base de Datos con la Información Comercial del Mercado con acceso abierto a los Participantes. Dicha información debe incluir como mínimo:

- a) Precios y resultados de la operación en el mercado Ocasional;
- b) Precios y resultados de las compensaciones de potencia;
- c) Costos y resultado de la remuneración de los servicios auxiliares;
- d) Información básica del Mercado de Contratos.
- e) Importación de Ocasión, cantidades y precios a los que fue remunerada;
- f) Cuando corresponda, precio de la energía para la exportación y transacciones a este precio, identificando también la exportación de ocasión realizada.

15.1.1.3 A los efectos de facilitar la toma de decisiones y garantizar la transparencia de los Mercados que administra el CND, el CND deberá:

- a) Informar a los Participantes los precios del Mercado Ocasional previstos en el predespacho y en cada redespacho;
- b) Informar los precios de la energía en el Mercado Ocasional y de la potencia en las Compensaciones de potencia y en el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, a los Participantes y en su página WEB.

15.1.1.4 Cada día junto con el análisis de la operación del día anterior, el CND debe informar a los Participantes:

- a) Los costos variables aplicables al despacho;
- b) Las ofertas de Autogeneradores, cuyos excedentes totales no superen los 5 MW y de importación de ocasión (cantidades y precios);
- c) Los requerimientos de exportación de ocasión;
- d) Las restricciones activas que afectaron el despacho;
- e) La generación obligada;
- f) Los arranques y paradas realizadas y su costo, cuando corresponda;
- g) Los precios de la energía en el Mercado Ocasional y cuando corresponda, los precios de la energía para exportación;

15.1.1.5 Los Participantes contarán con un plazo de dos días hábiles a partir del momento que reciban esta información para presentar observaciones a la información indicada en el

numeral.

15.1.1.6 Un reclamo deberá incluir el motivo que lo fundamenta, que deberá estar basado en incumplimientos a los criterios y/o procedimientos que establecen estas Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación. Transcurrido el plazo indicado sin reclamos de un Participante, se considerará que acepta toda la información recibida. El CND deberá contestar los reclamos dentro de un plazo no mayor que 4 días hábiles.

15.2 VIGILANCIA DEL MERCADO Y SEGUIMIENTO DE SUS REGLAS.

15.2.1.1 Un Grupo de Vigilancia del Mercado, asesor y dependiente de la ASEP, verificará el comportamiento del Mercado y de las Reglas Comerciales vigentes.

15.2.1.2 El Grupo de Vigilancia estará compuesto por 3 profesionales que reúnan las siguientes características.

- a) Ser independientes, entendiéndose por ello que no participan en el Gobierno ni tienen relación comercial con cualquier empresa que opere en el Mercado.
- b) Ser profesionales, con amplio conocimiento técnico - económico, y/o legal y/o regulatorio.

15.2.1.3 Cada profesional debe aportar, dentro de su área específica (económica, legal, regulatoria) conocimiento y experiencia en temas relacionados con diseño y estructuras de Mercados, eficiencia en Mercados, y competencia en Mercados. Dichos temas incluirán:

- a) Asesoramiento en diseño de índices para monitorear la competitividad y eficiencia del Mercado.
- b) Asesoramiento en diseño de índices para monitorear el comportamiento y eficiencia de un tipo específico de Participante.
- c) Asesoramiento en procedimientos y requerimientos para la recolección de los datos necesarios para los sistemas de monitoreo.
- d) Revisión y elaboración de conclusiones a partir de los índices de monitoreo, referidos al mercado en conjunto y a sus Participantes.
- e) Asesoramiento en el análisis confidencial de conflictos o denuncias o requerimientos de cambios regulatorios presentadas a la ASEP.
- f) Desarrollo de propuestas de ajustes regulatorios que mejoren la competencia y/o eficiencia del mercado.

15.2.1.4 El Grupo de Vigilancia contará con autoridad para acceder a la información del Mercado y los procedimientos metodológicos y resultados del CND en su función de operación integrada, despacho y administrador del Mercado, pero bajo compromiso de confidencialidad respecto de toda información con valor comercial y de las conclusiones de sus análisis hasta

que los mismos no sean aprobados y puestos en conocimiento público por la ASEP.

15.2.1.5 Sus funciones incluyen las siguientes:

- a) Investigar las quejas que presente un Participante o grupo de Participantes a la ASEP respecto del funcionamiento comercial del Mercado y/o solicitudes justificadas de necesidad de ajustes a la normativa.
- b) Investigar las posibles causas de precios inusualmente altos o bajos.
- c) Investigar acciones o circunstancias inusuales de comercialización o declaración de costos que indiquen una posible condición de colusión o abuso de posición dominante u otro tipo de actividad anticompetitiva.
- d) Investigar situaciones inusuales por generación que no se ofrece al Mercado o falta de oferta en el Mercado, que afecte el comportamiento de los precios y el abastecimiento.
- e) Analizar actividades o circunstancias inusuales en importación y/o exportación de energía eléctrica.
- f) Investigar el mal uso o uso inapropiado de información comercial confidencial o manejo discriminatorio de la información por parte del CND.
- g) Investigar todo acto o comportamiento de los Participantes o el CND que sean contrarios al espíritu y criterios definidos en la Ley Eléctrica y las Reglas Comerciales.
- h) Proponer mejoras a las Reglas Comerciales o completar vacíos regulatorios, justificando el modo en que el ajuste propuesto resuelve o mejora problemas detectados.

15.2.1.6 El CND debe informar los inconvenientes detectados en la implementación y aplicación de las Reglas Comerciales y las excepciones que haya otorgado al cumplimiento de alguna regla comercial, junto con el motivo que lo justifica.

15.2.1.7 Trimestralmente, el CND debe producir un Informe de Regulación que incluya:

- a) Los criterios aplicados para la implementación de las normas comerciales vigentes, su aplicación, desempeño e interpretación.
- b) b) Inconvenientes detectados en la operación real en la implementación y aplicación de las normas comerciales, particularmente su coordinación con las normas operativas;
- c) Conflictos con los Participantes en cuanto a interpretación y/o aplicación de las Reglas Comerciales;
- d) Todas las excepciones a las Reglas Comerciales que se otorguen transitoriamente a uno o más Participantes.

15.2.1.8 El CND enviará la versión preliminar del Informe de Regulación a los Participantes, quienes contarán con 5 días hábiles para enviar sus observaciones. El CND deberá analizar las observaciones recibidas y producir la versión final del Informe de Regulación, incluyendo como Anexo las observaciones de los Participantes. El CND elevará la versión final del Informe de Regulación a la ASEP para su conocimiento. La ASEP de considerarlo necesario podrá remitir al CND sus observaciones al Informe, las cuales deben ser incluidas en el mismo.

15.3 AJUSTES REGLAMENTARIOS

15.3.1.1 Toda modificación a las Reglas Comerciales debe justificarse en mejoras o adecuaciones necesarias para cumplir con los principios definidos en la Ley Eléctrica y su Reglamento General y sus modificaciones.

15.3.1.2 Las modificaciones deben ser propuestas por la ASEP, por iniciativa del Grupo de Vigilancia ante inconvenientes detectados por el mismo, o reclamos escritos presentados por uno o más Participantes indicando la modificación requerida y el motivo que la justifica, o problemas detectados por el CND en su Informe de Regulación.

15.3.1.3 La ASEP realizará una o más consultas a los Participantes del Mercado, informando las modificaciones en estudio y su justificación. Los Participantes podrán enviar sus observaciones y/o propuestas alternativas. La ASEP tendrá en cuenta e informará las observaciones recibidas de los Participantes para justificar o no la necesidad de la modificación y, de justificar el cambio, el modo de implementarlo.

15.3.1.4 Los cambios serán desarrollados y aprobados por la ASEP.

15.3.1.5 La ASEP es el responsable de notificar a los Participantes y al CND de los cambios. La ASEP producirá un texto ordenado de las Reglas Comerciales con las modificaciones realizadas, que incluirá en su página WEB para acceso abierto a toda persona interesada.

15.4 METODOLOGÍAS

15.4.1.1 El CND, con el apoyo del Comité Operativo, tiene la obligación de desarrollar o modificar las Metodologías necesarias para garantizar la adecuada operación del Sistema Interconectado Nacional y la administración del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme a lo dispuesto en las presentes Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación.

15.4.1.2 Los Participantes del Mercado podrán solicitarle al CND el desarrollo o modificación de una metodología. Le corresponde al CND analizar dicha solicitud y preparar la propuesta de metodología para que la misma sea consultada con el Comité Operativo. El CND en la fase de elaboración de las propuestas podrá solicitar apoyo al Comité Operativo.

El CND podrá rechazar la solicitud de desarrollo o modificación de una metodología, para lo cual deberá sustentar las razones de su rechazo e informar de esto a la ASEP y al Comité Operativo. El Comité Operativo podrá enviarle a la ASEP sus comentarios con respecto a lo actuado por el CND. El o los Participantes que hicieron la solicitud podrán acudir a la ASEP con las justificaciones y argumentos para que evalúe la conveniencia de remitir el caso nuevamente al CND con el fin de que no se rechacen cambios beneficiosos.

15.4.1.3 La ASEP, ante problemas detectados en la implementación o conflictos registrados, podrá solicitarle al CND la necesidad de implementar nuevas Metodologías o modificaciones a Metodologías existentes que incluyan el detalle necesario para dar transparencia y eficiencia a la programación y operación del sistema y la administración del Mercado. Las propuestas elaboradas por el CND, a solicitud de la ASEP, para el desarrollo o modificación de metodologías serán remitidas al Comité Operativo, en un plazo no mayor de treinta (30) días calendario después de recibida la solicitud.

15.4.1.4 El CND, los Participantes del Mercado y la Empresa de Transmisión están obligados a cumplir con las Metodologías vigentes.

15.4.1.5 Cada Metodología debe cumplir los siguientes requisitos:

- a) Ser consistente con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la Ley, su Reglamento General, las Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación y las reglamentaciones regionales;
- b) Abarcar el nivel de detalle necesario para evitar vacíos que puedan ocasionar diversidad de interpretaciones;

- c) Establecer con claridad los límites de derechos y obligaciones del CND y de cada tipo de Participante y de la Empresa de Transmisión, y los criterios o procedimientos ante la falta de cumplimiento;
- d) Promover competencia donde sea posible, eficiencia, optimización en el uso de los recursos, transparencia, junto con calidad y seguridad razonable;

15.4.1.6 Cada Metodología deberá incluir:

- a) Un cuerpo principal, con su articulado que indica al comienzo las reglas que implementa así como el objetivo de la Metodología.
- b) Un Anexo que describe los motivos que la fundamentan y justifican, la racionalidad económica y/o técnica y/o operativa de las señales que produce así como resultados esperados. Este Anexo permitirá dar seguimiento a la Metodología y su eficiencia en la implementación práctica comparando resultados reales con los resultados esperados. En base a este seguimiento, uno o más Participantes o el CND podrán identificar necesidad de mejoras o ajustes a la Metodología.

15.4.1.7 El procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente:

- a) Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.
- b) El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.
- c) El CND, en un plazo no mayor de 7 días calendario después de recibido el informe del Comité Operativo, remitirá a la ASEP el Informe Final de Metodología, el cual incluirá el informe del Comité Operativo y las observaciones y/o comentarios que tenga a dicho informe.

15.4.1.8 Corresponde a la ASEP aprobar sin modificar, aprobar con modificaciones o rechazar la(s) propuesta(s) que se presente(n) en el Informe Final de Metodología. En caso de que la ASEP modifique lo propuesto en dicho Informe, remitirá al Comité Operativo las modificaciones que a juicio de la ASEP son necesarias incluir, para que dicho Comité en un plazo no mayor a 7 días calendario, remita sus comentarios a las mismas. La resolución que emita la ASEP para aprobar las propuestas presentadas, indicará la fecha de entrada en vigencia de la nueva metodología o de las modificaciones a las metodologías existentes.