

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. ~~3411~~-Elec **Panamá, 10 de mayo de 2010**

“Por la cual se aprueban modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, expedidas mediante la Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones”

**El Administrador General,
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el artículo 3 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública;
4. Que de acuerdo al numeral 3 del artículo 4 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, el Estado podrá intervenir en los servicios públicos de electricidad para asegurar su prestación eficiente, continua e ininterrumpida;
5. Que el numeral 1 del artículo 20 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, otorga a la Autoridad Reguladora la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha Ley;
6. Que mediante la Resolución 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 y Resolución AN No. 2969-Elec de 23 de septiembre de 2009, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad;
7. Que el artículo segundo de la Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, establece que las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, podrán ser modificadas por la Autoridad Reguladora a través del procedimiento de Consulta Pública, ya sea a petición de parte o de oficio;

8. Que el numeral 15.3.1.1 de las Reglas Comerciales establece que toda modificación a las mismas debe justificarse en las mejoras o adecuaciones necesarias para cumplir con los principios definidos en la Ley Eléctrica, su Reglamento General y sus modificaciones;
9. Que la Autoridad Reguladora preparó una propuesta de modificaciones de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad con la finalidad de adecuarlas a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, tal y como quedó modificada por la Ley 57 de 13 de octubre de 2009, con relación a la compra de potencia y energía a través de Actos de concurrencia organizados por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), a la obligatoriedad de los generadores, de participar en dichos Actos y a su participación en el Mercado Ocasional, modificación del procedimiento para aprobación de metodologías de Detalle y la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, principalmente;
10. Que la referida propuesta de modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad fue sometida a la opinión de la ciudadanía, a través del mecanismo ciudadano denominado Consulta Pública, cuyo procedimiento fue aprobado mediante Resolución AN No. 3298 -Elec de 25 de febrero de 2010, modificada por la Resolución AN No. 3314-Elec de 8 de marzo de 2010;
11. Que el día 4 de marzo de 2010 se celebró una sesión informativa en la cual se presentaron las modificaciones propuestas a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad;
12. Que dentro del periodo en que la referida propuesta se sometió a Consulta Pública, la Autoridad Reguladora recibió los comentarios de:
 - 12.1. Maximilliam Winter Bassett
 - 12.2. Pedregal Power Company
 - 12.3. Elektra Noreste, S.A.
 - 12.4. Hidroecológica del Teribe, S.A.
 - 12.5. Paso Ancho Hydro-Power, Corp.
 - 12.6. Pastor Cabrera
 - 12.7. Centro Nacional de Despacho
 - 12.8. Pan Am Generating, Ltd.
 - 12.9. Cristóbal Samudio C.
 - 12.10. Bahía Las Minas, Corp.
 - 12.11. Aes Panamá, S.A.
 - 12.12. Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
 - 12.13. Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.
 - 12.14. Energía y Servicios de Panamá, S.A.
 - 12.15. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
13. Que sobre los comentarios y observaciones presentados, la Autoridad Reguladora procede a realizar el siguiente análisis:

13.1. Comentarios a la propuesta de modificación:

El señor **Cristóbal Samudio** manifestó que todas las fórmulas que aparecen señaladas dentro de las Reglas Comerciales, para efectos de realizar cargos y reconocimientos por potencia y energía, por servicios auxiliares generales y servicios auxiliares especiales deben ser expresadas en su forma matemática para mayor transparencia.

La empresa **Aes Panamá, S.A.** señala que los cambios que se han realizado a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de

Electricidad se han hecho mediante Audiencia Pública, por lo que solicita conocer las circunstancias por las cuales la propuesta de modificación a las mismas, aprobadas mediante la Resolución AN No. 3298-Elec de 25 de febrero de 2010, fueron sometidas a la opinión de la ciudadanía a través de Consulta Pública y no mediante Audiencia Pública.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Con relación al comentario del señor **Cristóbal Samudio**, se indica que las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad son de carácter general y el desarrollo en detalle de lo establecido en las mismas, incluyendo su desarrollo matemático, debe realizarse precisamente a través de las Metodologías, tal como se dispone en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad vigentes y que se mantiene en la propuesta de modificación objeto de esta consulta, lo cual se puede apreciar en el numeral 1.1.1.4 que establece:

"...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..." (Énfasis nuestro)

En cuanto al comentario de la empresa **Aes Panamá, S.A.** se señala que la Ley 6 de 22 de enero de 2002, por la cual se dictan normas para la transparencia en la gestión pública, establece en el artículo 24 que las instituciones del Estado deben permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos de ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana, entre las cuales se enlista la Consulta Pública, conforme lo dispuesto en el artículo 25 de la referida norma jurídica.

Cabe señalar que el numeral 18 del artículo 20 de la Ley 26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones, establece entre las funciones y atribuciones de esta Autoridad Reguladora la organización de las Audiencias Públicas que las leyes sectoriales ordenen o que se consideren necesarias.

Para el caso particular de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad debemos indicar que desde el año 1998 se utiliza el mecanismo de Consulta Pública. El artículo segundo de la Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, mediante la que se aprueban las mismas, establece que éstas, sólo podrán ser modificadas por esta Autoridad Reguladora a través del procedimiento de Consulta Pública, ya sea a petición de parte o de oficio.

Es importante destacar que el día 4 de marzo de 2010, esta Autoridad Reguladora celebró una sesión informativa a los agentes del mercado y a la ciudadanía, en la cual esta Autoridad Reguladora presentó y explicó las modificaciones propuestas a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad.

13.2. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 2.1:

La empresa **Hidroecológica del Teribe, S.A.**, señala que al definirse Participante Productor o Productor, debe incluirse a las empresas que comercializan generación de otro país, que venden en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá a través de interconexiones internacionales, con el fin de que estas tengan la posibilidad de participar en la Bolsa de Energía para abastecer la demanda de los Grandes Clientes.

Paso Ancho Hydro-Power, Corp. señala que mediante la propuesta presentada se otorga al distribuidor la definición de Participante Productor, en la cual se le confieren todos los derechos y obligaciones de una empresa generadora. Considera que con esto se faculta a los distribuidores para llevar a cabo ambas actividades, una de ellas (distribución) bajo una actividad regulada, y la otra, (generación) bajo un esquema no regulado, alterando la esencia de la actividad para lo cual fueron concesionadas.

La empresa **Pan Am Generating, Ltd.** propone que se modifique la definición de “Bolsa de Energía” para que la misma sea atendida por la oferta instalada en ese momento, debido a que no se les debe obligar a los proyectos nuevos a concurrir en este tipo de bolsa, ya que les obligaría a recibir parte de sus ingresos de una bolsa en la que no hay seguridad de demanda sostenida en el tiempo.

Por su parte, la **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, señala que dentro de la propuesta de modificación se habla varias veces de las Reglas de Compra y considera conveniente indicar en el glosario el nombre correcto de este procedimiento y el instrumento jurídico que lo aprobó. Además, considera que como en la propuesta de modificación del numeral 6.5.1.2 se hace referencia a Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia (ACODECO), es necesario que en el glosario se indique a qué entidad se refiere.

Sugiere modificar el término Ente Nacional de Despacho (END) por “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”. Esta definición está contenida en la Sección de Glosario del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Igualmente, proponen que se reemplace en el texto de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad el término “OS&M” por “OS/OM”.

El señor **Cristóbal Samudio** manifiesta que debido a la importancia de las definiciones Obligación de Contratar y Obligación de Garantía de Suministro, a lo largo del documento, propone que se amplíen en detalle las mismas, y que tanto la obligación de contratar como la obligación de garantía de suministro deben estar ligadas a lo establecido en el numeral 7.4 de las Reglas de Compra.

En referencia a la definición de Participante Productor señala que debe explicarse cuál será la consideración si el retraso excede los plazos y demoras, puesto que en la práctica una vez otorgada la licencia, y si el retraso se debe a situaciones fuera del alcance del inversionista, a este se le sigue considerando como Participante Productor de hecho. Considera que no es recomendable señalar que solo se acepta dentro de los “plazos permitidos”, ya que es de esperar

que el participante gestione las prórrogas correspondientes con la entidad reguladora.

La empresa **Aes Panamá, S.A.**, solicita que se aclare la amplitud de la definición de Grandes Clientes para la Bolsa de Energía, ya que Cliente es toda persona natural o jurídica que se benefició con la prestación del servicio público de electricidad, como propietario del inmueble o como receptor directo del servicio, y cuya compra de electricidad está sujeta a tarifas reguladas. De esta manera, todo consumidor sujeto a tarifa regulada es considerado Cliente Regulado.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Lo solicitado por la empresa **Hidroecológica del Teribe, S. A.** es aceptable, por lo que se modificará la definición de Participante Productor y Participante Consumidor para incluir dentro de dichas definiciones a los Participantes Productores o Consumidores cuya producción o consumo asociado se ubica en otro país y que se conecta a través de interconexiones internacionales. Esto hará consistente la definición de Participante Productor con la definición de Participante Extranjero y con los numerales 3.2.1.2 y 3.2.1.3 que identifican quiénes son los Participantes Consumidores y Productores, respectivamente.

Con respecto al comentario de la empresa **Paso Ancho Hydro-Power, Corp.**, se indica que el artículo 94 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que los distribuidores pueden realizar la actividad de generación dentro del límite del 15% de la demanda atendida en su zona de concesión, por lo que lo establecido en esta definición se basa en lo dispuesto en dicha Ley.

Con relación al comentario de la empresa **Pan Am Generating, Ltd.** se señala que en la definición de Bolsa de Energía y en el resto de las modificaciones propuestas a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad en las que se introduce este concepto, no se le está dando carácter de obligatoriedad a la participación de los generadores en la misma.

Por otra parte, se acepta el comentario de la **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.** y se procederá a incorporar en el Glosario de Términos de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad la definición de Reglas de Compra.

Con referencia a lo señalado sobre los términos Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia (ACODECO), Ente Nacional de Despacho (END) y OS&OM, lo planteado se considera aceptable, por lo cual se harán las modificaciones correspondientes en el numeral 2.1 "Definiciones" y en el numeral 2.2 "Nomenclaturas".

En lo referente al comentario del señor **Cristóbal Samudio**, con respecto a las definiciones de Obligación de Contratar y Obligación de Garantía de Suministro, esta Autoridad Reguladora considera que debido a que la definición de Obligación de Garantía de Suministro, vincula dicha obligación directamente a lo establecido no sólo en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad sino también en las Reglas de Compra, no es necesario especificar numeral alguno de dichas Reglas de Compra en el sentido solicitado. Igualmente, ocurre con la definición de Obligación de Contratar, ya

que dicha definición está en función de la Obligación de Garantía de Suministro.

En cuanto a considerar como Participante Productor al generador que ha suscrito un contrato de suministro o de reserva en el que sea vendedor y no ha iniciado operación comercial, indicamos que dicho Participante lo seguirá siendo siempre que tenga una licencia o concesión de generación y mantenga contratos de suministro vigentes.

A la empresa **AES Panamá, S.A.** se le indica que la definición de Gran Cliente se estableció en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por lo que la Autoridad Reguladora no puede ampliar o modificar dicha definición.

13.3. Comentarios de la propuesta de modificación del numeral 3.2.1.4:

La **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.** propone que se adicione como parte de sus funciones, la emisión de certificación del cumplimiento de la obligación de contratar de las empresas distribuidoras, según lo dispuesto en las Reglas de Compra.

El señor **Cristóbal Samudio** señala que como mínimo, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., debiese tener la potestad de definir los consumos de las subestaciones de la manera que más le convenga, o por contratación o por compra en el Mercado Ocasional. Considera que esto podría minimizar los costos de la empresa.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

No es necesaria la certificación que señala la **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, debido a que como resultado de esta Consulta Pública, el cumplimiento de la obligación de contratar de los distribuidores no será condicionante para que los distribuidores con generación propia sean considerados Participantes Productores.

Se le indica al señor **Cristóbal Samudio** que ninguna disposición vigente o propuesta le impide a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., siempre que cumpla con los requisitos para la participación de Grandes Clientes en el Mercado Mayorista de Electricidad, optar por comprar la energía que requiere para su funcionamiento a través del Mercado Ocasional, la Bolsa de Energía o por contratos directos con Participantes Productores. Igualmente, reiteramos lo indicado en ocasiones anteriores, que esta energía sólo puede ser utilizada para su consumo propio y bajo ninguna circunstancia la puede comercializar a terceros.

13.4. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 3.3.1.3:

La **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.** propone agregar en plural las modificaciones que ha tenido la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se acepta el comentario y se modificará el numeral en el sentido indicado.

13.5. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 3.3.1.8:

La empresa **Paso Ancho Hydro-Power, Corp.**, señala que las empresas distribuidoras deben mantener su rol y esquema original conforme a la concesión.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Respecto a este tema ya nos hemos pronunciado en la respuesta al numeral 2.1 "Definiciones".

13.6. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 3.3.1.9:

La empresa **Paso Ancho Hydro-Power, Corp.**, considera que es necesario que sean presentadas aquellas circunstancias que serán las que se les permitirá a las empresas de distribución eléctrica como "Participante Consumidor" efectuar compras en el Mercado Ocasional, ya que bajo este esquema deben hacerlo a través de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. mediante el Mercado de Contratos para cubrir sus requerimientos de potencia y/o energía.

El señor **Aderito Pastor Cabrera** señala que al permitírseles a los distribuidores vender en contratos su generación propia, el distribuidor quedará automáticamente comprando y vendiendo en el Mercado Ocasional sin la autorización de la Autoridad Reguladora, lo cual es contrario a este texto. Considera que el texto debe modificarse para tomar en cuenta esta situación.

Por su parte, la **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, señala que en la propuesta de modificación se establece que la Autoridad Reguladora será quien autorice la compra de energía en el mercado ocasional de las distribuidoras. Sugiere revisar el contenido de la misma, para que quede claro que se permitirá la compra en el Mercado Ocasional dentro de los parámetros establecidos en las Reglas de Compra; es decir, sólo en el rango establecido para cubrir la demanda real, a que en tiempo real la demanda de los clientes regulados de las distribuidoras puede variar con respecto a la demanda prevista.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se aceptan los comentarios de la empresa **Paso Ancho Hydro-Power, Corp.** y la **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, por lo cual el numeral será modificado para dar mayor claridad en cuanto a que las compras autorizadas deberán corresponder con las compras necesarias para garantizar el adecuado cubrimiento de la demanda en la zona de concesión del distribuidor que no son cubiertas por compras a través de contratos.

Por otra parte, se le indica al señor **Aderito Pastor Cabrera** que el numeral en comento está asociado exclusivamente a los Participantes Consumidores y su participación en el Mercado Mayorista de Electricidad. La definición de Participantes Consumidores incluye a los distribuidores, debido a que los mismos compran la potencia y energía requerida para el suministro de la demanda de su zona de concesión. Por lo tanto, este numeral no está relacionado con la participación de la generación propia en el Mercado Mayorista de Electricidad.

13.7. Comentarios a la propuesta de inclusión del numeral 3.3.1.10:

La empresa **Hidroecológica del Teribe, S.A.** señala que la redacción propuesta restringe la participación en el Mercado Ocasional a aquellos Participantes que no hayan cumplido con la Concurrencia, lo cual podría impedir la participación de los Agentes de Interconexión en el Mercado Ocasional, debido a que su participación en los Actos de Concurrencia no es obligatoria en las Reglas de Compra vigentes y propuestas.

Por su parte, la empresa **Pan Am Generating, Ltd.** señala que se debe ampliar lo dispuesto en este numeral y en el numeral 3.5.1.7, ya que las disposiciones para participar en el Mercado Ocasional deben ser más claras. Se debe plasmar dentro de estas Reglas la forma como se deshabilitará la participación de Participantes Productores en el Mercado Ocasional. Señala también, que se debe tomar en cuenta que la definición de los criterios para la habilitación de los agentes productores en el Mercado Ocasional no debe estar en las Reglas de Compra, ya que las mismas son una consecuencia de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad.

Bahía Las Minas, Corp. manifiesta que la propuesta de adición de este numeral establece que sólo podrán participar en el Mercado Ocasional aquellos Participantes que hayan cumplido con la Concurrencia; sin embargo, esta propuesta de cambios no indica en qué forma se excluirá a un Participante del Mercado Ocasional, situación que bajo el esquema operativo de nuestro mercado se torna prácticamente imposible sin alterar el despacho económico, o que se realicen entregas y retiros de energía sin costos asociados, lo cual tendría graves consecuencias para los participantes del mercado.

El señor **Cristóbal Samudio** sugiere que se señale claramente a qué Participantes se refiere la frase "Sólo podrán participar del Mercado Ocasional aquellos Participantes".

Igualmente, considera que debe incluirse en detalle las limitantes que aplican sobre las compras al Mercado Ocasional, tal como lo señala la "*Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, sus modificaciones, su reglamentación y demás normativas vigentes*".

Adicionalmente, la empresa **Aes Panamá, S.A.**, indica que bajo la definición de Participantes Productores, se entiende que las empresas que comercializan generación de otro país, que venden en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá a través de interconexiones internacionales están obligados a participar en los actos de Concurrencia. Por otro lado, solicita que se aclare si un Participante Productor que no está habilitado según el acto de Concurrencia será declarado indisponible para el Despacho.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se les indica a las empresas **Pan Am Generating, Ltd.**, **Bahía Las Minas, Corp.**, **AES Panamá, S.A** y al señor **Cristóbal Samudio** que con respecto a lo que involucra la inhabilitación en el Mercado Ocasional, será objeto de un pronunciamiento posterior de esta Autoridad Reguladora.

A la empresa **Hidroecológica del Teribe, S.A.** y **AES Panamá, S.A.**, se le indica que la obligación de concurrencia ha sido definida

en el artículo 6 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, de la siguiente manera:

“Concurrencia: Obligación que tienen los prestadores del servicio público de electricidad, con una licencia o concesión de generación, que tengan una potencia firme y/o energía disponible de participar en los procesos de compra y venta de potencia y/o energía.”
Énfasis nuestro.

Por otro lado, el numeral 7 del artículo 67 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones establece como obligación de los generadores la siguiente:

“7. Ofertar su potencia firme y energía disponible en los actos de concurrencia para el suministro de potencia y/o energía, lo cual autoriza su participación en el Mercado Ocasional.”

Adicionalmente, el último párrafo del artículo 67, establece que:

“La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecerá cuáles de estas obligaciones se aplicarán a las plantas para servicio público y a las cogeneradoras y autogeneradoras, conectadas al Sistema Interconectado Nacional.”

De lo anterior se concluye, que la obligación de concurrencia se establece en primera instancia para todo prestador del servicio público de electricidad con una licencia o concesión de generación.

Adicionalmente, se observa que conforme a lo normado en el artículo 67, antes citado, es facultad de esta Autoridad Reguladora, extender o no esta obligación de ofertar en los actos de concurrencia a los cogeneradores y autogeneradores.

Por el contrario, la ley no faculta a esta Autoridad Reguladora a hacer extensible dicha obligación de concurrir, a plantas de generación o comercializadores ubicados en otro país que venden en el Mercado Mayorista de Electricidad a través de interconexiones internacionales, ya que los mismos no poseen una licencia o concesión de generación, ni están conectados directamente al Sistema Interconectado Nacional.

En ese sentido, la no presentación de ofertas de los agentes ubicados en otros países en los Actos de Concurrencia no los inhabilita a participar en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Lo anterior será aclarado en las modificaciones a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad.

Con relación al comentario de la empresa **Pan Am Generating, Ltd.** en cuanto a que la definición de los criterios para la habilitación de los Agentes Productores en el Mercado Ocasional no debe estar en las Reglas de Compra sino en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, le aclaramos que lo que se está

reglamentando en las Reglas de Compra es lo relacionado a la obligación de ofertar, para lo cual el no cumplimiento de esto por parte de los Participantes Productores con una Licencia o Concesión de Generación los inhabilitará para participar en el Mercado Ocasional, siendo esto último establecido en las Reglas Comerciales.

Se le indica al señor **Cristóbal Samudio** en referencia a la frase "Sólo podrán participar del Mercado Ocasional aquellos Participantes" se especificará en este numeral que se refiere a Participantes Productores, por lo tanto, se acepta el comentario.

13.8. Comentarios a la propuesta de modificación de los numerales 3.2.1.3, 3.3.1.3, 3.3.1.8, 3.4.2.2, 3.4.2.3, 3.4.2.5, 3.4.2.7, 3.4.2.8, 3.4.3.1, 3.4.3.4, 3.4.3.5, 3.4.3.6, 6.1.1.2, 6.1.1.3, 6.2.1.2 y 9.5.2.1:

La empresa **Elektra Noreste, S.A.** señala que otro cambio de importancia se relaciona con la generación propia del distribuidor y las restricciones que se le aplican para su participación en el Mercado Mayorista. Sobre este aspecto, consideran que en vista de que se le ha traspasado a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., la responsabilidad y obligación de cumplir con los niveles de contratación, no se deben restringir las opciones de la generación propia por parte del distribuidor, puesto que en primer lugar, no habría justificación para ello, porque ya no depende de las distribuidoras la contratación y, en segundo lugar, porque no se puede pretender a través de una resolución, regular o limitar derechos contemplados en una Ley, en este caso, la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Adicionalmente, señalan que para los numerales 3.2.1.3 y 3.3.1.8 se debe eliminar la expresión "a terceros", ya que la misma entra en conflicto con la definición propuesta de Participante Productor o Productor.

Las empresas **Energía y Servicios de Panamá, S.A., Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.**, solicitan la eliminación de los numerales 3.2.1.3; 3.3.1.3, 3.4.2.2, 3.4.2.3., 3.4.2.5, 3.4.2.7, 3.4.2.8, 3.4.3.1, 3.4.3.4, 3.4.3.5 y 3.4.3.6, 6.1.1.2 y 6.2.12, fundamentándose en los siguientes aspectos:

1. No existe disposición alguna ni en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, ni en el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, ni en la Ley 57 de 13 de octubre de 2009, que establezca que la generación de una planta propiedad de una empresa distribuidora, dentro del límite del 15%, está condicionada a ser destinada a clientes regulados por el cumplimiento o no de condiciones establecidas por el regulador.
2. La Corte Suprema de Justicia, Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo, en una Sentencia de 29 de diciembre de 2009, emitida dentro de las demandas contencioso-administrativas de plena jurisdicción acumuladas presentadas por la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A. contra la Resolución No. JD-3207 de 22 de febrero de 2002, señaló como parte de la decisión que: *"la Ley 6 de 1997 le permite a las empresas distribuidoras generar energía eléctrica con medios propios hasta un límite de 15% de la demanda atendida en su zona de concesión y no prevé que la capacidad de generación propia*

de la distribuidora deba ser exclusivamente para atender clientes regulados, por lo que a ellas les corresponde determinar si desea utilizarla total o parcialmente para atender a sus clientes, venderla a grandes clientes de otros concesionarios de distribución, venderla en contratos de exportación o participar en el mercado ocasional, de conformidad con lo dispuesto en los Artículos 92 y 112 de la Ley No. 6 de 1997..."

3. Por otra parte, según lo establecido en la Ley 57 de 13 de octubre de 2009, es la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. la que tiene la responsabilidad de realizar los actos de concurrencia para la contratación de la demanda de los clientes regulados de las empresas distribuidoras. Por lo tanto, no se le puede asignar a la empresa distribuidora, una obligación sobre la que no tiene ninguna responsabilidad en el proceso de contratación.
4. En aspectos operativos y de despacho, el Centro Nacional de Despacho, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y la Autoridad Reguladora aplican a las plantas propiedad del distribuidor todas las reglas establecidas en el Reglamento de Operación, en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad y en las Metodologías. Sin embargo, en materia de reconocimiento de costos, esta Autoridad Reguladora establece para la generación propia aplicar un criterio distinto al aplicado a los generadores que dista mucho del costo variable real de dichas plantas. Esta situación, representa un trato diferente con respecto a otros generadores con las mismas características, y en el que la sostenibilidad económica de estas plantas, depende de la estrategia del propietario y no de un mecanismo regulatorio.
5. Otro aspecto en el que no se trata la generación propia del distribuidor igual que como a un generador, es en el numeral 3.6, de la Resolución AN No.3297, sin embargo, en el caso de la potencia y la energía de la generación propia, para la misma se asigna toda la potencia firme a los clientes regulados y toda la energía generada por la planta, y no la energía asociada a esta potencia firme, como se hace en un contrato de suministro de un generador. De igual forma, pasa con la capacidad instalada de la planta; no hay reconocimiento de la capacidad adicional a la potencia firme que en la mayoría de las horas, las plantas de generación propia están aportando a la demanda del país.
6. Con la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. como gestor de compras, se agrega un nuevo elemento que podrá afectar el cumplimiento del nivel de contratación, ya que a este último no le afecta para nada si se cumple o no con los niveles mínimos de contratación.
7. Eliminar de los actos de libre concurrencia las ofertas de la generación propiedad de un distribuidor, introduce un riesgo a la inversión que podría realizar una empresa de distribución en participar en la generación que requiere el país, ya que no se tiene certeza de la forma de evaluar la viabilidad económica de un proyecto.
8. Un análisis más profundo de este tema, nos permite concluir que la Autoridad Reguladora pretende manejar la conformación de los precios de venta de la energía a través de restricciones al distribuidor en su papel de agente generador (dentro del 15%), en beneficio de los generadores.

9. La disposición de la Autoridad Reguladora de destinar en forma automática y sin ningún proceso de concurrencia la generación propia de las distribuidoras a la atención de los clientes regulados, es violatoria de la Ley e incumple los principios de mercado establecidos por la Ley. Lo que si está regulado es el proceso de compra, mismo que de acuerdo con la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, y su modificación, Ley 57 de 13 de octubre de 2009, debe hacerse mediante un proceso de libre concurrencia o de concurrencia.

Con relación al numeral 9.5.2.1., las referidas empresas consideran que si por disposiciones de la Autoridad Reguladora, a las plantas convocadas no se le reconoce, como mínimo, su costo variable declarado para el despacho, éstas plantas no deben ser llamadas al despacho.

En referencia a los numerales 3.4.2.2 y 3.4.2.5, la empresa **Paso Ancho Hydro-Power, Corp.**, considera que sería de mayor utilidad para los clientes de cada una de las empresas distribuidoras, si el distribuidor ofrece su potencia y/o energía disponible en los Actos de Concurrencia, donde los beneficiarios serán sus propios clientes. Esto traerá como beneficio la libre competencia, garantizándoles el mejor precio contratado.

En cuanto al numeral 3.2.1.3, el señor **Aderito Pastor Cabrera**, propone cambiar la redacción con el fin de que un distribuidor con generación propia solo la pueda ofertar en actos de concurrencia en los que se va a comprar energía y potencia para el cubrimiento de sus clientes regulados. Al permitirle al distribuidor que compre en el Mercado Ocasional como un agente productor se le está dando un poder de mercado derivado de su tamaño como comprador, pudiéndose convertir en un comprador monopsónico. Indica que los distribuidores en Panamá tienen cláusulas en sus contratos en las que se establece que pueden restar de su obligación de comprar toda la energía que adquieren a través de compras directas y que podrían tratar de asociar a compras en el Mercado Ocasional. La autorización dada a través de este numeral les permitiría a los distribuidores dejar muchos contratos de compra y venta de energía remunerados solamente por el componente de potencia.

En referencia al numeral 3.4.2.7 señala que se le da poder de arbitraje al distribuidor, pues ahora podrá decidir si vende al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo o se autoabastece u oferta al Mercado Ocasional o a grandes clientes, o incluso a otro distribuidor, dadas las diferencias en tiempo en que ocurren estas ofertas; lo cual le confiere al distribuidor el poder de arbitrar entre los precios.

La empresa **Pan Am Generating, Ltd.**, señala que en el numeral 3.4.2.2 "Generación Propia Comprometida" se establecen las alternativas para cubrir la garantía de suministro de los clientes regulados de las distribuidoras y la forma en que estas distribuidoras pueden comercializar su generación propia. Se desconoce en este momento qué criterios, además de los porcentajes mínimos de contratación, utilizará la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para certificar al distribuidor como participante productor, ya que la responsabilidad de licitar no recae sobre esta. Por lo anterior, solicitan a esta Autoridad Reguladora que especifique un procedimiento para la habilitación del distribuidor como Participante productor, para así evitar dudas.

El señor **Cristóbal Samudio**, indicó que el literal c) del numeral 3.2.1.3 debe ser más claro, ya que la obligación de contratar está ligada con el término "Obligación de Garantía de Suministro".

La empresa **AES Panamá, S.A.** señala que lo normado en el numeral 3.4.3.1 convierte prácticamente la generación propia de las distribuidoras en generadores que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad.

La **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, manifiesta que en varios de estos numerales se indica la obligatoriedad del distribuidor de haber cumplido con su obligación de contratar según lo establecido en la regulación vigente, sin embargo, estos son los únicos numerales en los que se establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. es quién certifica este cumplimiento.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Las modificaciones introducidas en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 a través de la Ley 57 de 13 de octubre de 2009, sobre la obligación de ofertar en los actos de concurrencia de los prestadores del servicio público de electricidad con una licencia o concesión de generación, incluyendo a la generación propia de las empresas de distribución, y el traslado de la responsabilidad en la gestión de compra del distribuidor a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., implica que la generación propia de los distribuidores debe participar en el Mercado Mayorista de Electricidad bajo las mismas condiciones, derechos, obligaciones y responsabilidades que tiene cualquier generador.

Conforme a la referida modificación de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, las empresas distribuidoras tampoco podrán destinar esta generación propia directamente para la atención de la demanda de los clientes de su zona de concesión. Es decir, la generación propia de los distribuidores sólo podrá participar en el Mercado de Contratos, en el Mercado Ocasional, Servicios Auxiliares, intercambios internacionales, etc, y dicha generación no podrá ser destinada directamente por el distribuidor para la atención de la demanda de sus clientes en su zona de concesión. En ese sentido, se modificará todo lo dispuesto en la regulación vigente para cumplir con lo anterior.

13.9. Comentarios a la propuesta de modificación de los numerales 2.1, 3.4.1.2, 3.4.3.2, 3.4.3.8, 3.4.4.4, 4.4.1.5, 5.2.1.4, 5.2.1.6, 5.2.1.7, 5.5.2.4, 5.5.2.5, 5.5.3.4 y 5.5.3.5:

La empresa **Elektra Noreste, S.A.**, señala que los cambios introducidos para que el distribuidor garantice el suministro a todos los clientes vinculados a sus redes está en contra de lo normado en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998. Agrega, que dicha norma legal establece que los Grandes Clientes tienen libertad de precios y que no están obligados a contratar la potencia. Fundamentando sus argumentos en lo estipulado en los artículos 105, 107 y 112 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997. No están de acuerdo con la redefinición propuesta de la Obligación de la Garantía de Suministro que pretende darles a los Grandes Clientes que son Participantes del Mercado Mayorista, el mismo nivel que los clientes regulados.

La empresa **Paso Ancho Hydro-Power, Corp.**, indica que lo dispuesto en el numeral 3.4.3.2, contraviene lo señalado en el numeral 3.4.2.2, ya que en el primero se establece que el distribuidor suministrará la generación propia que “decide comprometer” a la garantía de los clientes finales, y por otra parte, en el segundo numeral comentado se indica que el distribuidor está obligado a ofertar su potencia y/o energía disponible, por lo cual existe una discriminación con los generadores ya que éstos tienen que ofertar por medio de un Acto de Concurrencia.

Con relación al numeral 3.4.3.2, el señor **Aderito Pastor Cabrera** señala que no debe ser opción del distribuidor comprometer o no parte de su generación propia a la garantía de suministro de los clientes finales pues al no ser esta potencia y energía producto de una adjudicación de un Acto de Concurrencia será muy difícil atribuir un precio para trasladar a los clientes finales. Señala que lo que puede estar a discreción del distribuidor con generación propia es decidir participar o no en un acto de concurrencia para la compra de potencia y energía para satisfacer la demanda de sus clientes finales, y así, de resultar adjudicada su oferta se puede saber cuál es el precio que se puede transferir a los clientes finales.

La **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, señala que debido a lo dispuesto en los artículos 61, 62, 105 y 107 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, los Grandes Clientes deben tener la opción de poder negociar de manera libre la forma de cubrir sus requerimientos de potencia y energía a precios pactados libremente. Indica, que no ve en estas disposiciones que esta opción esté supeditada a la identificación de la red (distribución o transmisión) en donde se encuentre conectado el Gran Cliente, como ahora se propone en esta modificación a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad. Por lo cual consideran que la modificación propuesta, excede lo dispuesto en la norma superior, ya que el contenido de la reglamentación no puede rebasar los límites impuestos en la Ley.

Por otro lado, los procesos de contratación de un distribuidor son a largo plazo, y la presente propuesta amarra a un Gran Cliente conectado a la red de distribución a comprar esa potencia a través de la empresa de distribución por el plazo establecido en el proceso de contratación.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

A la empresa **Elektra Noreste, S.A.** y a la **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.** se le indica que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 establece en los artículos 105 y 107 del Capítulo IV “Precios No Regulados” lo siguiente:

“Artículo 105. Libertad de precios. La venta de energía eléctrica de los agentes del mercado a los grandes clientes, se efectuará a los precios que acuerden las partes.”

Artículo 107. Ventas a grandes clientes. Los grandes clientes tendrán la opción de negociar, libremente, los términos y condiciones de suministro de energía con los otros agentes del mercado, o de acogerse a los términos y condiciones establecidos para los clientes en el

mercado regulado, correspondientes al nivel de tensión en el que se efectúe el suministro de energía.” (Énfasis nuestro).

Como se desprende de las normas citadas, la libertad de precios a que tienen derecho los Grandes Clientes esta limitada a la compra de energía y no a la compra de potencia.

Por otro lado, los numerales 1 y 9 del artículo 20 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establecen que son facultades de esta Autoridad Reguladora las siguientes:

“1. El Regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera...”

9. Establecer criterios y procedimientos para los contratos de ventas garantizada de energía y potencia, entre los prestadores del servicio y entre éstos y los grandes clientes, de forma que se promueva la libre competencia, cuando proceda, y la compra de energía en condiciones económicas.”
(Énfasis nuestro).

Por lo anterior, esta Autoridad Reguladora tiene facultad reglamentaria y para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente que garantice el abastecimiento de la demanda, se está reglamentando la forma en que los Grandes Clientes compren la potencia dependiendo de si los mismos están conectados o no a la red de distribución.

Esta distinción se debe al nivel de riesgo asociado a la contratación de generación para abastecer las demandas que se conectan o proyectan conectarse al Sistema de Transmisión, las cuales pueden ser demandas de considerable tamaño y muy dependientes de los vaivenes mundiales en los precios de los productos, tales como combustibles, oro, cobre, etc., no pueden ser traspasados ni a la demanda regulada de los clientes finales conectados a la red del distribuidor, ni a las empresas distribuidoras, ni al gestor de compras que es la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., toda vez que las compras no se harían con eficiencia económica y podrían afectar la viabilidad financiera de las empresas que compran.

No obstante, esta Autoridad Reguladora considera que en referencia a posibles situaciones de sobrecontratación de potencia que puedan darse por la conexión de Grandes Clientes al Sistema de Transmisión, es necesario modificar la propuesta realizada para establecer que los Grandes Clientes conectados inicialmente al distribuidor y que decidan conectarse directamente al Sistema de Transmisión, deberán mantenerse comprando la potencia a la empresa distribuidora a la cual se encontraban inicialmente conectados. Esto implica que sólo los Grandes Clientes que desde un inicio se conecten directamente al Sistema de Transmisión, serán los únicos habilitados para comprar la potencia directamente de los Participantes Productores. Lo anterior será considerado en todos los numerales que correspondan.

Adicionalmente, la propuesta de esta Autoridad Reguladora tiene como objetivo garantizar el suministro en el largo plazo para satisfacer la demanda con una confiabilidad adecuada, lo cual es importante para la sostenibilidad del sector eléctrico. La garantía de que se instale capacidad de generación suficiente para satisfacer los requerimientos de la demanda a largo plazo, se logra a través de las contrataciones de potencia de las empresas distribuidoras, con contrataciones de bloques de demanda más grandes y plazos de contratos más largos, a diferencia de los contratos de potencia y energía asociada de cortas duraciones como en muchos casos ocurre con los contratos que hacen los Grandes Clientes con Participantes Productores.

Por otra parte, al salir un Gran Cliente a comprar sólo energía en el Mercado Mayorista de Electricidad manteniendo la compra de potencia a la distribuidora, se reduce la incertidumbre que pueden tener los generadores al hacer contrataciones con las distribuidoras por una capacidad determinada de potencia sin que ésta se vea reducida por la contratación de un Gran Cliente fuera de la distribuidora.

Además, debemos tener presente que usualmente los contratos que hacen los Grandes Clientes con Participantes Productores, son contratos con empresas de generación hidroeléctrica, las cuales están expuestas a que ante una situación de déficit de oferta por situaciones de baja hidrología, las unidades de generación de dichas empresas son las que eventualmente no generarían, debido a que no tienen el recurso primario "agua", y por tanto, los Grandes Clientes con contratos con estas empresas generadoras serían los primeros en ser desconectados.

Con la nueva propuesta, este riesgo de los Grandes Clientes se minimiza, puesto que la compra de potencia sería solidaria y cuando exista una situación de déficit, la demanda de las empresas distribuidoras sería desconectada en forma proporcional. Esto último, es consistente con los nuevos cambios a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, en donde las compras de potencia y energía se realiza centralizadamente a través de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., lo que permitiría que a futuro, ante situaciones de racionamiento, los clientes finales de todo el país tengan un mismo tratamiento ante situaciones de racionamiento, lo cual es consistente con una estrategia de garantía de suministro de largo plazo de minimización de la probabilidad de déficit.

Con relación a lo manifestado por la empresa **Paso Ancho Hydro-Power, Corp.** y el señor **Aderito Pastor Cabrera**, se les indica que en líneas superiores, esto ya fue atendido en la respuesta de los comentarios a los numerales 3.2.1.3, 3.3.1.3, 3.3.1.8, 3.4.2.2, 3.4.2.3, 3.4.2.5, 3.4.2.7, 3.4.2.8, 3.4.3.1, 3.4.3.4, 3.4.3.5, 3.4.3.6, 6.1.1.3, 6.1.1.2 y 6.2.1.2,

13.10. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 3.4.1.3:

La empresa **Energía y Servicios de Panamá, S.A.**, considera que debe mantenerse el texto anterior, en la medida que el distribuidor conoce mejor las condiciones de sus clientes, lo cual permite como primera opción el satisfacer el suministro de los mismos, salvo que el regulador o el Centro Nacional de Despacho acepten las sanciones, reclamos o quejas que sean presentadas por los clientes y que se hayan podido evitar con el despacho de las centrales de generación propia.

El señor **Aderito Pastor Cabrera**, señala que la generación propia puede significar hasta el 15% de la demanda de los distribuidores, por lo que objeta que alrededor del 15% de la generación del país pueda quedar fuera del despacho económico a través de este numeral, con lo cual se están subutilizando los recursos productivos y no se obtiene el óptimo uso de las fuentes de generación del país, objeto mismo del despacho económico.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se indica a la empresa **Energía y Servicios de Panamá, S.A.** y al señor **Aderito Pastor Cabrera**, que la generación propia de un distribuidor deberá estar sujeta en todo momento al despacho económico que realiza el Centro Nacional de Despacho y sólo podrá ser despachada en coordinación operativa con éste, a efectos de su sincronización y salida del sistema. Esto incluye los casos en que el despacho de las unidades de generación propia las requiera el distribuidor para atender requerimientos técnicos o de suministro de dicho distribuidor en la operación de sus redes; en estos casos la operación de estas unidades no se considerará para efectos del despacho económico ni recibirán remuneración económica alguna. Esto se aclarará en la redacción de este numeral.

13.11. Comentarios a la propuesta de modificación a los numerales 3.5.1.3 y 15.1.1.4:

La empresa **Pan Am Generating, Ltd.**, señala que siendo este un mercado de costos auditados, las ofertas de precio de los autogeneradores introduce un ruido innecesario en el mismo, provocando en muchos casos sobrecostos al sistema, por lo cual sugiere que se modifique la redacción de estos numerales.

El señor **Cristóbal Samudio** considera que en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad se deben establecer los criterios generales que aplican a la demanda de un autogenerador, por ejemplo que el mismo entregue sus pronósticos de consumo.

Con respecto al numeral 3.5.1.3 señala que las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad deben contener los criterios generales que aplican a la demanda de dicho autogenerador, por ejemplo, que el autogenerador entregue sus pronósticos de consumo.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

El criterio expresado por la empresa **Pan Am Generating, Ltd.** no es correcto, ya que si bien es cierto que el Despacho Económico está basado en costos auditados, esto es sólo cierto para las unidades de generación termoeléctricas con licencia de generación que prestan el servicio público de electricidad, toda vez que para las unidades de generación hidroeléctricas con concesión de generación, su costo para el despacho está en función del valor del agua, el cual no se obtiene a través de costos auditados, sino mediante una optimización en un horizonte de tiempo dado que busca minimizar los costos económicos presentes y futuros en el despacho, en el caso de unidades con embalse, y un costo cero, en el caso de unidades de pasada.

En ese sentido, siendo que los autogeneradores y cogeneradores venden excedentes de electricidad de acuerdo a lo establecido en el artículo 6 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, a los mismos no se les

puede optimizar sus recursos de generación, lo que incluye el cálculo del valor del agua en el caso de tener unidades de generación hidroeléctrica, ni obligarlos a estar disponibles al despacho, ya que los mismos tienen como actividad principal actividades distintas a la prestación de dicho servicio.

Lo solicitado por el señor **Cristóbal Samudio** se encuentra normado en las Regulaciones Específicas para autogeneradores y cogeneradores aprobadas mediante la Resolución No. JD-2333 de 7 de septiembre de 2000, que establece:

**“3. AUTOGENERADORES Y
COGENERADORES COMO
CONSUMIDORES**

3.1 Cuando el Autogenerador o el Cogenerador compre energía eléctrica para su propio consumo, será considerado a todos los efectos un cliente final. Como cliente, el Autogenerador o el Cogenerador, podrá acogerse a las tarifas reguladas o ejercer la opción de pactar libremente el suministro de energía si cumple con los requisitos de Gran Cliente.

3.2 Como cliente regulado o como Gran Cliente, el Autogenerador o el Cogenerador se acogerá a lo que establecen las normas y reglas vigentes en cada caso.”

13.12. Comentarios a la propuesta de modificación al numeral 3.5.1.5:

El señor **Cristóbal Samudio** señala que se debe definir que los requisitos para el autogenerador que participa en el Mercado Mayorista de Electricidad deben ser los mismos que para los generadores y detallados según el Reglamento de Operación. No deben existir preferencias y requisitos por debajo de los que se le exigen a otro generador.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Tal como se indicó en la respuesta del comentario del numeral 3.5.1.3, la prestación del servicio público de electricidad no es la actividad principal de los autogeneradores y cogeneradores, por lo cual para su participación en el Mercado Mayorista de Electricidad, siempre habrá algunos aspectos que le son propios, como lo es por ejemplo, cómo participan dichos autogeneradores y cogeneradores en el Despacho Económico, esto último explicado en comentario anterior.

13.13. Comentarios a la propuesta de inclusión de los numerales 3.5.1.6 y 3.5.1.7:

El señor **Cristóbal Samudio** indica que se requiere dar una ampliación sobre el término concurrencia, para que el lector puede tener una idea clara sobre lo que es un Acto de Concurrencia. Señala que se pueden interpretar distintas cosas, y por la transparencia se debe explicar mejor.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Tal y como se señaló en comentario anterior, la definición de concurrencia se establece en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

13.14. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 4.1.3.3:

El señor **Cristóbal Samudio** sugiere que se utilice "...potencia efectiva que esté instalada..." en vez de "potencia efectiva...".

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Consideramos que al momento de realizar un contrato lo que debe comprometerse es la "potencia firme de largo plazo" y no la "potencia efectiva", ya que la obligación es la potencia firme de largo plazo. Esto se modificará en el numeral en comento.

13.15. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 4.4.1.4:

El señor **Cristóbal Samudio** considera recomendable definir todos los mecanismos con los que cuenta el Gran Cliente: Contratos de Largo Plazo, de Corte Plazo, de Reserva, Bolsa de Energía, etc. Señala que si la Bolsa de Energía es el único medio, debe indicarse claramente. Adicionalmente, solicita definir las responsabilidades del Gran Cliente en su proceso de cambio de Gran Cliente a Cliente Regulado.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Los mecanismos a que se refiere la presente norma y las responsabilidades del Gran Cliente en cuanto a su proceso de cambio de Gran Cliente actuando en el Mercado Mayorista de Electricidad a Gran Cliente regulado, está normado en los Criterios y Procedimientos para la venta de Energía y Potencia a Grandes Clientes.

13.16. Comentarios a la propuesta de inclusión del numeral 4.4.1.5:

El señor **Cristóbal Samudio** considera que por claridad se debe indicar lo que no puede hacer el Gran Cliente o indicar que únicamente puede contratar con el Participante Productor.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se acepta el comentario, razón por la cual se redactará nuevamente el numeral para mayor claridad.

13.17. Comentarios a la propuesta de eliminación del numeral 4.4.3.5:

La empresa **Hidroecológica del Teribe, S.A.**, indica que con la eliminación del numeral 4.4.3.5 no queda claro quién sería entonces el responsable del pago de estos cargos.

Por su parte, la empresa **Energía y Servicios de Panamá, S.A.** señala que este numeral no se debe eliminar y que al mismo lo que se le debería dar es una mayor definición en los cargos por transmisión que debe asumir cada parte.

La **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.** consideran que este numeral no debe ser eliminado, ya que debe quedar claro que la

parte vendedora, así como la compradora tienen la responsabilidad de asumir los cargos de transmisión asociados que les corresponde.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se aceptan los comentarios de las referidas empresas, por lo que no se eliminará el numeral y se aclarará el alcance del mismo.

13.18. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 4.4.6.3:

La Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., indican que en el caso de interpretación de contratos, las partes no son las que pueden realizar las clarificaciones, ya que el diseño y aprobación de los pliegos de cargos y modelo de contratos para los actos de concurrencia es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y de la Autoridad Reguladora, y que el llamado a hacer la clarificación es la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y no las partes.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se le aclara a dichas empresas que la Autoridad Reguladora no elabora los contratos conjuntamente con la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., lo que aprueba el Regulador son las reglas generales en las que se encuentra el contrato modelo.

La relación contractual es entre el distribuidor y el generador, por lo tanto, son los signatarios del contrato los que deben agotar la vía de negociación, aplicando literalmente las cláusulas del documento contractual, y en caso de no llegar a un acuerdo, solicitar formal y a petición de ambas partes la intervención de esta Autoridad Reguladora.

Una interpretación a priori del contrato por parte de esta Autoridad Reguladora, viciaría el proceso de arbitraje que surgiere posteriormente, a solicitud de las partes contractuales.

13.19. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 5.1.1.3:

Bahía Las Minas, Corp. considera que en la propuesta de cambio a este numeral sería conveniente que se establezca un período en el que el Centro Nacional de Despacho deberá desarrollar la Metodología de detalle para la confección del Informe Indicativo de demanda, dado que han transcurrido seis meses desde que se plasmó esta responsabilidad en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad y, a la fecha, dicha Metodología no ha sido presentada.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad no es el documento en el que se debe establecer un período definido para que el Centro Nacional de Despacho desarrolle una metodología en específico. En todo caso, en el numeral 15.4 "Metodologías" se están incorporando ajustes a la forma en que se desarrollan, proponen y modifican las Metodologías para hacer que este proceso sea más eficiente.

13.20. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 5.2.1.6:

La **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.** cuestionan que si el Gran Cliente, sigue siendo cliente de la empresa distribuidora para efectos de los costos de potencia, para qué se tiene que ajustar la información de demanda máxima de generación de un distribuidor, si el cliente se convierte en un Gran Cliente, pero sigue conectado a nivel de distribución.

El señor **Cristóbal Samudio** señala que hace falta aclarar los casos en que un autogenerador decide convertirse en consumidor, lo cual puede ocurrir por cambios en su estrategia dentro del mercado o por alguna contingencia con los generadores que administra.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se le indica a la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y a la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.** que su comentario es aceptado, y por lo tanto, este numeral será eliminado.

Al señor **Cristóbal Samudio**, se le manifiesta que se aplica lo señalado en la respuesta al comentario sobre los numerales 3.5.1.3 y 15.1.1.4.

13.21. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 5.3.1.1:

El señor **Aderito Pastor Cabrera** señala que la nueva redacción parece autorizar al distribuidor a trazar su estrategia de compra, ya sea en contrato o en Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, por lo que considera que no es muy afortunada, ya que es la compra de potencia y energía a través de contratos de largo plazo lo que atrae nuevas inversiones, y al final garantiza el cubrimiento y la disponibilidad del servicio eléctrico y no así el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

La estrategia de compra de la potencia firme la debe realizar Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. como gestor de compra para los distribuidores y la misma debe estar orientada a que la potencia firme se garantice fundamentalmente a través de Contratos de Suministro; quedando el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo para garantizar aquella porción de la demanda del distribuidor que no logra contratar a través del mercado de contratos.

13.22. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 5.5.1.1:

Elektra Noreste, S.A. considera que se debe mantener el texto original, ya que las Reglas de Compra no tienen nada que ver con el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

La empresa **Pan Am Generating, Ltd.** señala que no ve el beneficio ni para la demanda ni para el sistema en someter a concurrencia al Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo.

La **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.** considera que la propuesta de este numeral elimina la posibilidad de que un Gran Cliente opte por no requerir que se le asigne reserva de largo plazo. Lo anterior, puede resultar en un perjuicio para este Consumidor, puesto que aquellos que cuenten con unidades de generación de respaldo

pueden optar por solo la contratación de energía reduciendo su costo de operación, eso sí, bajo la premisa de desconectarse ante eventuales escenarios de racionamiento.

De igual manera, al obligar al Gran Cliente a contratar toda su potencia por medio del Distribuidor, pierde la opción señalada en el párrafo anterior.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se le aclara a las empresas **Elektra Noreste, S.A.** y **Pan Am Generating, Ltd.** que la modificación propuesta no someter el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo al proceso de Concurrencia; lo que indica es que dicho Servicio Auxiliar debe adquirirse en las cantidades que garanticen que la potencia se comprará hasta las cantidades definidas de acuerdo a la obligación de contratar. No obstante lo anterior, consideramos que la referencia a las Reglas de Compra no es correcta, por lo que se modificará este numeral para eliminar dicha referencia.

A la **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, se le aclara que a partir de la entrada en vigencia de la Resolución JD-5864 de 17 de febrero de 2006, que modificó las Reglas Comerciales los Grandes Clientes que no tienen contratos y que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad, no tienen opción para escoger si participan o no del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, es decir, lo que antes era una opción, con dicha Resolución se convirtió en una obligación. Lo que se está haciendo es adecuar las Reglas Comerciales a lo dispuesto en dicha Resolución.

13.23. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 5.5.2.2:

Elektra Noreste, S.A. considera que se debe eliminar este numeral, ya que el texto propuesto es igual al establecido en las Reglas Comerciales vigentes.

La **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.** indica que la redacción de este numeral como está en la sección "Donde dice" no es la que está en las Reglas Comerciales. Pareciera ser que se dio una inversión de los textos.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Se les indica a dichas empresas que se retira este numeral, ya que el mismo no va a ser modificado

13.24. Comentarios a la propuesta de modificación de los numerales 5.5.2.3 y 5.5.2.4:

La **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.**, manifestaron que el distribuidor no tiene la obligación de contratar, su obligación consiste en firmar los contratos que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. le asigne. Tampoco la empresa de distribución solicita el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, esta es una asignación directa del Centro Nacional de Despacho. Por lo que este numeral debe ser modificado. Por otra parte, es necesario clarificar el uso de Clientes finales o Clientes Regulados.

En cuanto al numeral 5.5.2.3, el señor **Aderito Pastor Cabrera** señala que la mayoría de los proyectos de generación requieren de más de un año para su instalación, y que no parece conveniente permitir a la demanda que acuda al mercado de contratos con solo un mes de antelación, pues de esta manera se está obligando a comprar potencia y energía solo a los agentes productores ya instalados, reduciendo de esta manera la oferta, y por ende, consiguiendo precios más altos.

Adicionalmente, el señor **Cristóbal Samudio** señala que en el referido numeral se debe indicar una proporción aceptable con respecto a la Demanda Máxima de Generación (2%) para contratar hasta el mes de diciembre si es que el regulador mantiene su posición en esta antelación.

En lo referente al numeral 5.5.2.4 pregunta cuál sería el procedimiento a seguir cuando el proceso de asignación coincide con el momento en que se están verificando el que un contrato es administrable y cuando las fechas de un proceso de Concurrencia está muy cercana al proceso de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Con relación al comentario de la **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.** se manifiesta que el distribuidor tiene la obligación de contratar y de requerir para su demanda no contratada el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, tal y como lo establece el artículo 112 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que a la letra dice:

“Artículo 112. Costo reconocido por compras en bloque. Las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras, deberán garantizar, mediante contratos de suministro, el servicio a los clientes atendidos directamente por ellas, por el término y condiciones que establezca su contrato de concesión o, en su defecto, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.” Énfasis suplido.

En cuanto a los términos de “Clientes Finales” y “Clientes Regulados” indicamos que “Clientes Finales” es el plural de la definición establecida en el artículo 6 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que señala:

“Cliente final. Cliente o gran cliente que compra electricidad para su uso y no para la reventa.”

Por su parte, el numeral 2.1 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, define a los “Clientes Regulados”, de la siguiente manera:

“Clientes regulados: Son los clientes de una empresa de distribución que compran su suministro de energía a tarifa regulada.”

Cuando en las Reglas Comerciales se utiliza “Clientes Finales” se refiere a todos los Clientes de la empresa distribuidora incluyendo a los Grandes Clientes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad ubicados en su zona de concesión.

Por otro lado, cuando se utiliza "*Cientes Regulados*" se refiere a todos los clientes del distribuidor que compran su suministro de energía a tarifa regulada, lo cual excluye a los Grandes Clientes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Al señor **Aderito Pastor Cabrera** se le indica que el referido numeral lo que define es la anticipación para el cubrimiento mediante contratos de la demanda máxima de generación para el año siguiente. Dicha norma no elimina de ninguna manera el que haya contrataciones de largo plazo que incentiven la instalación de nuevas unidades de generación.

Sobre lo manifestado por el señor **Cristóbal Samudio**, le manifestamos que los niveles mínimos de contratación se establecen en las Reglas de Compra y no en las Reglas Comerciales.

Las Reglas de Compra señalan que la antelación mínima para las contrataciones de corto plazo, que son las que pueden afectar la Asignación del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, se deben realizar antes del mes de noviembre. Esto proporciona tiempo suficiente para que los contratos sean declarados administrables antes de la asignación de dicho servicio. No obstante, si por algún retraso, se realiza la asignación del mismo y, posteriormente, se declaran administrables contratos que afectan dicha asignación, prevalecerán los contratos, toda vez que la asignación que se realiza del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo es inicial y se pueden hacer ajustes en la asignación definitiva de acuerdo a lo previsto en el numeral 5.5.6.1 literal a) de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad.

13.25. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 5.5.3.5:

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., manifiesta su desacuerdo en lo referente a que se distinga a los Grandes Clientes para efecto de la compra de su potencia con respecto a si los mismos están conectados a transmisión y que estos pierdan la opción de comprar la potencia libremente.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Respecto a este tema nos hemos pronunciado a la respuesta a los numerales 2.1, 3.4.1.2, 3.4.3.2, 3.4.3.8, 3.4.4.4, 4.4.1.5, 5.2.1.4, 5.2.1.6, 5.2.1.7, 5.5.2.4, 5.5.2.5, 5.5.3.4 y 5.5.3.5.

No obstante, indicamos que mediante Resolución AN No. 2821-Elec de 29 de julio de 2009, el numeral que se llevó a propuesta había sido previamente eliminado.

13.26. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 5.5.4.4:

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., señala que con la presente propuesta se elimina la posibilidad de que un Participante Consumidor pueda ofertar interrumpibilidad como reserva de largo plazo, reduciendo así, la Participación de la Demanda en la evolución del mercado. Considera que en todo caso, se podría analizar la posibilidad que el distribuidor que representa al Cliente Final no participe en este tipo de transacciones, pero no comprenden por qué se

restringe a un Gran Cliente, más cuando éste podría tener su garantía de suministro mediante unidades propias de generación.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Respecto a este tema nos hemos pronunciado en la respuesta al numeral 5.5.1.1.

13.27. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 6.2.1.1:

La **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, señala que la redacción está confusa y que de acuerdo a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad la potencia firme de largo plazo es un atributo de un Generador por lo que no debe recaer en un distribuidor garantizar este atributo. Agrega, que no debe utilizarse el término garantizar, sino “contratar”.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

El comentario se acepta y se modificará este numeral de acuerdo a lo señalado por el comentarista.

13.28. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 6.3.1.1:

La **Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**, indica que en otras partes de la propuesta se ha reemplazado Clientes Regulados por Clientes Finales y que en este numeral se dejó la primera definición.

Análisis de la Autoridad:

Este numeral se refiere a consumo de energía, por lo que la definición que aplica es la de Clientes Regulados.

13.29. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 6.4.1.2:

La **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.**, señalan que si no se cumple con los niveles mínimos de contratación, y el motivo no es justificado, el único responsable es la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., ya que las empresas distribuidoras no tienen ninguna potestad sobre este proceso de contratación. Además, la Autoridad Reguladora debe señalar claramente cuáles son los que se consideran motivos no justificados, dado que según nuestra experiencia, existen muchas razones por las cuales no se ha podido cumplir con los Niveles Mínimos de Contratación, como por ejemplo, la falta de postes, precios onerosos, rechazos de la Autoridad Reguladora, crecimiento de la demanda, sin embargo, la Autoridad Reguladora no ha calificado éstas razones como motivos justificados.

El señor **Cristóbal Samudio** considera que la sanción debe estar definida previamente para mayor transparencia y para efectos de definir modos de conducta apropiados en el mercado. Dejarlo de esta manera puede significar que la norma no sea lo suficientemente fuerte como para disuadir a los distribuidores a realizar su parte en la gestión de contratación. Si ya la responsabilidad no corresponde al distribuidor en este proceso, lo más conveniente es eliminar esa frase “aplicará las sanciones que correspondan” en la redacción.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

La gestión de compra de potencia y energía es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., no obstante, debido a lo normado en las Reglas de Compra, el distribuidor es responsable por sus requerimientos de potencia y energía de la demanda asociada a su zona de concesión.

Por consiguiente, corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y a los distribuidores, presentar las justificaciones por el incumplimiento en los niveles mínimos de contratación, y a esta Autoridad Reguladora la evaluación de las mismas.

En cuanto a las sanciones que correspondan a los prestadores del servicio público de electricidad, como resultado de procesos sancionadores, las mismas deben enmarcarse dentro de lo establecido en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, y sus modificaciones, y no corresponde a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad establecer dichas sanciones.

13.30. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 6.5.1.2:

Las empresas **Energía y Servicios de Panamá, S.A., Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.**, señalan que este numeral debe indicar "Salvo los Contratos Iniciales y Vigentes resultados de actos de libre concurrencia" y no "Salvo los Contratos Iniciales", toda vez que además de los contratos iniciales, también se han formalizado contratos, como resultado de actos de libre concurrencia.

La empresa **Pan Am Generating, Ltd.**, señala que si bien es cierto, el objetivo de las autoridades es incrementar la oferta de generación, sin embargo considera que introducir la figura de un autogenerador por instalar, puede ser desventajoso para la demanda, debido a que se le puede otorgar un contrato de largo plazo a una inversión incierta, ya que en caso de problemas financieros, lo primero por lo que velará un autogenerador será por su principal actividad comercial, aunque haya posiblemente desplazado una inversión segura, cuya actividad principal era la generación.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Los comentarios se aceptan y se considerará esto en la redacción final de este numeral.

13.31. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 6.5.2.7:

La empresa **Pan Am Generating, Ltd.**, indica que en Panamá se ha instalado una gran cantidad de inversión en generación eléctrica bajo reglas establecidas en ese entonces para la contratación a largo plazo, por lo que solicita que se amplíe la disposición introducida en este numeral, referente a la posición de aquel generador que realizó su inversión basado en la contratación de largo plazo de su potencia firme a comercializar, y a la vez solicita mantener la redacción vigente.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Lo dispuesto en este numeral no es necesario, toda vez que las disposiciones asociadas a la potencia que se oferta en contratos y como

se pagará la misma están contenidas en las Reglas de Compra, por lo tanto, este numeral se eliminará..

13.32. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 9.5.1.3:

La empresa **Pedregal Power Company**, sugiere eliminar esta propuesta de modificación, ya que con la misma se propone realizar un despacho de precios real (ex póst) utilizando las disponibilidades de generación de la etapa preliminar de pre-despacho y el uso de Generación Obligada para cubrir los desvíos de oferta por salida forzada de unidades de generación, y que esto involucra que:

1. No se promueve la oferta proveniente de las interconexiones internacionales pues, en la propuesta, estas ofertas se convierten en firme asignándoles sobre costos por generación obligada.
2. Se hacen firme las ofertas de excedentes de los autogeneradores/cogeneradores asignándoles sobre costos por generación obligada.
3. Aunque la ley permite a los generadores apartarse del despacho por fallas, en las modificaciones propuestas se les obliga a controlar lo impredecible e incontrolable (fallas) y se les asigna sobre costos por generación obligada.
4. Al hacerse firme las ofertas de excedentes provenientes de importaciones, se obvia la existencia de re-despachos contemplados en la regulación del Mercado Eléctrico Regional; comprometiendo así a los generadores en el mercado panameño de dichas importaciones a garantizar una disponibilidad no garantizada por el mercado regional.

Agrega, que aunque con la aplicación de la propuesta se puedan lograr los objetivos económicos deseados en la política de operación de corto plazo, las distorsiones se manifestarán negativamente en el mercado eléctrico en el mediano y largo plazo. Y que además, se estará reduciendo el precio de la energía con consecuencias negativas en las inversiones en nueva generación y mejoras de eficiencia.

Por su parte, la empresa **Pan Am Generating, Ltd.**, manifiesta que en el literal b) de este numeral, se debe indicar qué es disponibilidad de generación adicional, ya que los generadores lo que actualizan es la disponibilidad horaria.

El señor **Cristóbal Samudio**, pregunta ¿Qué ocurre si una generación no prevista en el predespacho como disponible, en tiempo real si lo está? Es decir, lo contrario a lo agregado en el literal "a". Adicionalmente, señala que para evitar errores de interpretación se debe aclarar que se trata del "Predespacho Diario".

La empresa **Bahía Las Minas, Corp.**, señala que esta propuesta de modificación va en contra del artículo 70 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, que se establece que la operación integrada se realizará con los recursos disponibles, por lo que propone se mantenga el cálculo del precio de la energía con la oferta real disponible tal como se estipula actualmente.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

A las empresas **Pedregal Power Company** y **Bahía Las Minas, Corp.**, se les indica lo siguiente:

Contrario a lo planteado, el texto establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), coincide con lo dispuesto en la Resolución AN No. 2436 –Elec de 17 de febrero de 2009, lo cual es aclarado con las modificaciones propuestas a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad. Es decir, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), que entrará en plena vigencia a partir de la entrada en operación del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), establece que en el Mercado de Oportunidad las ofertas son firmes, y en la operación real lo que se observará son desviaciones. Lo anterior es equivalente a lo establecido en cuanto a que la disponibilidad que se considera es aquella declarada el día anterior y que el no cumplimiento de las mismas ocasiona generación obligada.

Efectivamente, se hacen firmes las ofertas de los autogeneradores y cogeneradores, para darles en este aspecto las mismas responsabilidades que a los generadores.

Por otro lado, el numeral 1 del artículo 20 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece como facultad de esta Autoridad Reguladora, la siguiente:

“1. Regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera:...” Énfasis nuestro

Como ya se respondió en comentario anterior, esta Autoridad Reguladora tiene facultad reglamentaria, misma que fue otorgada por la Ley 6 de 3 de febrero de 1997. Lo dispuesto tiene la finalidad de asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente que garantice el abastecimiento de la demanda en condiciones económicas, y en ese sentido, la disponibilidad de los recursos es la comprometida en el predespacho diario.

En referencia al comentario de la sociedad **Pedregal Power Company**, en cuanto a las supuestas distorsiones del Mercado Mayorista de Electricidad en el mediano y largo plazo, le indicamos que todo lo contrario a lo señalado, con lo propuesto en las modificaciones a las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad y lo ordenado a través de la Resolución AN No. 2436 de 17 de febrero de 2009, se evitan las distorsiones que estaban ocurriendo en el corto plazo, y que estaban afectando directamente las señales de mediano y largo plazo para las inversiones.

Esto es así, debido a que las salidas de las unidades de generación en la operación real estaban distorsionando el precio de la energía de corto plazo, lo cual afecta los resultados de la compra de energía de largo plazo para la demanda a través de contratos, al introducirles riesgos externos a los generadores, debido a que los mismos quedaban expuestos en el corto plazo a las ineficiencias en la disponibilidad de

otros generadores, situación que no podían prever ni controlar y que se traduce en precios más altos e inclusive en una barrera de entrada a nuevas inversiones.

Se acepta el comentario de la empresa **Pan Am Generating, Ltd.**, por lo cual será considerado en la redacción final de este numeral.

Lo planteado por el señor **Cristóbal Samudio**, está considerado cuando se indica en el literal b) del numeral en comento, lo siguiente:

"b) Cualquier oferta de generación adicional a la prevista en el predespacho,"

En lo referente a la solicitud de aclaración de que se trata del "predespacho diario" el comentario se acepta, por lo que será considerado en la redacción final de este numeral y del numeral 9.6.1.9.

13.33. Comentarios a la propuesta de modificación de los numerales 9.5.3.2 y 15.1.1.5:

Las empresas **Energía y Servicios de Panamá, S.A.**, **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.**, señalan que en ningún caso, las observaciones sustituyen el derecho de reclamar, por lo que cualquier observación, aunque se haya hecho dentro del plazo establecido en este numeral, no invalida la reclamación formal a través del Documento de Transacciones Económicas (DTE).

La sociedad **Bahía Las Minas, Corp.**, indica que la propuesta de cambio al numeral 9.5.3.2 elimina la opción de presentar reclamos al cálculo del precio de la energía informado diariamente por el Centro Nacional de Despacho (CND). Considera que este cambio va en contra de la transparencia que establece el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad. De la misma forma elimina cualquier tipo de retroalimentación de los participantes para hacer válidos todos los derechos otorgados en la regulación y normativa del sector.

El señor **Cristóbal Samudio**, comenta que en lo referente al plazo y a la forma, esto se puede eliminar en ambos numerales, ya que ante una condición en que las observaciones o reclamos no cumplen con este criterio, se obliga al Centro Nacional de Despacho (CND) a darle curso a las reclamaciones, siendo estas generadas al momento de las liquidaciones, es decir, mucho tiempo después. Considera que atender estos reclamos puede verse como una violación a esta norma, por transparencia es mejor eliminarla.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

El Documento de Transacciones Económicas (DTE) es el documento que regulatoriamente es objeto de reclamo y no las informaciones parciales. Lo anterior no impide que los agentes presenten observaciones a dichas informaciones parciales y que, eventualmente, estas observaciones se utilicen para sustentar los reclamos al Documento de Transacciones Económicas (DTE).

13.34. Comentarios a la propuesta de inclusión del numeral 9.6.1.9:

La empresa **Pedregal Power Company**, solicita la eliminación de esta propuesta, debido a lo señalado en el comentario del numeral 9.5.1.3. Adicionalmente, considera que el despacho de Generación Obligada, y su efecto en la valorización/remuneración de la energía abastecida debe quedar restringido a situaciones especiales de operación en las que su incorporación sirva para seguir preservando una operación económica a pesar de dichas situaciones especiales (regulación de tensión, reserva rodante, mínimos técnicos).

La anterior situación es fundamentada en que como resultado de la generación obligada por indisponibilidades de generación consideradas en el predespacho, los precios de la energía no reflejarán las contingencias de corto plazo, con lo que no se podría evaluar la eficiencia operacional del sistema ni el impacto en ella producto de las indisponibilidades, al no estar reflejada ni percibida la confiabilidad real.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Respecto a este tema nos hemos pronunciado en la respuesta al numeral 9.5.1.3.

13.35. Comentarios a la propuesta de modificación del numeral 14.2.1.2:

La **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y la **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.**, preguntan cómo se controlará que el perfil típico de consumo puede variar dependiendo de las actividades que realice el Gran Cliente, sobre todo en clientes de temporada.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Esto debe ser considerado cuando se define el perfil típico de consumo, lo que quiere decir que si el comportamiento del consumo es estacional, debiese considerarse hacer un perfil típico para cada estación. No obstante, se revisará la redacción para hacer consistente este numeral con la obligación de los Grandes Clientes conectados al distribuidor para comprarle a este último su potencia.

13.36. Comentarios a la propuesta de modificación de los numerales 1.1.1.4, 15.4.1.1, 15.4.1.2, 15.4.1.3, 15.4.1.7 y 15.4.1.8:

La empresa **Pedregal Power Company**, considera que los cambios propuestos tienden a debilitar el funcionamiento del Comité Operativo, al restarle su capacidad de elaboración y aprobación de los procedimientos de detalle y/o metodologías, que apoyan la correcta gestión de operación integrada realizada por el Centro Nacional de Despacho.

Por consiguiente, se deben mantener los principios de equidad y transparencia que han caracterizado al mercado, y no sustituirlos por la concentración de poder entre el operador y el regulador, es primordial mantener el ámbito de actuación del Comité Operativo, en lo que respecta a ser un ente activo en la discusión, promoción, revisión y aprobación de cambios y/o propuestas regulatorias y metodológicas.

Por lo anterior, proponen que el Comité Operativo siga teniendo una participación con voz y voto para elaborar las metodologías, y que si desean hacer más eficiente los procesos, se utilice otro mecanismo

para acotar los periodos de aprobación y que pueden ser instrumentados con cambios al reglamento interno de operación de dicho Comité Operativo.

En cuanto a los numerales 15.4.1.1 y 15.4.1.2, el **Centro Nacional de Despacho**, señala que el hecho de que desde el inicio del Comité Operativo cualquiera de los representantes haya podido proponer modificaciones, ha agilizado la gestión de adecuar el Reglamento de Operación y las Metodologías a las necesidades del Mercado. Cada una de las propuestas que han sido presentadas por los participantes, discutidas, modificadas y, finalmente, aprobadas por este Comité, constituyen un valor agregado, en comparación con la redacción que se propone, pues el hecho de que ninguna ha sido rechazada por la Autoridad Reguladora significa que han sido una contribución positiva, reconocida por el Regulador.

Propone que en tanto se mantenga el requisito de aprobación de las metodologías a través del Comité Operativo, cualquier participante a través de su Representante pueda presentar propuestas relacionadas al Reglamento de Operación o a las Metodologías.

Con respecto al numeral 15.4.1.8 señala que en el seno del Comité Operativo, como resultado del mecanismo de aprobación y por la conformación del mismo, se requiere de una decisión consensuada que represente los mejores intereses del mercado, tras lo cual básicamente cada propuesta es discutida y desarrollada en su detalle para que considere adecuadamente todos los aspectos sobre los que puedan incidir en el mercado.

Aunque la propuesta de modificación específicamente no omite el paso de las Metodologías y/o cambios al Reglamento a través del Comité Operativo, sí elimina el requisito de su aprobación, es decir que básicamente se le resta valor al juicio de aprobación o rechazo que puede emitir el Comité.

Indica que comparte el interés de agilizar las tramitaciones, razón por la cual sugieren mantener la simplificación del procedimiento propuesto, conservando la aprobación por parte del Comité Operativo y supeditándola a la aprobación final de la Autoridad Reguladora, previo al inicio de vigencia.

Respecto a la fecha de vigencia de las mismas, considera que es de suma importancia que se defina si las metodologías podrán ser implementadas, vencido el plazo de aprobación, por parte de la Autoridad Reguladora, o se debe esperar dicha aprobación.

Manifiestan que no tienen objeciones al objetivo de la propuesta del numeral 15.4.1.8, mediante la cual se establece que es la Autoridad Reguladora la entidad responsable de aprobar o rechazar la aplicación de las propuestas o modificaciones, además de establecer la fecha de entrada en vigencia.

La empresa **Pan Am Generating, Ltd.**, solicita se ajusten los numerales 15.4.1.1, 15.4.1.2 y 15.4.1.7 para considerar que desde la creación del Mercado Eléctrico Panameño el Comité Operativo ha fungido como entidad que brinda apoyo al Centro Nacional de Despacho, en la operación del Mercado, brindando el contrapeso adecuado para mantener un equilibrio justo en el desenvolvimiento del mercado. Considera que la actuación del Comité hasta la fecha ha sido

productiva y transparente, aportando y adaptando nuestro Mercado Eléctrico a los nuevos requerimientos.

El señor **Cristóbal Samudio**, señala que se debería obligar al Comité Operativo a modificar los procedimientos internos pero no eliminarlo de la manera que se pretende, ya que no debe eliminarse del mercado la posibilidad que los Participantes que conformen el Comité, intercambien ideas, aprendan en detalle los procesos que se realizan a lo interno del mercado, mejoren su conocimiento del mismo y que coadyuven con ideas en su mejora.

La empresa **Bahía Las Minas, Corp.**, indica que en la propuesta de modificación de los numerales 1.1.1.4 y 15.4.1.1 se excluye a los participantes del Mercado en el desarrollo de las Metodologías de Detalle, lo cual va en contra de la predictibilidad y transparencia que señala este mismo numeral de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad. En lugar de dar un papel más pasivo a los agentes, proponen normar el funcionamiento del Comité Operativo, con tiempos y parámetros eficientes, de forma tal que su gestión sea más dinámica y productiva en cuanto a este tema se refiere.

En cuanto a los numerales 1.1.1.4, 15.4.1.1, 15.4.1.2, 15.4.1.3 y 15.4.1.7, la empresa **AES Panamá, S.A.**, sugiere que se mantengan las discusiones directas a través del Comité Operativo.

Con relación al numeral 1.1.1.4, la empresa de **Energía y Servicios de Panamá, S.A.**, considera que como funciona hoy en día el sistema ha logrado que se tenga suministro de energía y que las metodologías deben ser revisadas y consensuadas para el bien del MERCADO y no de un solo agente y/o entidad.

En lo que respecta al numeral 15.4.1.7, las empresas **Energía y Servicios de Panamá, S.A.**, **Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.** y **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.**, sugieren que de manera adicional a los cambios propuestos por la Autoridad Reguladora, de consultar con todos los participantes, también se involucre al Comité Operativo y proponen una redacción en este numeral en este sentido.

Análisis de la Autoridad Reguladora:

Esta Autoridad Reguladora ha analizado los comentarios presentados y considera que es necesario mantener la participación del Comité Operativo dentro del proceso de propuestas, desarrollo y modificación de las Metodologías, siempre que esta participación sea eficiente y proactiva. En función a lo anterior, se modificarán los numerales que correspondan considerando que la aprobación final y puesta en vigencia de las Metodologías corresponde por mandato de Ley a esta Autoridad Reguladora. Adicionalmente, se mantendrán los cambios propuestos que buscan promover la eficiencia en los procesos de desarrollo y modificaciones de metodologías, tales como el establecimiento de plazos y la eliminación de aspectos que no resultan necesarios tal como el diseño metodológico preliminar, etc.

Se incluirá, adicionalmente, que el Comité Operativo deberá presentar trimestralmente a esta Autoridad Reguladora un informe de gestión.

Finalmente, es necesario que el Comité Operativo adecúe su Reglamento Interno para que el mismo sea cónsono con los nuevos

requerimientos establecidos en estas Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad para el desarrollo y modificación de Metodologías.

14. Que por todo lo antes expuesto, el Administrador General,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR las modificaciones de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, dictadas mediante la Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones. Las modificaciones aprobadas se transcriben en el Anexo 1 de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: ADVERTIR que para todos los efectos no contemplados en la modificación objeto de la presente Resolución, queda vigente e inalterable el resto de la Resolución No. 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 y Resolución AN No. 2969-Elec de 23 de septiembre de 2009.

TERCERO: COMUNICAR que la versión unificada de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad que contiene todos los cambios aprobados a través de la presente Resolución se transcribe en el Anexo 2 de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

CUARTO: Esta Resolución regirá a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, Ley 6 de 3 de febrero de 1997, Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, Resolución AN No. 3298-Elec de 25 de febrero de 2010, Resolución AN No. 3314-Elec de 8 de marzo de 2010.

PUBLÍQUESE Y CÚPLASE,



DENNIS E. MORENO R.
Administrador General

ANEXO 1

Resolución AN No. 3446 - Elec de 10 de mayo de 2010

NUMERALES MODIFICADOS

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.

1.1.1.4 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.

2.1 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.
- Contratos Iniciales: Contratos que surgen como parte del proceso de privatización de las empresas Distribuidoras y Generadoras.
- 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 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).
- **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.
- **Exportación de ocasión:** Operación de exportación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Ocasional.
- **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:** Operación de importación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Ocasional.
- **Importación No Firme:** Operación de importación que no corresponde a un contrato firme de largo plazo.
- **Ley Eléctrica:** Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, modificada por la Ley No. 57 del 13 de octubre de 2009.
- **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.
- **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 interconexiones internacionales.
- **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 interconexiones internacionales.
- **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 interconexiones internacionales. 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
 - MO: Mercado Ocasional.
 - 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
- 3.2.1.1 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;
- 3.2.1.3 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 interconexiones internacionales.
- 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.
- 3.3.1.3 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.

3.3.1.8 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.

3.4.1.1 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.

3.4.1.6 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.

3.5.1.1 Cada Autogenerador y Cogenerador que sea Participante del Mercado puede vender excedentes y comprar faltantes como servicios de respaldo, 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 explice lo contrario.

3.5.1.3 Cuando un Autogenerador 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, con un Costo Variable aplicable al despacho igual al precio que oferta, y al Autogenerador le corresponderá una remuneración por la energía que vende. Las ofertas (cantidades y precios) se realizarán en el o los nodos de venta al Mercado, que el Autogenerador acordará con el CND. El Autogenerador 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 Autogenerador.

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 y en las Reglas de Compra, se le pagará la remuneración correspondiente. El CND deberá establecer la Metodología sobre los requisitos especiales a cumplir por un Autogenerador para quedar autorizado a proveer Servicios Auxiliares de reserva de corto plazo, no pudiendo ser estos requisitos mayores que los exigidos a un Generador.

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.

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

- d) 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.
- e) Contratos de Reserva, para la venta de potencia y/o energía de un Participante Productor a otro Participante Productor.

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.

4.4.2.1 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.

4.4.3.2 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.

4.4.3.5 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.

4.4.4.1 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.

4.4.5.2 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.

4.4.6.2 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.

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

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.

5.2.1.4 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

5.5.1 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.

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

5.5.1.1 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.

5.5.2.3 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.

5.5.3.2 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.

5.5.3.4 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.

5.5.4.1 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.

5.5.4.4 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.

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.

6.1.2 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.

6.2.1.1 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.

6.3.1.1 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.

6.4.1.1 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.

6.5.1.1 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 concurrencia, los contratos de Distribuidores a trasladar a tarifas, deben ser adjudicados por procesos de concurrencia, 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 concurrencia;
- 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.

9.5.1.1 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.

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 interconexiones internacionales),
- 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.

9.5.2.1 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.

9.5.2.4 Durante la operación en tiempo real, el CND deberá realizar el seguimiento del predespacho de generación y de demanda realizado el día anterior, tomando los desvíos típicos con la reserva operativa. Ante desvíos significativos o diferencias entre las condiciones previstas en el predespacho y las condiciones que se observan en la operación real, el CND deberá realizar un redespacho de generación y demanda e informarlo a los Participantes para mantener la operación económica del sistema. En el menor plazo posible, el CND deberá informar también los nuevos precios previstos para el resto del día en el Mercado Ocasional. El redespacho debe especificar claramente cuáles fueron las razones que obligaron a su realización.

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.

~~10.7.1.2~~ 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.

10.7.1.4 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.

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 y el costo de dicha compra;
- b) Las transacciones previstas de energía en el Mercado Ocasional como Participante Consumidor y el costo neto de dicha compra;
- 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 y el costo de dicha compra;

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.

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

a) El costo de la compra de energía realizada de cada contrato;

b) Más el resultado neto de sus transacciones en el Mercado Ocasional como Participante Consumidor;

c) Más el resultado neto de los sobre costos 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.

13.2.3.2 Un Participante que presente un contrato de importación con compra de potencia de otro país deberá incluir en sus cláusulas la manera en que el CND podrá verificar la disponibilidad de dicha potencia. Dicha forma podrá incluir la participación del OS/OM del otro país o del EOR, y cuente con los medios y Reglamentos para cumplir estas funciones. El CND no debe autorizar un contrato de importación de potencia si no se cumple y se verifica este requisito.

14.2.1.2 Los requisitos del SMEC para Participantes Consumidores deberán corresponder a medidores horarios, con excepción de Grandes Clientes con una demanda máxima prevista menor que 500 kW. Este tipo de Gran Cliente tendrá las siguientes opciones:

a) No instalar medidores horarios, en cuyo caso a su medición se le aplicará el Perfil Típico de Consumo que le corresponde, para determinar el consumo horario que corresponde a la medición comercial del Gran Cliente. El Gran Cliente presentará al CND en su solicitud de ingreso como Participante su Perfil Típico de Consumo. Este tipo de Gran Cliente deberá contratar toda su energía y potencia según corresponda, y

no estará habilitado a realizar directamente operaciones en el Mercado Ocasional o compensaciones de potencia, ni aportar reserva.

- b) Instalar medidores horarios, en cuyo caso estará habilitado a realizar directamente operaciones en el Mercado Ocasional, compensaciones de Potencia y aportar reserva según corresponda.

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 e importación de ocasión (cantidades y precios);
- c) Las ofertas de importación de ocasión;
- d) Los requerimientos de exportación de ocasión;
- e) Las restricciones activas que afectaron el despacho;
- f) La generación obligada;
- g) Los arranques y paradas realizadas y su costo, cuando corresponda;
- h) Los precios de la energía en el Mercado Ocasional y cuando corresponda, los precios de la energía para exportación;
- i) Las ofertas y el precio diario de las compensaciones diarias de potencia.

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.

15.4.1.1 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

15.4.1.2 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;

15.4.1.7 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 Coordinativo 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.

NUMERALES ADICIONADOS

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 Proctores que no estén autorizados, no serán considerados para efectos del Despacho Económico durante el período que se establezca en la Reglamentación.

3.5.1.6. El Autogenerador se encuentra obligado, a ofertar sus excedentes de potencia y energía disponibles en los Actos de Concurrencia y en función de ello podrá participar en el Mercado de Contratos, en los términos y condiciones establecidos en las Reglas de Compra. Cuando un Autogenerador participe en el Mercado de Contratos será considerado como si fuera un Generador.

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.

4.4.1.5. 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 Poductor o en el Mercado Ocasional.

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.

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 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.

NUMERALES ELIMINADOS

~~3.4.2~~ GENERACIÓN PROPIA COMPROMETIDA

~~3.4.2.1~~ La Potencia Firme de Largo Plazo de la generación propia se calculará con los mismos procedimientos que para un Generador.

3.4.2.2 El Distribuidor deberá dedicar su generación propia a la garantía de suministro de sus clientes que abastece a tarifas reguladas con los mismos compromisos que un Contrato de Suministro (compromiso de Potencia Firme y compromiso de precio de la energía y de la Potencia Firme). Si el distribuidor ha cumplido con su obligación de contratar, el mismo tendrá la opción de dedicar su generación propia, a la garantía de suministro de sus clientes en los términos antes mencionados. En todo caso, esto deberá informarse con la anticipación establecida en estas Reglas Comerciales.

3.4.2.3 El Distribuidor habilitado como Participante Productor, que haya cumplido con su obligación de contratar según lo establecido en la regulación vigente, podrá comprometer Potencia Firme y/o energía de su generación propia en venta en contratos a otros Participantes Consumidores, de acuerdo a los requerimientos y procedimientos que establecen estas Reglas Comerciales para la contratación de Participantes Consumidores y para la venta por contratos de Participantes Productores. La generación propia que resulte asignada a contratos de venta a terceros o al cubrimiento de la garantía de suministro propia se denomina Generación Propia Comprometida.

3.4.2.4 Cuando un Distribuidor tenga Generación Propia Comprometida para su garantía de suministro, le aplican las mismas Reglas Comerciales y obligaciones que a un Generador que vende energía y/o potencia por contratos.

3.4.2.5 El Distribuidor habilitado como Participante Productor, que haya cumplido con su obligación de contratar según lo establecido en la regulación vigente, sólo podrá vender por contratos a otros Participantes Consumidores o Productores, Potencia Firme y/o energía de su generación propia que no estén comprometidos a la garantía de suministro de sus clientes que abastece a tarifas reguladas.

3.4.2.6 En caso de ventas por contratos, el Distribuidor habilitado como Participante Productor deberá indicar al CND y a la ASEP la fuente de generación propia firme que compromete.

3.4.2.7 El Distribuidor habilitado como Participante Productor, que haya cumplido con su obligación de contratar según lo establecido en la regulación vigente, podrá aportar al servicio auxiliar de reserva de largo plazo Potencia Firme de su generación propia que no esté comprometida a la garantía de suministro de sus clientes, para lo cual deberá cumplir con los requisitos establecidos en estas Reglas Comerciales y demás normativas vigentes, para que un Participante Productor esté habilitado a proveer este servicio. La Potencia Firme que aporta a este servicio se considerará también generación propia comprometida.

3.4.3 COMPROMISO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO A LOS CLIENTES QUE

ABASTECE A TARIFAS REGULADAS

3.4.3.1 Con el objeto de contar con suficiente anticipación con Potencia Firme y energía comprometida de los clientes, el Distribuidor, que no haya cumplido con su obligación de contratar de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, deberá comprometer la Potencia Firme y energía de su generación propia con sus clientes regulados. De cumplir con dicha obligación deberá informar por escrito al CND, antes del 15 de julio de cada año, la potencia firme y energía de su generación propia, que compromete para cubrir la garantía de suministro de sus clientes regulados y el plazo de las mismas, y conjuntamente suministrar los datos de las proyecciones de demanda para elaborar el Informe Indicativo de Demandas. El periodo de compromiso para el que compromete la generación propia debe cubrir por lo menos los 12 meses del año siguiente.

3.4.3.2 Cada año, la información a suministrar por el Distribuidor corresponde a la generación propia que decide comprometer a la garantía de suministro de sus clientes que abastece a tarifas reguladas adicional a los compromisos que continúan vigentes de lo notificado en años anteriores, de existir dichos compromisos anteriores.

3.4.3.3 En el Informe Indicativo de Demanda el CND deberá indicar el compromiso notificado por el Distribuidor, incluyendo plazos, cantidades y las unidades o plantas comprometidas, así como los compromisos que continúan vigentes de años anteriores.

3.4.3.4 Una vez notificado un compromiso, de acuerdo a lo indicado en las presentes Reglas Comerciales, dicho compromiso se considerará generación propia comprometida, vigente por el plazo informado. Para los efectos de estas Reglas Comerciales, el CND deberá considerar la generación propia comprometida dedicada a la garantía de suministro de los clientes del Distribuidor que abastece a tarifas reguladas como si se tratara de un Contrato de Suministro, con el plazo y cantidades informadas. El CND deberá administrar las operaciones de compra en el Mercado Ocasional y compensaciones diarias de potencia que le corresponde a dicha generación propia comprometida con las mismas reglas que un Contrato de Suministro de un Generador.

3.4.3.6 Para el traslado a tarifas, la generación propia comprometida de un Distribuidor se valorizará al precio competitivo de Mercado, dado por el precio medio de la energía y de la Potencia Firme de los contratos trasladables a tarifas que correspondan a contratos iniciales, asignados en el proceso de privatización del Distribuidor, o contratos resultantes de procesos de libre competencia. Dichos precios se calcularán como el promedio mensual de los contratos vigentes ponderados por la energía y potencia contratada, y las compras en el mercado ocasional. Estos precios serán trasladables a las tarifas reguladas como costo reconocido de compra de la generación propia comprometida.

3.4.3.7 Para la generación propia que no resulte comprometida, el CND deberá considerar que la energía y Potencia Firme de dicha generación propia no tiene compromisos y determinar las operaciones de venta en el Mercado Ocasional y

compensaciones diarias de potencia que le correspondería a dicha generación propia con las mismas reglas y procedimientos que si perteneciera a un Generador.

3.4.4 OPERACIONES EN EL MERCADO OCASIONAL Y COMPENSACIONES DE

POTENCIA

3.4.4.1 El Distribuidor con generación propia comprometida para su garantía de suministro o habilitado como Participante Productor y que vende en Contratos de Suministro a otro Distribuidor o a Grandes Clientes o que aporta al servicio auxiliar de reserva de largo plazo, se registrará por lo establecido en la regulación vigente para la participación en el Mercado Ocasional y en las compensaciones diarias de potencia aplicables a un Participante Productor. En consecuencia, podrá resultar comprando del Mercado Ocasional o de compensaciones de potencia para cumplir la obligación asociada a la generación propia comprometida. Le aplicarán también las reglas referidas a incumplimientos a los compromisos de Potencia Firme. El Distribuidor sólo podrá participar con su generación propia en el Mercado Ocasional y/o en las compensaciones diarias de potencia siempre que haya cumplido con su obligación de contratar de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente.

3.4.4.2 El CND deberá realizar el seguimiento de la disponibilidad de la generación propia comprometida del Distribuidor y darle el mismo tratamiento que a un participante Productor para el cálculo del Balance de Potencia, requerimiento de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y para determinar incumplimientos a la potencia comprometida.

3.4.4.3 El CND deberá realizar el seguimiento de la generación propia de un Distribuidor como si se tratara de un Generador. Para estos efectos, la energía producida por generación propia del Distribuidor que no resulte parte de la generación propia comprometida se considerará vendida al Mercado Ocasional. El Distribuidor habilitado como Participante Productor podrá ofertar en las compensaciones diarias de potencia la potencia disponible excedente respecto de la generación propia comprometida. El Distribuidor sólo podrá participar con su generación propia en el Mercado Ocasional y/o en las compensaciones diarias de potencia siempre que haya cumplido con su obligación de contratar de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente.

3.4.4.4 Junto con el Documento de Transacciones económicas, el CND deberá informar para cada Distribuidor el resultado de la generación propia indicando la siguiente información:

- a) Generación propia por planta y total;
- b) Energía y Potencia Firme vendida en contratos;
- c) Energía y Potencia Firme vendida en los compromisos asumidos como generación propia comprometida a la garantía de suministro de los clientes que abastece a tarifas reguladas.

3.4.4.5 Junto con el Documento de Transacciones económicas, el CND deberá informar para cada Distribuidor que vende en contratos o en el servicio de reserva de largo plazo a terceros, su resultado como si perteneciera a un Generador. La información deberá incluir:

- a) Balance neto de las operaciones en el Mercado Ocasional que hubiera resultado de los contratos si la generación propia comprometida en contratos perteneciera a un Generador.
- b) Balance neto de las operaciones en las compensaciones diarias de potencia que hubiera resultado si la generación propia comprometida en contratos y en el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo perteneciera a un Generador.

3.4.4.6 Junto con el Documento de Transacciones económicas, el CND deberá informar para cada Distribuidor el resultado de la generación propia que no está comprometida como si perteneciera a un Generador. La información deberá incluir:

- a) Transacciones de venta en el Mercado Ocasional que hubieran resultado para la energía producida con la generación propia que no corresponde a generación propia comprometida.
- b) Transacciones de venta en las compensaciones diarias de potencia que hubieran resultado para la potencia que no corresponde a generación propia comprometida.
- c) Costo de Mercado de la generación propia no comprometida, suma del valor resultante de a) más b).

3.4.4.7 El CND deberá enviar a la ASEP la información de los resultados de la generación propia de un Distribuidor que se indican en estas Reglas Comerciales, a los efectos de cálculos de los costos reconocidos a trasladar a sus tarifas reguladas.

5.2.1.4 En caso de tener el Distribuidor generación propia comprometida para la garantía de suministro de sus clientes regulados, se incluirá esta información junto con el Informe Indicativo de Demandas aprobado. Una vez aprobado el Informe Indicativo de Demandas, la obligación de garantía de suministro de cada Distribuidor estará dada por los valores que resulten del Informe Indicativo de Demandas: para los clientes regulados de dicho Distribuidor como potencia, la demanda máxima de generación prevista y como energía, el consumo previsto. La obligación de contratar de cada Distribuidor está dada por la obligación de garantía de suministro que no quede cubierto con generación propia comprometida del Distribuidor. En tanto no se apruebe un nuevo Informe Indicativo de Demandas, se mantendrá la obligación de garantía de suministro y la obligación de contratar vigente para cada Distribuidor.

5.2.1.6 Durante el período de vigencia del Informe Indicativo de Demandas, el CND deberá ajustar la información de demanda máxima de generación de un Distribuidor y un Gran Cliente conectado a su red si el Gran Cliente estaba previsto como Participante en dicho Informe y deja de serlo, o si estaba previsto en dicho Informe como Gran Cliente

comprando de su Distribuidor a tarifa regulada y en vez se convierte en Participante Consumidor.

5.5.4.4 Un Distribuidor o Gran Cliente Participante Consumidor puede ofertar como reserva de largo plazo retiro de demanda durante períodos prolongados y el precio requerido, en la medida que el CND lo habilite a proveer el servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Para ello, antes del 1 de Octubre de cada año deberá solicitar la autorización a proveer servicio de reserva con su demanda interrumpible.

5.5.4.5 El CND debe habilitar a ofertar reserva de largo plazo a un Participante Consumidor si demuestra cómo implementará dicha interrumpibilidad y cómo la podrá verificar el CND. El CND deberá acordar con los participantes una Metodología para la implementación de demanda interrumpible aportando servicios de reserva, incluyendo requisitos, duración de la interrumpibilidad, etc.

6.1.1.2 El Distribuidor debe cumplir con la normativa definida en las presentes Reglas Comerciales para llevar a cabo su contratación, así como con los Parámetros, Criterios y procedimientos para la Compra / venta Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica y sus modificaciones.

6.2.1.2 Cada Distribuidor, que no haya cumplido con su obligación de contratar establecida en la regulación vigente, tiene la obligación de comprometer con sus clientes regulados la Potencia Firme de largo plazo de su generación propia.

6.3.1.2 Cada Distribuidor, que no haya cumplido con su obligación de contratar establecida en la regulación vigente, tiene la obligación de comprometer con sus clientes regulados toda la energía que resulte generada por su generación propia.

6.4.1.2 De considerar la ASEP que el motivo es justificado, se aplicará lo dispuesto en los Parámetros, Criterios y procedimientos para la Compra / venta Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica y sus modificaciones.

6.5.2.7 Por cada MW de Potencia Máxima Comercial que el Participante Productor pone a disposición del contrato, independientemente de que se genere o no, hasta la disponibilidad objetivo, la parte compradora pagará el precio de la potencia que surja del contrato.