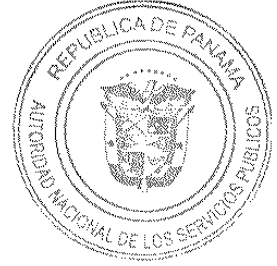


# *República de Panamá*

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No 5849 -Elec

Panamá, 31 de Diciembre de 2012

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

**LA ADMINISTRADORA GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

### CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, “ Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el artículo 3 del Texto Único de la Ley No.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 del Texto Único de la Ley 6 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 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997 otorga a esta 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 Resolución No.JD-605 de 24 de abril de 1998, modificada a través de las Resoluciones No.JD-763 de 8 de junio de 1998, No.JD-3207 de 22 de febrero de 2002, No.JD-3463 de 21 de agosto de 2002, No.JD-4812 de 22 de junio de 2004, No. JD-5864 de 17 de febrero de 2006, AN No.2821-Elec de 29 de julio de 2009, AN No.2969-Elec de 23 de septiembre de 2009, AN No.3476-Elec de 10 de mayo de 2010, AN No.4581-Elec de 11 de julio de 2011 y AN No.5061-Elec de 11 de enero de 2012, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad;
7. Que el artículo segundo de la Resolución AN No.2969-Elec de 23 de septiembre de 2009, la cual modifica la Resolución No.JD-605 de 24 de abril de 1998, establece que las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad podrán ser modificadas por esta Autoridad Reguladora, a través del procedimiento de Consulta Pública, ya sea a petición de parte o de oficio;
8. Que los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, con la finalidad de llevar a cabo un proceso gradual de integración eléctrica, mediante el desarrollo de un mercado eléctrico regional competitivo, a través de



Resolución AN No. 5849 -Elec  
de 31 de diciembre de 2012  
Página 2 de 8

líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales, suscribieron el 30 de diciembre de 1996, en la ciudad de Guatemala, el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central;

9. Que el artículo 1 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece como objeto del mismo la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente;
10. Que mediante el oficio identificado EOR-PJD-05-06-2012-2007 de 5 de junio de 2012, el Ente Operador Regional (EOR), presentó para su aprobación a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), un Procedimiento de Detalle Complementario al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), a fin de contar con disposiciones transitorias específicas que, junto al RMER, proporcionen una base para implementarlo gradualmente en un corto plazo, el cual fue aprobado por la CRIE, a través de la Resolución CRIE-P-09-2012;
11. Que la Autoridad Reguladora ha elaborado una propuesta de modificación a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, como parte del proceso de interfaces regulatorias para que las normas sectoriales del Mercado Mayorista de Electricidad, estén acordes con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el cual entrará en vigencia a partir del 1° de enero de 2013;
12. Que el numeral 26 del artículo 9 de la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, establece, entre las atribuciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, realizar en general, todos los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la ley;
13. Que en virtud de lo anterior, esta Autoridad Reguladora, mediante la Resolución AN No.5762-Elec de 21 de noviembre de 2012, aprobó la celebración de la Consulta Pública No.027-12 para considerar la propuesta de efectuar cambios en las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones;
14. Que la Consulta Pública No.027-12 tuvo lugar del 23 de noviembre al 14 de diciembre de 2012, y en la misma se recibió únicamente el comentario de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), tal como consta en el Acta de Cierre de 14 de diciembre de 2012;
15. Que sobre los comentarios y observaciones remitidos por ETESA, esta Autoridad Reguladora realiza el siguiente análisis:

#### 15.1. Comentario en relación a las Definiciones:

Indican que en todo el documento la nomenclatura de Operador del Sistema y Operador del Mercado, debe ser OS/OM y no OS&M.

Por otra parte, señalan que cuando se refiere a los términos exportación e importación de ocasión, se debe indicar que dichos términos se refieren sólo al mercado local.

#### Análisis de la Autoridad:

Se acepta el comentario, por lo cual en todo el documento cuando se refiere a los términos Operador del Sistema y Operador del Mercado, se indicara el término OS/OM, en lugar de OS&M.

Con relación al comentario sobre el Participante Consumidor, se acepta el comentario, por lo cual cuando se haga referencia al tema de exportación e importación de ocasión, se indicara que se refiere al Mercado Ocasional Nacional.



Resolución AN No. 5849 -Elec  
de 31 de Diciembre de 2012  
Página 3 de 8

#### 15.2. Comentario al numeral 4.1.1.3:

Con relación al numeral 4.1.1.3 indican que el mismo “ya existe”, por lo que se preguntan, “cuál de las dos versiones queda vigente.”

Por otro lado, recomiendan se “verifique el nuevo procedimiento que está proponiendo para suspender las exportaciones. Entendemos del numeral que permite la flexibilización de los contratos en el MER, siendo así no necesariamente un contrato de exportación de un agente en Panamá se cumple con energía del mercado local, sino que puede ser comprada en el MER y cumplir el compromiso. Siendo así, no pareciera tener sentido que pos situaciones del mercado local se suspenda un programa de exportación cuando el mismo no se origina desde Panamá sino que el Agente local lo compró en el MER para satisfacerlo. Sin embargo, el procedimiento de suspensión no toma en cuenta eso.” (sic)

#### Análisis de la Autoridad:

Sobre la existencia del citado numeral, se está eliminando la redacción anterior, y el referido artículo será reemplazado por una nueva redacción.

Con relación a la suspensión de una exportación, debido a una situación del mercado local y la posibilidad de un agente de cumplir con sus compromisos con energía del Mercado Regional, debemos indicar que en la propuesta de modificación del referido artículo, no se alterara la manera en que un agente del Mercado Mayorista puede cumplir con sus compromisos de energía. De igual forma, la modificación propuesta es consona con la definición de Despacho Económico establecida en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, la cual indica que el Despacho económico es “El despacho económico de las unidades de generación, sujetas a despacho en el sistema interconectado nacional, y el de las transferencias a través de interconexiones internacionales, se efectuará en orden ascendente de su costo variable aplicable al despacho, de tal forma que se atienda la demanda instantánea y se minimicen los costos de operación y mantenimiento, cumpliendo con los criterios adoptados de confiabilidad y seguridad de suministro y teniendo en cuenta las restricciones operativas, de acuerdo con las reglas establecidas en el Reglamento de Operación, por lo que, el comentario no se acepta.

#### 15.3. Comentario al numeral 4.2.1.2:

Con relación al citado numeral indican que el mismo “está acorde con lo que se establece en el artículo 28 del Decreto Ejecutivo No.22 de 19 de junio de 1998, en el cual se define los treinta (30) días que con antelación deben ser entregados a la ASEP y al CND los Contratos de Largo Plazo de Compra Venta de Energía a otros países.”

De igual forma indica que “la redacción actual de las Reglas Comerciales define que los contratos de largo plazo, son aquellos que entre otros requisitos, comprometen la comercialización de potencia y/o energía por un plazo no menor de 12 meses.”

“Al eliminar la referencia a los contratos de largo plazo, entonces el artículo 28 de precitado Decreto Ejecutivo queda en el aire, es decir, no queda regulado en ningún contrato.”

#### Análisis de la Autoridad:

Se rechaza el comentario, toda vez que para armonizar las Reglas Comerciales con el Reglamento del MER, se propuso reemplazar la clasificación actual de los contratos internacionales, entre largo plazo y corto plazo, por una clasificación de contratos firmes y no firmes, independientemente de su duración, para que estén acorde con las reglas del Mercado de Contratos Regional.



Resolución AN No. 1849 -Elec  
de 31 de Diciembre de 2012  
Página 4 de 8

#### 15.4. Comentario al numeral 9.2.1.1.:

Con relación al referido comentario “la propuesta fija que los contratos de importación entran al despacho económico con un costo de 0 (cero) \$/MWh. Siendo así, es necesario revisar el literal d) del numeral 11.1.1.2 para introducir una modificación y establecer el procedimiento de valorización de las pérdidas de transmisión, ya que si no a las importaciones en contratos se les reconocería esas pérdidas a 0.00 \$/MWh, situación que no sería lógica.”

##### **Análisis de la Autoridad:**

Se acepta el comentario, por lo que se aclarará en el mismo que las pérdidas relacionadas a contratos de importación con costo aplicable al despacho de cero (0) \$/MWh, serán valorizadas de la misma manera que las pérdidas asociadas a energías provenientes de un Cogenerador.

#### 15.5. Comentario a los numerales 12.2.1.3, 12.2.1.5, 12.2.1.7, 12.3.1.2, 12.3.1.3 y 12.3.1.4:

Con relación a los referidos numerales, señalan que los mismos “hacen referencia a la información que el CND debe entregar a la ASEP para revisión de temas tarifarios y que se identifica como COSTOS DE COMPRA PREVISTOS”.

Como se establece en el numeral 14.1.1.2 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, el CND no realiza la función de determinar el costo de la energía ni potencia establecidos en los Contratos de Suministro sino simplemente entrega a Las Partes la información de cantidades de energía y potencia para que éstas procedan a su liquidación.

De igual manera de acuerdo al numeral 14.1.1.3 de las Reglas Comerciales, el CND no efectúa los cálculos de los cargos de transmisión, sino que de existir, le entrega la información física para que ETESA en su rol de Agente Transportistas efectúe dichos cálculos.

La redacción parece haberse quedado de versiones anteriores, en donde el CND sí realizaba estas funciones, pero cómo se ha mencionado ya no las hace. De hecho, en muchos casos no cuenta con la información de referencias de fórmulas de indexación de los costos de energía que se utilizan en la liquidación de los contratos.

Considerando lo anterior se recomienda que los costos previstos por compra de potencia y energía sean entregados por los Distribuidores, tal vez el CND podría revisar la consistencia en la energía y potencia asignada a cada contrato pero no a su valoración. En cuanto a los cargos de transmisión que los mismos le sean requeridos a la Empresa de Transmisión quién es el encargado de estas labores.”

##### **Análisis de la Autoridad:**

Se acepta el comentario y se corregirán los numerales indicados para que la función del Centro Nacional de Despacho (CND) sea solamente la de entregar a las partes la información de los montos de energía y potencia de los contratos de energía, para que de esta forma procedan a su liquidación, de acuerdo a lo establecido en el numeral 14.1.1.2. de las Reglas Comerciales. De igual manera se incluirá que el CND debe presentar la información de potencia y energía de los Contratos Regionales.



Resolución AN No. 5849 -Efec  
de 31 de dicembre de 2012  
Página 5 de 8

**15.6. Comentario al numeral 13.1.1.3:**

Indican que el referido numeral ya existe, por lo que no queda claro, cuál quedaría vigente.

**Análisis de la Autoridad:**

Se rechaza el comentario, toda vez que se está eliminando la redacción actual del citado numeral y se reemplazara por otra, la cual estará establecida en la sección denominada “SE AGREGAN LOS SIGUIENTES NUMERALES”.

**15.7. Comentario al numeral 13.2.2.1 literal b):**

Con relación al referido numeral indican que “los derechos de transmisión en el MER no solo se circunscriben a las interconexiones internacionales, sino a toda la red involucrada desde el punto de inyección al punto de retiro.”

**Análisis de la Autoridad:**

Se acepta el comentario y se modificará la redacción final para indicar que “...derechos de capacidad de transmisión en las Redes de Transmisión e Interconexiones Internacionales correspondientes...”. No obstante, aclaramos que tanto el tema de los Contratos Firmes, como de Derechos de Transmisión, se encuentran actualmente en revisión por parte de la Entidad Reguladora Regional, por lo que en el futuro podrían requerir nuevas modificaciones en relación al tema.

**15.8. Comentario al numeral 13.2.3.3 y 13.2.3.4:**

Con relación a los citados numerales indica que en los mismos “se definen dos (2) procedimientos para determinar la máxima energía a importar en contratos desde un país del MER, una por la entidad reguladora del país importador y otro por la ASEP.” De igual forma indica, que en caso de que la interpretación no haya sido la correspondiente, solicitan se aclare las redacciones para que no se preste a confusión.

**Análisis de la Autoridad:**

Se aclara que lo indicado en el numeral 13.2.3.3 se refiere a los montos de potencia y/o energía provenientes del país exportador. Es decir, se aclara que los montos de potencia y/o energía de los contratos de importación que se realicen, no pueden superar los máximos establecidos por la entidad reguladora de dicho país.

De igual forma el numeral 13.2.3.4, indica que se deben determinar los montos de potencia y/o energía máximos que se pueden importar a Panamá, toda vez que una importación es considerada en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá, como un Generador Virtual instalado en la frontera, por lo que se le debe considerar los mismos procedimientos aplicables a un Generador Nacional. Por tanto, el comentario en relación a los citados numerales, no se acepta.



Resolución AN No. 5849 -Elec  
de 31 de Diciembre de 2012  
Página 6 de 8

**15.9. Comentario al numeral 13.2.4.6.:**

Con relación al referido numeral indican que “ya existe”, y que el tema que se desarrollo en el mismo, es distinto al que se propone en este numeral. “Siendo así, no se sabe cuál es la redacción final que quedaría vigente.”

**Análisis de la Autoridad:**

Se rechaza el comentario, toda vez que se está eliminando la redacción actual del citado numeral y se reemplazara por otra, la cual estará establecida en la sección denominada “SE AGREGAN LOS SIGUIENTES NUMERALES”.

**15.10. Comentario al numeral 13.3.1.1:**

“La propuesta establece las regulaciones que permiten al CND interrumpir un intercambio programado a través de la interconexión. Sin embargo, se observa que se ha eliminado la referencia al Decreto Ejecutivo No. 22 en donde en su artículo 28 establece la Prioridad de Abastecimiento al mercado local. Consideramos importante que se mantenga esta referencia.”

**Análisis de la Autoridad:**

Se rechaza el comentario, toda vez que en la propuesta de modificación está basada en la regulación de Panamá, por lo que no es necesario establecer un numeral específico para este tema.

**15.11. Comentario al numeral 13.3.1.6:**

“La propuesta de redacción define el procedimiento de cómo y bajo qué criterios se interrumpe o reduce los intercambios de exportación e importación. Sin embargo, observamos que se eliminó el criterio de preaviso con las que se informan los contratos al CND como elemento decisorio en la interrupción de este tipo de transacciones, quedando indefinido cómo proceder. Consideramos importante que se mantenga este criterio.”

**Análisis de la Autoridad:**

La redacción propuesta indica el orden de interrumpibilidad de las exportaciones e importaciones de energía, siendo la primera en interrumpirse la importación y/o exportación no firme fuera de contratos, es decir, el mercado de ocasión; por lo que darse dicha interrupción, se interrumpirán primero los intercambios de contratos no firmes y por último los contratos firmes.

De igual manera, para dar mayor claridad, se incluirá en el citado numeral que el CND desarrolle la metodología de detalle necesaria para determinar el orden de interrupción de los intercambios de energía, amparados bajo contratos No firmes y Contratos Firmes.

**15.12. Comentario al numeral 13.4.1.2.:**

Con relación el referido numeral indican que en el mismo se hace referencia a importación y exportación de ocasión, sin embargo, en otros apartados de la propuesta, se habla de importación y exportación no firmes, por lo que recomiendan “homologar este tipo de transacciones.”



Resolución AN No. 5849 -Elec  
de 31 de diciembre de 2012  
Página 7 de 8

#### **Análisis de la Autoridad:**

Se rechaza el comentario, toda vez que los términos Importación de Ocasión y Exportación de Ocasión, están incluidos en el numeral 2.1 con respecto a las Definiciones.

#### **15.13. Comentario al numeral 13.4.1.4:**

“La propuesta establece que las exportaciones de oportunidad se modelen como un Gran Cliente en los nodos de interconexión. El principal objetivo de esta modelación es comercial y busca que la exportación como demanda pague los cargos que se le atribuyen a esos Participantes del Mercado. Para el caso específico de las pérdidas de transmisión, éstas se determinan mediante factores y cada nodo de retiro tiene asignado un factor distinto; siendo así los factores son distintos en Progreso, Veladero y Changuionla que es donde se modelarían las exportaciones. La propuesta generaliza y solo dice que se modele la exportación de oportunidad en los nodos de exportación, que cómo se aprecia tendrá resultados distintos dependiendo de en que nodo se ubique.

Recomendamos que desde este nivel si fije en el nodo exacto donde se modelará la exportación o que el CND mediante la Metodología de Detalle correspondiente determine este nodo. Lo anterior aplica igualmente a la exportación por contratos. El resto de los cargos que se aplican a la demanda no depende de la ubicación de la misma.” (sic)

#### **Análisis de la Autoridad:**

Se acepta el comentario y se incluirá en el citado numeral que el CND desarrolle la Metodología de Detalle correspondiente, para así determinar el nodo en donde se modelará la exportación de energía, dependiendo de la oferta presentada y los cargos aplicables.

#### **15.14. Comentario al numeral 13.4.1.5.:**

La propuesta establece una relación directa entre el CND y otro OS/OM para liquidar los saldos netos que se produzcan en el MER como producto de importación o exportación en el mercado ocasional. La estructura actual del RMER no contempla esta posibilidad ya que todo está centralizado a través del EOR, por lo que la redacción abre la puerta a una posibilidad no es factible. Se recomienda eliminarla, para no crear confusión y si en el futuro esto se permite entonces modificamos las Reglas Comerciales. (sic)

#### **Análisis de la Autoridad:**

Se acepta el comentario, y se eliminará en el mismo referirnos a las otras Entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales (OS/OM).

#### **15.15. Comentario al numeral 14.2.1.13:**

“En el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC) aprobado por la CRIE se definió que en este período inicial las mediciones de los nodos de la RTR se enviarían dentro de las 48 horas siguientes al día en cuestión. Acá la ASEP establece la obligación de enviar esta información a más tardar a las 10:00 horas del día siguiente; por lo que se recomienda en este período inicial dejar el plazo de las 48 horas y hacer la salvedad que cuando este período termine se deberá cumplir con el plazo de la propuesta.”



Resolución AN No. 5849 -Elec  
de 31 de diciembre de 2012  
Página 8 de 8

#### **Análisis de la Autoridad:**

Se acepta el comentario, por lo que se dejará el plazo de cuarenta y ocho (48) horas, aprobado mediante el Procedimiento de Detalle Complementario, para la presentación de información requerida en el formato establecido por el EOR.

#### **15.16. Comentario al numeral 14.9.1.4.:**

“La gestión administrativa y financiera del mercado local y del MER se realiza a través de instituciones bancarias distintas, es decir existe un Banco que atiende el cierre financiero del mercado local (DTE) y otro que en conjunto con el Banco Liquidador Regional (ubicado en El Salvador) atiende el cierre financiero del MER (DTER). La redacción parece establecer que mediante una sola institución bancaria se haga el cierre financiero de los dos (2) mercados y actualmente ello no se puede. Que en el futuro se pueda, quizás, pero primero debemos cumplir con formalidades propias para fusionar estas dos (2) actividades y que se venzan los compromisos que tenemos con el banco local con el cual administramos el pago de los DTE.”

#### **Análisis de la Autoridad:**

Se acepta el comentario, por lo que en el mismo se indicará que el CND debe desarrollar una metodología de detalle para realizar el pago de las transacciones del MER.

16. Que una vez analizado lo antes señalado, y efectuado los cambios pertinentes, esta Autoridad Reguladora concluye que lo procedente es modificar las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998, por lo que;

#### **RESUELVE:**

**PRIMERO: APROBAR** las modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998, contenidas en el Anexo A de la presente Resolución.

**SEGUNDO: COMUNICAR** al Centro Nacional de Despacho que las “Modificaciones a las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad”, entrará en vigencia a partir de la promulgación de la presente Resolución.

**TERCERO:** Esta Resolución rige a partir de su promulgación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998; Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ZELMAR RODRÍGUEZ CREPO**  
Administradora General







## **ANEXO A**

### **REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

#### **REGLAS COMERCIALES**

**RESOLUCIÓN AN No 5849 -Elec. de 31 de diciembre de 2012**



MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

### I. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES NUMERALES

#### 2.1 DEFINICIONES

...

Exportación de ocasión o de Oportunidad: Operación de exportación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Ocasional Nacional.

Importación de Ocasión o de Oportunidad: Operación de importación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Ocasional Nacional.

Importación No Firme: Operación de importación que no corresponde a un contrato firme.

Participante Consumidor o Consumidor: Es el Participante que compra energía eléctrica a nivel mayorista para consumo propio o de sus clientes minoristas. Incluye en la República de Panamá a los Distribuidores y a los Grandes Clientes que compran a nivel mayorista, y al Participante cuyo consumo asociado se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional.

Participante Extranjero: Es el Participante Consumidor o Productor cuyo consumo o producción asociada se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional.

Participante Productor o Productor: Es el Participante que produce energía eléctrica para su venta a nivel mayorista. Incluye en la República de Panamá a los Generadores, la Generación Propia del Distribuidor, Autogeneradores y Cogeneradores. Incluye también al Participante cuya producción asociada se ubica en otro país y que se conecta a través de redes de interconexión internacional. También son considerados Participantes Productores los generadores que hayan suscrito un contrato de suministro o de reserva, en el que funja como parte vendedora, pero que por razones de retraso, se inicie la vigencia del suministro antes de comenzar la operación comercial de su planta y que este retraso se encuentre dentro de los plazos de demoras permitidos en la licencia, concesión o contrato de suministro correspondiente.

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

4.2.1.2 Con las excepciones que se aplican a los contratos de importación y exportación, de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales, los plazos de

6



anticipación para que un Participante presente al CND un contrato y el plazo en que el CND debe responder sobre su administración, deben ser los siguientes:

...

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

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

9.2.1.1 El Costo Variable aplicable al despacho está dado por:

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

9.4.1.6 Con los datos ex pos el CND debe verificar el cumplimiento de cada interrumpibilidad requerida. La oferta de interrumpibilidad aceptada por el CND será remunerada como reserva operativa en la medida que cumpla durante todo el día el



compromiso acordado. Si la oferta de interrumpibilidad es aceptada en el MER, no será sujeta de la anterior remuneración.

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

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

9.5.2.4 Durante la operación en tiempo real, el CND deberá realizar el seguimiento de la ejecución del predespacho realizado el día anterior procurando que se cumplan los intercambios de energía y transacciones programadas. Ante desvíos significativos con las condiciones que se observan en la operación real, o solicitudes del EOR y/o el OS/OM de otro país, el CND deberá realizar un redespacho e informarlo a los Participantes conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Operación. En caso de efectuar redespachos, el CND deberá revisar si se producen variaciones en los precios de la energía y en tal caso informarlo a los Participantes antes de su entrada en vigencia. El CND debe especificar claramente, en el documento que se publique, cuáles fueron las razones que obligaron a la realización del redespacho.

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

- a) La compra prevista de energía de cada Contrato de Suministro, así como la compra prevista de energía de cada Contrato Regional;
- b) Las transacciones previstas de energía en el Mercado Ocasional y el Mercado Ocasional Regional como Participante Consumidor y el costo neto de dichas compras;
- c) Los sobrecostos previstos por generación obligada;
- d) El cargo previsto por pérdidas.
- e) El costo previsto por energía por servicios auxiliares.

**ASEP**

MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

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

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

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

12.3.1.2 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 de Suministro y cada Contrato Regional;
- b) Más el resultado neto de sus transacciones en el Mercado Ocasional y el Mercado Ocasional Regional, como Participante Consumidor;
- c) Más el resultado neto de los sobrecostos por generación obligada;
- d) Más el costo por energía de los servicios auxiliares.

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

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

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

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

13.2.1.3 El CND debe asignar los cargos o créditos que surjan como resultado de un contrato de importación dentro del Mercado de Panamá, ya sea en el Mercado Ocasional o por compensaciones de potencia (para contratos de importación de potencia), pérdidas

6

**ASEP**

MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

de energía o servicio por uso de red de transmisión, al Participante Nacional que es la parte compradora. Para un contrato de exportación los cargos o créditos deben ser asignados al Participante Nacional que es la parte vendedora.

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

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

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

#### 13.2.2 CONTRATOS FIRMES Y NO FIRMES

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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



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

13.2.4.4 El CND sólo podrá rechazar un Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo de un contrato firme de exportación si presenta un Informe que demuestra que alguno de los datos utilizados no cumple los requisitos establecidos en estas reglas o mediante un estudio similar demuestra que los resultados son incorrectos. En caso de conflicto, el CND deberá enviar ambos estudios (el del CND y el del Participante Productor) a la ASEP que decidirá en instancia última pudiendo para ello requerir mediante asesoría de terceros independientes un estudio adicional y/o el análisis de los estudios realizados.

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

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

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

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

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





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

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

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

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

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

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

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

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



MOR o a otro país, así como el nodo en donde se modelará la exportación, dependiendo de la oferta presentada y los cargos aplicables.

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

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

14.3.1.2 Cuando por cualquier causa el CND no cuente con alguna información comercial proveniente del sistema de medición comercial existente, debe completarla de acuerdo al siguiente procedimiento. Para puntos de medición con medidores principales y de respaldo:

- a) De no contar con información del medidor principal, recurrir a la información del medidor de respaldo.
- b) De no contar con información del medidor de respaldo, recurrir a la información del sistema de medición con que cuente el CND en los puntos de entrega / retiro del mercado mayorista.
- c) De no contar con información del sistema de medición con que cuente el CND en los puntos de entrega / retiro del mercado mayorista, recurrir a información del Sistema SCADA.
- d) De contar con información en el SCADA, coordinar con personal del Participante del Mercado dueño del punto de medición para recolectar localmente los datos horarios y enviar por el medio de comunicación disponible al CND.
- e) De no contar con información alguna, el CND debe asumir y utilizar los valores horarios programados en el despacho. De tratarse de un Participante Productor, en tanto se recupere la medición, el CND deberá requerir la salida del GGC y considerarla indisponible, excepto en situaciones de racionamiento y/o emergencias en que deberá mantenerla en servicio.

N



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

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

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

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

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

## **II. SE AGREGAN LAS SIGUIENTES DEFINICIONES Y NOMENCLATURAS**

Contrato de Exportación: Contrato de un Participante Nacional con un Participante Extranjero para la exportación de energía o potencia eléctrica.

Contrato Extrarregional: Contrato internacional con un país no miembro del MER; no pertenece al Mercado de Contratos Regional.

Contrato de Importación: Contrato de un Participante Nacional o un Participante Extranjero para la importación de energía o potencia eléctrica.

Contratos Internacionales: Contratos de importación o exportación.

Contratos Nacionales: Contratos entre Participantes Nacionales que involucran producción y consumo en la República de Panamá.

Contrato Regional: Contrato internacional con un país miembro del MER; hace parte del Mercado de Contratos del MER.

Enlace Extrarregional: Interconexión eléctrica con un país no miembro del MER.



Exportación Firme: Operación de exportación que corresponde a un contrato firme.

Importación Firme: Operación de importación que corresponde a un contrato firme.

Mercado de Contratos: Conjunto de transacciones en contratos de energía y potencia que hacen parte del Mercado Mayorista de Electricidad, incluye los contratos nacionales y los contratos internacionales.

Mercado de Contratos Regional: Conjunto de transacciones de contratos de energía eléctrica regidas por las reglas establecidas en el Reglamento del MER.

Mercado de Oportunidad Regional: Conjunto de transacciones de energía eléctrica con base en ofertas de oportunidad regidas por las reglas establecidas en el Reglamento del MER.

MC: Mercado de Contratos de Panamá

MCR: Mercado de Contrato Regional

MO: Mercado Ocasional de Panamá

MOR: Mercado Ocasional Regional

#### **SE AGREGAN LOS SIGUIENTES NUMERALES**

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

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

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

13.1.1.3 Para la administración comercial y coordinación de las operaciones de importación y exportación regionales, el CND dará cumplimiento a lo dispuesto en el

**ASEP**

MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

Reglamento del MER y en los Reglamentos nacionales. El CND definirá los nodos en los cuales se podrán presentar ofertas de importación y/o exportación

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

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

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

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

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

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

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

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

**ASEP**

MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

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

El CND deberá desarrollar la Metodología de Detalle correspondiente.

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

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

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

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

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

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

**ASEP**

MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

14.2.1.13 Diariamente, antes de las 10:00 horas, el CND obtendrá los datos del día anterior de los equipos de medición del SMEC ubicados en nodos habilitados de la RTR y reportará la información de medición requerida en el formato establecido por el EOR. De forma temporal y mientras permanezca en vigencia el Procedimiento de Detalle complementario al RMER (PDC), el plazo máximo para la entrega de información al EOR es dentro de las 48 horas siguientes al día de la operación. Una vez pierda vigencia el referido PDC, el CND debe ajustarse al plazo indicado en la parte inicial del presente numeral.

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

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

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

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

14.6.1.5 Con base en la información suministrada por el EOR, el CND debe calcular los costos, cargos y acreencias por transacciones y servicios en el MER de los Participantes



nacionales. Dichos valores deben ser tenidos en cuenta para calcular el resultado neto mensual de cada Participante. Para efectos de la aplicación de lo dispuesto en el numeral 14.6.1.4 también se considerarán las deudas y acreencias en el MER.

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

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

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

#### **SE ELIMINAN LOS SIGUIENTES NUMERALES**

4.1.1.3 Los contratos de importación y exportación deben establecer el compromiso físico de intercambio en la interconexión.

13.1.1.3 El CND deberá realizar la coordinación a través del EOR y de los OS/OM de cada país de acuerdo a las normas internacionales y los procedimientos que se acuerden al respecto.

13.2.4.6 Se entiende por energía o potencia requerida por el CND para atender el mercado nacional la requerida:

- a) En contrato de largo plazo autorizados, para las condiciones previstas en el Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo según los criterios establecidos en las presentes Reglas comerciales.
- b) En contrato de corto plazo, para las condiciones previstas dentro de los plazos de preaviso que se indican en los criterios para la administración de la interrumpibilidad de contratos de exportación.

13.3.1.6 Ante requerimientos de despacho económico, el CND está habilitado en la operación en tiempo real y ante un redespacho a interrumpir una intercambio por contrato en una interconexión internacional si corresponde a un contrato de corto plazo notificado con un preaviso no menor de dos días. Previamente, debe haber interrumpido toda importación o exportación de ocasión, de existir.

13.5.1.2 Dado que el precio de la energía en el MER varía en forma horaria, el CND debe operar el sistema y los intercambios en las interconexiones internacionales

#### **CAMBIOS DE FORMA**





ASEP

MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

En todo el documento, a donde se haga referencia al término "Interconexiones Internacionales" se deberá decir "Redes de Interconexión Internacional".

El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 21 días del mes de enero de 2013

  
FIRMA AUTORIZADA