

GACETA OFICIAL

AÑO XCVII

PANAMÁ, R. DE PANAMÁ MIERCOLES 6 DE MARZO DE 2002

Nº 24,505

CONTENIDO

CONSEJO DE GABINETE DECRETO DE GABINETE Nº 4 (De 27 de febrero de 2002)

"POR EL CUAL SE AUTORIZA LA CELEBRACION DEL CONVENIO DE CREDITO A COMPRADOR EXTRANJERO ENTRE LA REPUBLICA DE PANAMA Y EL BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A. (BBVA), POR LA SUMA DE HASTA US \$1,500,000.00 (UN MILLON QUINIENTOS MIL DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA CON 00/100), MAS EL 50% CORRESPONDIENTE A LA PRIMA DE SEGUROS DE LA COMPAÑIA ESPAÑOLA DE SEGUROS DE CREDITO A LA EXPORTACION (CESCE)." PAG. 2

DECRETO DE GABINETE Nº 5 (De 27 de febrero de 2002)

"POR EL CUAL SE AUTORIZA LA CELEBRACION DEL CONVENIO DE CREDITO CON CARGO AL FONDO DE AYUDA AL DESARROLLO (FAD) ENTRE LA REPUBLICA DE PANAMA Y EL INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL DEL REINO DE ESPAÑA (ICO), POR LA SUMA DE HASTA US\$1,500,000.00 (UN MILLON QUINIENTOS MIL DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA CON 00/100), MAS EL 50% CORRESPONDIENTE A LA PRIMA DE SEGUROS DE LA COMPAÑIA ESPAÑOLA DE SEGUROS DE CREDITO A LA EXPORTACION (CESCE)." PAG. 4

RESOLUCION DE GABINETE Nº 12 (De 27 de febrero de 2002)

"POR MEDIO DE LA CUAL SE EXCEPTUA A LA AUTORIDAD DE LA REGION INTEROCEANICA DEL PROCEDIMIENTO DE SELECCION DE CONTRATISTA Y SE AUTORIZA A CELEBRAR CONTRATOS DE CONCESION Y/O ARRENDAMIENTO DE LAS AREAS E INSTALACIONES DEL SECTOR DE SHERMAN, DENTRO DEL POLIGONO DE DOSCIENTOS OCHENTA Y CUATRO HECTAREAS CON MIL CIENTO NOVENTA Y UN METROS CUADRADOS Y SESENTA Y CUATRO DECIMETROS CUADRADOS (284 HAS + 1,191.64 M2) QUE CONSTITUYE LA FINCA QUINCE MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y DOS (15292), INSCRITA AL ROLLO TREINTA Y TRES MIL TRESCIENTOS DIECISIETE (33317), DOCUMENTO UNO (1), SECCION DE LA REGION INTEROCEANICA, DISTRITO Y PROVINCIA DE COLON, PARA REALIZAR TODO TIPO DE ACTIVIDADES TURISTICAS, CONSERVACIONALES Y DE INVESTIGACION" PAG. 7

RESOLUCION DE GABINETE Nº 17 (De 27 de febrero de 2002)

"POR LA CUAL SE EMITE CONCEPTO FAVORABLE Y SE AUTORIZA AL BANCO NACIONAL DE PANAMA A SUSCRIBIR EL CONTRATO CON LA EMPRESA SERVICIOS Y CONSTRUCCIONES FAN, S.A., PARA LA CONSTRUCCION DEL CENTRO COMERCIAL PLAZA BANCONAL EN LA CIUDAD DE SANTIAGO, PROVINCIA DE VERAGUAS", POR LA SUMA TOTAL DE B/.2,194,489.75" PAG. 10

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION Nº JD-3207 (De 22 de febrero de 2002)

"POR LA CUAL SE MODIFICAN LAS REGLAS COMERCIALES DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD APROBADAS MEDIANTE LA RESOLUCION JD-605 DE 24 DE ABRIL DE 1998" PAG. 12

RESOLUCION Nº JD-3208 (De 26 de febrero de 2002)

"POR LA CUAL SE MODIFICA EL NUMERAL NII.2.20 DEL CAPITULO II, TOMO IV DEL REGLAMENTO DE OPERACION, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCION Nº JD-974 DE 10 DE AGOSTO DE 1998" PAG. 152

AVISOS Y EDICTOS PAG. 154

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

Fundada por el Decreto de Gabinete Nº 10 del 11 de noviembre de 1903

LICDO. JORGE SANIDAS A.
DIRECTOR GENERAL

LICDA. YEXENIA RUIZ
SUBDIRECTORA

OFICINA

Calle Quinta Este, Edificio Casa Alianza, entrada lateral
primer piso puerta 205, San Felipe Ciudad de Panamá,
Teléfono: 227-9833 - Fax: 228-8631

Apartado Postal 2189

Panamá, República de Panamá

LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS
PUBLICACIONES

PRECIO: B/.5.00

IMPORTE DE LAS SUSCRIPCIONES

Mínimo 6 Meses en la República: B/. 18.00

Un año en la República B/.36.00

En el exterior 6 meses B/.18.00, más porte aéreo

Un año en el exterior, B/.36.00, más porte aéreo

Todo pago adelantado.

Impreso en los talleres de Editora Dominical, S.A.

CONSEJO DE GABINETE DECRETO DE GABINETE Nº 4 (De 27 de febrero de 2002)

"Por el cual se autoriza la celebración del Convenio de Crédito a Comprador Extranjero entre LA REPÚBLICA DE PANAMÁ y el BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A (BBVA), por la suma de hasta US\$1,500,000.00 (Un Millón Quinientos Mil Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100), más el 50% correspondiente a la prima de seguros de la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE)."

EL CONSEJO DE GABINETE En uso de sus facultades legales y constitucionales

CONSIDERANDO:

Que el Gobierno de la República de Panamá, estima necesario apoyar el proyecto que ejecuta la Universidad de Panamá, a través de un Contrato Comercial con la empresa española DESARROLLO INDUSTRIAL DE SISTEMAS Y TECNOLOGÍA EDUCATIVA, S.A. (DISTESA), para la ampliación del Proyecto de Equipamiento de la Universidad de Panamá por un monto de hasta US\$3,000,000.00 (Tres Millones de Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100)."

Que para ejecutar el proyecto el **BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A., (BBVA)**, ha aprobado otorgar un crédito por la suma de hasta US\$1,500,000.00 (Un Millón Quinientos Mil Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100), para financiar el cincuenta por ciento (50%) de dicho Contrato Comercial bajo la Concesión de un Crédito a Comprador Extranjero.

Que el Consejo Económico Nacional en sesión celebrada el 30 de enero de 2002, emitió opinión favorable al Convenio de Crédito a Comprador Extranjero a suscribirse entre la República de Panamá y el **BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A., (BBVA)**, para la ampliación del Proyecto de Equipamiento de la Universidad de Panamá, por un monto total de hasta US\$1,500,000.00 (Un Millón Quinientos Mil

Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100), más el 50% correspondiente a la prima de seguros de la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE).

DECRETA:

ARTÍCULO PRIMERO: Autorizar la celebración de un Convenio de Financiamiento de Crédito a Comprador Extranjero entre **LA REPÚBLICA DE PANAMÁ Y EL BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA, S.A. (BBVA)**, sujeto a los siguientes términos y condiciones:

Monto: Hasta US\$1,500,000.00 (Un Millón Quinientos Mil Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100), más el 50% correspondiente a la prima de seguros de la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE); y no conllevan efectuar contrapartida en efectivo del Gobierno de la República de Panamá.

Tasa de interés: Tipo de Interés Comercial de Referencia (CIRR por sus siglas en inglés) según las normas de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), fijada por el ICO en el Contrato de Ajuste Recíproco de Intereses (CARI).

Comisión de Gestión: 0.15% sobre el importe total del crédito, se pagará una sola vez.

Amortización: La amortización del crédito será de 5 años, mediante 10 cuotas semestrales, e iguales.

Organismo Ejecutor: Universidad de Panamá.

ARTÍCULO SEGUNDO: Autorizar al Ministro de Economía y Finanzas, o en su defecto, al Viceministro de Economía, o en su defecto, al Viceministro de Finanzas, o en su defecto al Embajador de Panamá en España, a suscribir el Convenio de Financiamiento que se autoriza mediante el Artículo Primero de este Decreto, así como todos aquellos otros acuerdos o documentos, que a su juicio se requieran o sean necesarios para llevar a efecto la contratación que por este medio se autoriza, conforme a las normas y prácticas prevalecientes para este tipo de transacciones. Este Convenio de Préstamo deberá contar con el refrendo del Contralor General de la República, o en su defecto, del Sub-Contralor General de la República.

ARTÍCULO TERCERO: El Órgano Ejecutivo por conducto del Ministerio de Economía y Finanzas incluirá en el Presupuesto General del Estado de cada vigencia fiscal, las partidas presupuestarias necesarias para cubrir el pago de los intereses y el capital de que trata el Convenio que se autoriza con el presente Decreto de Gabinete.

ARTÍCULO CUARTO: De conformidad con lo previsto en el Numeral 7 del Artículo 195 de la Constitución Política de la República, remitir copia autenticada del presente Decreto de Gabinete a la Asamblea Legislativa.

ARTÍCULO QUINTO: Este Decreto de Gabinete comenzará a regir a partir de su aprobación.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Dado en la ciudad de Panamá, a los 27 días del mes de febrero del dos mil dos (2002).

MIREYA MOSCOSO
Presidenta de la República
ANIBAL SALAS CESPEDES
Ministro de Gobierno y Justicia
JOSE MIGUEL ALEMAN
Ministro de Relaciones Exteriores
NORBERTO DELGADO DURAN
Ministro de Economía y Finanzas
DORIS ROSAS DE MATA
Ministra de Educación
VICTOR JULIAO GELONCH
Ministro de Obras Públicas
ALEX PINZON
Ministro de Salud, a.i.

JOAQUIN JOSE VALLARINO III
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
JOAQUIN JACOME DIEZ
Ministro de Comercio e Industrias
MIGUEL A. CARDENAS
Ministro de Vivienda
PEDRO ADAN GORDON
Ministro de Desarrollo Agropecuario
RICARDO MARTINELLI B.
Ministro para Asuntos del Canal
ALBA TEJADA DE ROLLA
Ministra de la Juventud, la Mujer,
la Niñez y la Familia

IVONNE YOUNG
Ministra de la Presidencia y
Secretaria General del Consejo de Gabinete

DECRETO DE GABINETE Nº 5
(De 27 de febrero de 2002)

"Por el cual se autoriza la celebración del Convenio de Crédito con cargo al Fondo de Ayuda al Desarrollo (FAD) entre LA REPÚBLICA DE PANAMÁ y el INSTITUTO DE CRÉDITO OFICIAL DEL REINO DE ESPAÑA (ICO), por la suma de hasta US\$1,500,000.00 (Un Millón Quinientos Mil Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100), más el 50% correspondiente a la prima de seguros de la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE)."

EL CONSEJO DE GABINETE
En uso de sus facultades legales y constitucionales

CONSIDERANDO:

Que el Gobierno de la República de Panamá, estima necesario apoyar el proyecto que ejecuta la Universidad de Panamá, a través de un Contrato Comercial con la empresa española DESARROLLO INDUSTRIAL DE SISTEMAS Y TECNOLOGÍA EDUCATIVA, S.A., (DISTESA), para la Ampliación del Proyecto de Equipamiento de la Universidad de Panamá por un monto total de hasta US\$3,000,000.00 (Tres Millones de Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100).

Que para ejecutar el proyecto, el Instituto de Crédito Oficial de España (ICO), ha aprobado otorgar un crédito por la suma de hasta US\$1,500,000.00 (Un Millón Quinientos Mil Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100), para financiar el cincuenta por ciento (50%) dicho Contrato Comercial bajo la Concesión de un Crédito con cargo al Fondo de Ayuda al Desarrollo (FAD).

Que el Consejo Económico Nacional en sesión celebrada el 30 enero de 2002, emitió opinión favorable al Convenio de Crédito con cargo al Fondo de Ayuda al Desarrollo (FAD) a suscribirse entre la República de Panamá y el Instituto de Crédito Oficial de España (ICO), para la Ampliación del Proyecto de Equipamiento de la Universidad de Panamá, por un monto total de hasta US\$1,500,000.00 (Un Millón Quinientos Mil Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100), más el 50% correspondiente a la prima de seguros de la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE).

DECRETA:

ARTÍCULO PRIMERO: Autorizar la celebración de un Convenio de Financiamiento con cargo al Fondo de Ayuda al Desarrollo (FAD) a suscribirse entre **LA REPÚBLICA DE PANAMÁ Y EL INSTITUTO DE CRÉDITO OFICIAL DEL REINO DE ESPAÑA (ICO)**, sujeto a los siguientes términos y condiciones:

Monto: Hasta US\$1,500,000.00 (Un Millón Quinientos Mil Dólares de los Estados Unidos de América con 00/100), más el 50% correspondiente a la prima de seguros de la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE), que no requiere contrapartida del Gobierno de la República de Panamá.

Tasa de interés: Los intereses se devengarán a una tasa equivalente del 0.3% anual, por toda la duración del Crédito y sobre las cantidades utilizadas con cargo al crédito, con vencimientos semestrales.

Comisión de Gestión: 0.15% sobre el importe total del crédito, se pagará una sola vez.

Comisión de

Disponibilidad: 0.15% por año sobre el importe que no haya sido utilizado durante el periodo de disponibilidad del financiamiento.

Amortización: La amortización del crédito será de 30 años, mediante 41 cuotas semestrales, e iguales.

Período de Gracia: 10 años, incluidos dentro del periodo de amortización.

Período de desembolso: 6 meses a partir de la fecha de entrada en vigencia del Convenio.

Organismo Ejecutor: Universidad de Panamá.

ARTÍCULO SEGUNDO: Autorizar al Ministro de Economía y Finanzas, o en su defecto, al Viceministro de Economía, o en su defecto, al Viceministro de Finanzas, o en su defecto al Embajador de Panamá en España, a suscribir el Convenio de Financiamiento que se autoriza mediante el Artículo Primero de este Decreto, así como todos aquellos otros acuerdos o documentos, que a su juicio se requieran o sean necesarios para llevar a efecto la contratación que por este medio se autoriza, conforme a las normas y prácticas prevalecientes para este tipo de transacciones. Este Convenio de Préstamo deberá contar con el refrendo del Contralor General de la República, o en su defecto, del Sub-Contralor General de la República.

ARTÍCULO TERCERO: El Órgano Ejecutivo por conducto del Ministerio de Economía y Finanzas incluirá en el Presupuesto General del Estado de cada vigencia fiscal, las partidas presupuestarias necesarias para cubrir el pago de los intereses y el capital de que trata el Convenio que se autoriza con el presente Decreto de Gabinete.

ARTÍCULO CUARTO: De conformidad con lo previsto en el Numeral 7 del Artículo 195 de la Constitución Política de la República, remitir copia autenticada del presente Decreto de Gabinete a la Asamblea Legislativa.

ARTÍCULO QUINTO: Este Decreto de Gabinete comenzará a regir a partir de su aprobación.

COMUNIQUESE Y PUBLIQUESE

Dado en la ciudad de Panamá, a los 27 días del mes de febrero del dos mil dos (2002).

MIREYA MOSCOSO
Presidenta de la República
ANIBAL SALAS CESPEDES
Ministro de Gobierno y Justicia
JOSE MIGUEL ALEMAN
Ministro de Relaciones Exteriores
NORBERTO DELGADO DURAN
Ministro de Economía y Finanzas
DORIS ROSAS DE MATA
Ministra de Educación
VICTOR JULIAO GELONCH
Ministro de Obras Públicas
ALEX PINZON
Ministro de Salud, a.i.

JOAQUIN JOSE VALLARINO III
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
JOAQUIN JACOME DIEZ
Ministro de Comercio e Industrias
MIGUEL A. CARDENAS
Ministro de Vivienda
PEDRO ADAN GORDON
Ministro de Desarrollo Agropecuario
RICARDO MARTINELLI B.
Ministro para Asuntos del Canal
ALBA TEJADA DE ROLLA
Ministra de la Juventud, la Mujer,
la Niñez y la Familia

IVONNE YOUNG
Ministra de la Presidencia y
Secretaria General del Consejo de Gabinete

RESOLUCION DE GABINETE N° 12
(De 27 de febrero de 2002)

"Por medio de la cual se exceptúa a la Autoridad de la Región Interoceánica del procedimiento de selección de contratista y se autoriza a celebrar contratos de concesión y/o arrendamiento de las áreas e instalaciones del sector de Sherman, dentro del polígono de Doscientas Ochenta y Cuatro Hectáreas con Mil Ciento Noventa y Un Metros Cuadrados y Sesenta y Cuatro Decímetros Cuadrados (284HAS + 1,191.64 m²) que constituye la Finca Quince Mil Doscientos Noventa y Dos (15292), inscrita al rollo Treinta y Tres Mil Trescientos Diecisiete (33317), documento Uno (1), Sección de la Región Interoceánica, distrito y provincia de Colón, para realizar todo tipo de actividades turísticas, conservacionales y de investigación".

EL CONSEJO DE GABINETE

En uso de sus facultades legales y Constitucionales

CONSIDERANDO:

Que la Autoridad de la Región Interoceánica de acuerdo a las disposiciones contenidas en la Ley N°5 de 25 de febrero de 1993, modificada y adicionada por la Ley N°7 de 7 de marzo de 1995, por la Ley N°22 de 30 de junio de 1999 y la Ley N°62 de 31 de diciembre de 1999, ejerce de manera privativa la custodia, aprovechamiento y administración de los bienes revertidos y por ende, está facultada para arrendar, dar en concesión y vender tales bienes, de manera que los mismos se incorporen gradualmente al desarrollo integral de la Nación, y se obtenga el óptimo aprovechamiento de estos recursos y el máximo beneficio para toda la República.

Que la Autoridad de la Región Interoceánica dispone de la Finca de Sherman Quince Mil Doscientos Noventa y Dos (15292), inscrita al rollo Treinta y Tres Mil Trescientos Diecisiete (33317), documento Uno (1), Sección de la Región Interoceánica, Distrito y Provincia de Colón.

Que en la dirección, desarrollo y administración de estos bienes, la Autoridad de la Región Interoceánica, desarrolla distintos planes y proyectos que garantizan el mejor aprovechamiento de los bienes revertidos, de tal forma, que su integración a la economía nacional sea coherente y de beneficio para el país, siendo entonces esencial que estos planes se lleven a cabo con la mayor sensibilidad, responsabilidad, creatividad y celeridad.

Que la Junta Directiva de la Autoridad de la Región Interoceánica, mediante Resolución N°053-01 de 24 de mayo de 2001, autorizó a la Administración General gestionar ante las autoridades competentes, la excepción del procedimiento de selección de contratista y la autorización para celebrar contratos de concesión y/o arrendamiento de las áreas e instalaciones del sector de Sherman, dentro del polígono de Trescientos Treinta y Seis Hectáreas (336 has.) que constituyen la Finca N°15292, inscrita al rollo 33317, documento 1, Sección de la Región Interoceánica, distrito y provincia de Colón, para realizar todo tipo de actividades turísticas, conservacionales, y de investigación.

Que debido a la urgencia que se tiene de reactivar los sectores económicos de las áreas revertidas y a que se requiere concesionar y/o arrendar las áreas e instalaciones que componen el sector de Sherman, se está remitiendo para aprobación el área de Sherman que comprende Doscientas Ochenta y Cuatro Hectáreas con Mil Ciento Noventa y Un Metros Cuadrados y Sesenta y Cuatro Decímetros Cuadrados ($284\text{HAS} + 1,191.64\text{m}^2$), que constituye la Finca Quince Mil Doscientos Noventa y Dos (15292) inscrita al rollo Treinta y Tres Mil Trescientos Diecisiete (33317), documento Uno (1), Sección de la Región Interoceánica, distrito y provincia de Colón. Los avalúos actuales y el plano del área de Sherman, reflejan un área de Doscientas Ochenta y Cinco Hectáreas con Siete Mil Quinientos Veintidós Metros Cuadrados y Treinta y Siete Decímetros Cuadrados ($285\text{HAS} + 7,522.37\text{m}^2$), en atención a que los mismos se realizaron antes de las segregaciones de más de una (1) hectárea de terreno que efectuó la Autoridad del Canal de Panamá a su favor.

Que es necesario señalar que existe una diferencia de área en el polígono de Sherman, ya que la Junta Directiva de la ARI aprobó un área de 336 Hectáreas, por lo que la ARI se encuentra levantando el plano de hectáreas de diferencia, para incorporarlas a la superficie total que compone el área de Sherman, las cuales formaran una finca aparte y posteriormente, se remitirán al Honorable Consejo de Gabinete para su aprobación.

Que cabe señalar como antecedente, la Resolución de Gabinete N°119 de 13 de 1996, mediante la cual el Consejo de Gabinete resolvió exceptuar a la Autoridad de la Región Interoceánica del procedimiento previo de Licitación Pública o Solicitud de Precios, y se le autoriza a celebrar Contratos de Arrendamiento y/o Concesión de áreas e instalaciones necesarias para el desarrollo de la actividad hotelera en Amador, la cual fue modificada por la Resolución de Gabinete N°143 de 27 de junio de 1997, donde resolvió adicionar la Resolución de Gabinete N°119 de 13 de 1996, con el derecho preferencial de compra en los contratos de arrendamiento y/o concesión para el desarrollo de la actividad hotelera en Amador.

Que de igual forma, el Consejo de Gabinete mediante Resolución N° 67 de 14 de agosto de 2001 exceptúa a la Autoridad de la Región Interoceánica del procedimiento previo de Licitación Pública o Solicitud de Precios y se autoriza celebrar Contratos de Concesión y/o arrendamiento de tierras y edificaciones dentro de las áreas ubicadas en los polígonos disponibles del sector de Amador, para el fortalecimiento hotelero y desarrollo complementario de las actividades turísticas de Amador.

De acuerdo a los avalúos realizados en el sector de Sherman por parte de la Contraloría General de la República y el Ministerio de Economía y Finanzas el valor por metro cuadrado es de Cuarenta y Nueve Balboas con Sesenta y Cuatro Centésimos ($B/. 49.64 \times \text{m}^2$), lo que indica que el valor absoluto correspondiente a la operación aritmética que determina el valor total de una parcela ascendería a valores superiores a los Dos Millones de Balboas ($B/. 2,000,000.00$), por lo que se requiere la aprobación del Honorable Consejo de Gabinete para su comercialización.

Que es de fundamental importancia impulsar los proyectos e inversiones de la Autoridad de la Región Interoceánica a desarrollarse en el sector de Sherman, dentro del polígono de Doscientas Ochenta y Cuatro Hectáreas con Mil Ciento Noventa y Un Metros Cuadrados y Sesenta y Cuatro Decímetros Cuadrados (284HAS + 1,191.64 m²) que constituye la Finca Quince Mil Doscientos Noventa y Dos (15292), inscrita al rollo Treinta y Tres Mil Trescientos Diecisiete (33317), documento Uno (1), Sección de la Región Interoceánica, Distrito y Provincia de Colón; con el mismo espíritu, creatividad y celeridad como fueron considerados para el sector de Amador.

RESUELVE:

PRIMERO: Exceptuar a la Autoridad de la Región Interoceánica del procedimiento de selección de contratista y se autoriza a celebrar Contratos de Concesión y/o Arrendamiento en las áreas e instalaciones del sector de Sherman, dentro del polígono de Doscientas Ochenta y Cuatro Hectáreas con Mil Ciento Noventa y Un Metros Cuadrados y Sesenta y Cuatro Decímetros Cuadrados (284HAS + 1,191.64m²) que constituye la Finca Quince Mil Doscientos Noventa y Dos (15292), inscrita al rollo Treinta y Tres Mil Trescientos Diecisiete (33317), documento Uno (1), Sección de la Región Interoceánica, distrito y provincia de Colón, para realizar todo tipo de actividades turísticas, conservacionales, y de investigación.

SEGUNDO: Autorizar a la Autoridad de la Región Interoceánica a incluir el derecho preferencial de compra en las concesiones y/o arrendamientos contenidas en el artículo precedente de esta parte resolutive.

TERCERO: Esta Resolución comenzará a regir a partir de su aprobación.

FUNDAMENTO LEGAL: Artículo 13 del Decreto Ley N°7 de 2 de julio de 1997, la Ley N°5 de 25 de febrero de 1993, modificada y adicionada por la Ley N°7 de 7 de marzo de 1999, por la Ley N°22 de 30 junio de 1999 y la Ley N°62 de 31 de diciembre 1999 y el artículo 1 numeral 4 de Decreto Ley 7 de julio de 1997.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

Dada en la ciudad de Panamá, a los veintisiete (27) días del mes de febrero del dos mil dos (2002).

MIREYA MOSCOSO
Presidenta de la República
ANIBAL SALAS CESPEDES
Ministro de Gobierno y Justicia
JOSE MIGUEL ALEMAN
Ministro de Relaciones Exteriores
NORBERTO DELGADO DURAN
Ministro de Economía y Finanzas
DORIS ROSAS DE MATA
Ministra de Educación

JOAQUIN J. VALLARINO III
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
JOAQUIN JACOME DIEZ
Ministro de Comercio e Industrias
MIGUEL A. CARDENAS
Ministro de Vivienda
PEDRO ADAN GORDON
Ministro de Desarrollo Agropecuario
RICARDO MARTINELLI B.
Ministro para Asuntos del Canal

VICTOR JULIAO GELONCH
Ministro de Obras Públicas
ALEX PINZON
Ministro de Salud, a.i.

ALBA TEJADA DE ROLLA
Ministra de la Juventud, la Mujer,
la Niñez y la Familia

IVONNE YOUNG
Ministra de la Presidencia y
Secretaria General del Consejo de Gabinete

RESOLUCION DE GABINETE Nº 17
(De 27 de febrero de 2002)

"POR LA CUAL SE EMITE CONCEPTO FAVORABLE Y SE AUTORIZA AL BANCO NACIONAL DE PANAMÁ A SUSCRIBIR EL CONTRATO CON LA EMPRESA SERVICIOS Y CONSTRUCCIONES FAN, S.A., PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL CENTRO COMERCIAL PLAZA BANCONAL EN LA CIUDAD DE SANTIAGO, PROVINCIA DE VERAGUAS", POR LA SUMA TOTAL DE B/. 2,194,489.75

EL CONSEJO DE GABINETE
En uso de sus facultades legales y constitucionales

CONSIDERANDO:

Que el Banco Nacional de Panamá es una entidad autónoma del Estado Panameño, con patrimonio propio, personería Jurídica Propia, es independiente en su régimen y manejo interno, la cual fue reorganizada mediante la Ley 20 de 22 de abril de 1975, que constituye su actual Estatuto Orgánico.(Art.1º, Ley 20 de 1975)

Que el día 29 de noviembre de 2001, se llevó a cabo la Licitación Pública No. 04-2001, II Convocatoria para la construcción del centro comercial Plaza Banconal en la ciudad de Santiago, Provincia de Veraguas.

Que el precio oficial es de la Obra es dos millones ciento Noventa y cuatro mil cuatrocientos ochenta y nueve balboas con 75/100 (2,194,489.75)

Que la Comisión Evaluadora analizó las propuestas hechas por las nueve empresas participantes en dicho Acto Público y presentó un Informe con los criterios de ponderación evaluados, el cual fue debidamente notificado a los representantes de las nueve empresas, y con base en dicho dictamen, la Administración del Banco Nacional de Panamá, consideró que la propuesta hecha por la empresa Servicios y Construcciones Fan, S.A., es la más conveniente a los intereses de la Institución bancaria, además de cumplir con las especificaciones Técnicas del Pliego de Cargos y demás especificaciones, ya que obtuvo un puntaje de 100% de ponderación, amén de que su oferta es menor que el Precio Oficial presupuestado para el Acto Público indicado.

Que mediante Resolución No. 08-2002 GG, fechada 15 de enero de 2002, la Gerencia General del Banco Nacional de Panamá, adjudicó definitivamente a la empresa Servicios y Construcciones Fan, S.A., (SECOFANSA) la Licitación Pública 04-2001 para la construcción del centro comercial Plaza Banconal en la ciudad de Santiago, Provincia de Veraguas, por la suma de DOS MILLONES CIENTO NOVENTA Y CUATRO MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y NUEVE BALBOAS CON 75/100 (B/.2,194,489.75).

Que el Consejo Económico Nacional, en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2002, emitió opinión favorable al proyecto de contrato a celebrarse entre el Banco Nacional de Panamá y la empresa Servicios y Construcciones Fan, S.A. para la construcción del centro comercial Plaza Banconal en la ciudad de Santiago, provincia de Veraguas

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 68 de la Ley No.56 de 27 de diciembre de 1995, modificado por el artículo 12 del Decreto ley No.7 de 2 de julio de 1997, todo contrato cuya cuantía exceda los Dos Millones de Balboas (B/.2,000,000.00) deberá contar con el concepto favorable del Consejo de Gabinete.

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO: Emitir concepto favorable al contrato a celebrarse entre el Banco Nacional de Panamá y la empresa Servicios y Construcciones Fan, S.A., para la construcción del centro comercial Plaza Banconal en la ciudad de Santiago,

Provincia de Veraguas, por un monto total de dos millones ciento noventa y cuatro mil cuatrocientos ochenta y nueve balboas con 75/100 (B/.2,194,489.75).

ARTÍCULO SEGUNDO: Autorizar al Banco Nacional de Panamá para que suscriba el contrato respectivo con la empresa Servicios y Construcciones Fan, S.A.

ARTÍCULO TERCERO: Esta Resolución se aprueba para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 68 de la Ley No.56 de 27 de diciembre de 1995, modificado por el artículo 12 del Decreto ley No.7 de 2 de julio de 1997.

ARTÍCULO CUARTO: La presente Resolución comenzará a regir a partir de su aprobación.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE,

Dada en la ciudad de Panamá, a los 27 días del mes de febrero del dos mil dos (2002).

MIREYA MOSCOSO
Presidenta de la República
ANIBAL SALAS CESPEDES
Ministro de Gobierno y Justicia
JOSE MIGUEL ALEMAN H.
Ministro de Relaciones Exteriores

JOAQUIN JOAQUIN VALLARINO III
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
JOAQUIN E. JACOME DIEZ
Ministro de Comercio e Industrias
MIGUEL A. CARDENAS
Ministro de Vivienda

NORBERTO DELGADO DURAN
Ministro de Economía y Finanzas
DORIS ROSAS DE MATA
Ministra de Educación
VICTOR JULIAO GELONCH
Ministro de Obras Públicas
ALEX PINZON
Ministro de Salud, a.i.

PEDRO ADAN GORDON S.
Ministro de Desarrollo Agropecuario
RICARDO A. MARTINELLI B.
Ministro para Asuntos del Canal
ALBA TEJADA DE ROLLA
Ministra de la Juventud, la Mujer,
la Niñez y la Familia

IVONNE YOUNG
Ministra de la Presidencia y
Secretaria General del Consejo de Gabinete

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION N° JD-3207
(De 22 de febrero de 2002)

Por la cual se modifican las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad aprobadas mediante la Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998

El Ente Regulador de los Servicios Públicos
en uso de sus facultades legales

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por las Leyes Nos. 24 de 30 de junio de 1999 y 15 de 7 de febrero de 2001, se creó el Ente Regulador 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 No. 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, que rige para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del Artículo 20 de la Ley No. 6 de 1997, antes señalada, le atribuye al Ente Regulador de los Servicios Públicos 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 la mencionada Ley No. 6;
4. Que mediante la Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998, modificada por la Resolución No. JD-763 de 8 de junio de 1998, el Ente Regulador aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad;
5. Que el Resuelto tercero de la Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 establece que las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, contenidas en su Anexo A, podrán modificarse por el Ente Regulador a través del procedimiento de Audiencia Pública;

6. Que el artículo 15.2.1.1 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista establece un Grupo de Vigilancia del Mercado Mayorista (GVMM), el cual tiene como función asesorar y verificar el comportamiento del Mercado y de las reglas comerciales vigentes;
7. Que el artículo 15.3.1.2 de las Reglas Comerciales estipula que las modificaciones deben ser propuestas por el Ente Regulador, por iniciativa del Grupo de Vigilancia ante inconvenientes detectados por el mismo, o reclamo de uno o más agentes o problemas detectados por el Centro Nacional de Despacho en su Informe de Regulación;
8. Que desde la puesta en marcha del Mercado Mayorista, el Ente Regulador en cumplimiento de sus funciones ha estado realizando un seguimiento de la eficiencia de las reglas vigentes para la programación, despacho y operación del sistema y las reglas para su administración comercial (Reglas Comerciales), lo que llevó a verificar las siguientes condiciones:
 - Problemas y conflictos en la aplicación de las reglas comerciales, en que el Ente Regulador fue convocado a resolver o arbitrar, a pedido del Centro Nacional de Despacho (CND) y/o uno o más agentes. La documentación intercambiada y reuniones con los agentes han sido antecedentes para identificar mejoras requeridas en las reglas comerciales y analizar opciones para realizar dichas mejoras.
 - Conflictos y problemas en las transacciones comerciales internacionales, en que el Ente Regulador fue convocado a resolver, a pedido del CND y/o uno o más agentes y/o empresas extranjeras de electricidad (agentes extranjeros que participan en el Mercado Mayorista de Panamá). Estos han sido antecedentes en identificar mejoras y cambios requeridos en las reglas comerciales.
 - Notas y reuniones, tanto del CND como de los agentes, en las que se presentaron al Ente Regulador reclamos y/o pedidos de mejoras de las reglas vigentes y/o de la necesidad de clarificar su interpretación y/o alcance. Las notas intercambiadas así como las observaciones recibidas en las reuniones han sido antecedentes en identificar ajustes requeridos en las reglas comerciales.
 - Informes Regulatorios presentados por el CND al Ente Regulador de acuerdo a lo que establece el artículo 15.2.1.7 de las reglas comerciales vigentes, en los que el CND observó conflictos y problemas en las reglas comerciales y metodologías vigentes, y reclamó que era responsabilidad del Ente Regulador tomar las medidas para resolver estos problemas. Las reglas comerciales establecen que estos Informes sirven para efectos de que el Ente Regulador determine la necesidad de mejoras y ajustes a las reglas comerciales vigentes.
 - Metodologías para la implementación de las reglas vigentes, realizadas por el CND con reuniones de trabajo con los agentes, y luego aprobadas por el Comité Operativo (grupo que representa la voluntad de los agentes) que establecían, en algunos casos, normas de implementación distintas o contrarias a lo que establecían las reglas comerciales vigentes. Esto permitió identificar la visión de los agentes en cuanto a cambios necesarios en las reglas comerciales, incluso vacíos en las reglas. Sin embargo, las metodologías no pueden cambiar las reglas comerciales y los cambios requieren ajustes en las reglas comerciales.

- Misiones del Grupo de Vigilancia del Mercado Mayorista de Electricidad (GVMM), durante las cuales se celebraron reuniones entre el Ente Regulador y cada tipo de agente (Generadores, Distribuidores, Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., y los Grandes Clientes) y con el CND, las cuales finalizaron con informes independientes presentado por miembros del GVMM que recomendaron mejorar el alcance y/o claridad y/o aplicación de las reglas comerciales, a fin de obtener un conjunto de reglas eficaces y eficientes, minimizando conflictos y distorsiones. En particular, el GVMM resaltó la importancia de completar los vacíos detectados en las reglas vigentes (tanto operativas como comerciales) y dar mayor claridad a su alcance, ante la diversidad de interpretaciones de las reglas vigentes, por parte de los agentes y del CND, creando no sólo un ambiente de conflictos sino también una situación de inseguridad e impredecibilidad regulatoria, desfavorable para atraer inversión privada e incrementar la competencia. El GVMM también resaltó la importancia de eliminar inconsistencias para crear un ambiente de respeto a las reglas vigentes, en el que todas las partes se obligan a su cumplimiento, requisito imprescindible para el funcionamiento de un Mercado eficiente y para reducir el riesgo regulatorio.
 - Que del análisis de los antecedentes indicados, el Ente Regulador ha verificado que las Reglas Comerciales requieren ser mejoradas para completar vacíos y clarificar su alcance, así como para adecuarlas a los cambios que han surgido en el Mercado y garantizar que cumpla su cometido de promover competencia, eficiencia, economía y la inversión, dentro de los principios establecidos por la Ley No. 6 de 1997.
9. Que previo a la segunda misión realizada por el GVMM en el 2001, entre el 13 al 17 de agosto de 2001 el Ente Regulador solicitó a los agentes y al CND presentar los ajustes y modificaciones que consideraban necesarios introducir en las reglas comerciales vigentes. El Ente Regulador informó también a los agentes y al CND que dicha misión del GVMM sería dedicada a la discusión y análisis de las mejoras a las reglas vigentes. Durante dicha misión, al finalizar cada reunión del GVMM, el Ente Regulador solicitó a los agentes enviar por escrito y dentro de un plazo establecido sus propuestas de modificaciones a las reglas comerciales que consideraban necesarias. En esa ocasión se recibieron comentarios y sugerencias de la Corporación Panameña de Energía, S.A. (COPESA) y de la Empresa de Generación Eléctrica Fortuna S.A.;
10. Que teniendo en cuenta el tiempo transcurrido desde la aprobación de las reglas comerciales y de la puesta en marcha del Mercado, y sobre la base de todos los antecedentes recopilados, el desempeño de la operación integrada del sistema y la administración del Mercado, los resultados de las reuniones durante la segunda misión de 2001 del GVMM y las observaciones recibidas, el Ente Regulador elaboró una propuesta de ajuste a las reglas comerciales, cuya descripción general se encuentra en el Anexo B de la presente Resolución;
11. Que los objetivos específicos de la propuesta de modificación de las Reglas Comerciales para el Mercado, son los siguientes:
- Garantizar un desarrollo eficiente y sustentable del sector, promoviendo los principios de eficiencia y economía para beneficio del consumidor final.

- Mejorar las reglas para que sean implementables y aplicables, para que promuevan la mayor competencia posible y el desarrollo eficiente del sector, de acuerdo a los principios y marco general que establece la Ley y su Reglamento.
 - Crear un ambiente de claridad regulatoria y agregar las definiciones necesarias para dar mayor seguridad a los inversionistas al evitar que queden expuestos a diversidad de interpretaciones y/o conflictos de interpretación.
 - Completar vacíos detectados desde la aprobación de las reglas vigentes y de la puesta en marcha del Mercado Mayorista.
 - Mejorar las señales económicas que incentiven las decisiones de inversionistas y de los agentes del sector.
 - Promover el consumo, la competencia y la eficiencia en el sector.
 - Mejorar las herramientas comerciales (transacciones, precios y cargos por servicios) en que se hayan detectado problemas y/o distorsiones, en beneficio de una mayor transparencia.
 - Preparar y adecuar las reglas para el desarrollo del Mercado Eléctrico Regional dentro de lo establecido por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
 - Establecer el alcance y condiciones de las transacciones internacionales, la implementación de la prioridad al abastecimiento nacional, el tratamiento de contratos de importación y exportación de largo plazo (firmes) y su implantación dentro del futuro Mercado Eléctrico Regional.
12. Que es necesario reforzar la transparencia y eficiencia en la administración del Mercado y en tal sentido la propuesta de modificación a las reglas comerciales establece la obligación de auditorías periódicas del CND, y las características mínimas de dichas auditorías;
13. Que el Ente Regulador preparó una propuesta para modificar las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista, y el contenido y alcance de las modificaciones propuestas se encuentra detallado en el Anexo A, el cual se adjunta a la presente Resolución;
14. Que mediante la Resolución JD-2933 de 4 de septiembre de 2001, posteriormente modificada por la Resolución JD-2960 de 19 de septiembre de 2001, el Ente Regulador convocó a una Audiencia Pública, para el 8 de octubre de 2001, con el objeto de analizar y revisar la propuesta de modificación de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista;
15. Que el 8 de octubre de 2001 se celebró la Audiencia Pública mencionada en el considerando anterior, participando 28 empresas y personas naturales de las cuales 10 presentaron comentarios por escrito, siendo éstas las siguientes:
- a. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
 - b. Elektra Noreste, S.A.
 - c. Autoridad del Canal de Panamá.

- d. IGC/ERI Pan Am Thermal Generating Limited.
 - e. Bahía Las Minas Corp.
 - f. Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
 - g. Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.
 - h. Petroeléctrica de Panamá, LDC.
 - i. Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A.
 - j. AES Panamá, S.A.
16. Que el Ente Regulador recibió de los participantes, comentarios y observaciones sobre el proyecto de modificación de las Reglas Comerciales en la Audiencia Pública celebrada el 8 de octubre de 2001, motivo por la cual en el Anexo B se analizan los conceptos más importantes presentados en la mencionada Audiencia;
17. Que de las observaciones recibidas, tanto por escrito como en las presentaciones realizadas en la Audiencia Pública celebrada el 8 de octubre de 2001, se decidió mejorar y completar la propuesta de modificación a las reglas comerciales para obtener el ajuste a realizar a las reglas comerciales, incorporando el conocimiento de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., el Centro Nacional de Despacho y de los agentes junto con los antecedentes anteriores recopilados;
18. Que debido a los cambios al proyecto de Reglas Comerciales mencionado, el Ente Regulador consideró conveniente que todos los agentes del mercado los conocieran y se pronunciaran al respecto, motivo por el cual se efectuó un llamado para una segunda Audiencia Pública con la finalidad de revisar el Anexo A de la Resolución No. JD-605;
19. Que el Ente Regulador emitió la Resolución No. JD-3026 de 29 de octubre de 2001, la cual fue modificada por las Resoluciones Nos. JD-3048 y 3049, ambas del 12 de noviembre de 2001, mediante la cual convocó a una segunda Audiencia Pública para el día 4 de diciembre de 2001 para la revisión de la propuesta de modificación de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista;
20. Que el 4 de diciembre de 2001, se celebró la Audiencia Pública mencionada en el considerando anterior, participando empresas y personas naturales, de las cuales presentaron comentarios por escrito las siguientes:
- a) Bahía Las Minas Corp.
 - b) Fortuna S.A.,
 - c) AES Panamá, S.A.,
 - d) Elektra Noreste, S.A.,
 - k. Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.
 - e) Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.
 - f) Autoridad del Canal de Panamá (ACP)
 - g) Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A.
 - h) Aderito Pastor
 - i) Asociación Verde de Panamá
21. Que el Ente Regulador analizó todos y cada uno de los comentarios presentados por escrito y los expuestos el día de la Audiencia Pública, y preparó un Anexo el cual contiene los conceptos más importantes presentados en la Audiencia Pública celebrada el 4 de diciembre de 2001 y el mismo se adjunta a la presente Resolución como Anexo C;

22. Que luego de analizar los comentarios presentados y expuestos por los participantes en las Audiencias Públicas celebradas el 8 de octubre y 4 de diciembre de 2001, el Ente Regulador ha considerado necesario modificar las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista, y la nueva propuesta se incluye como el Anexo D de la presente Resolución, incorporando observaciones presentadas por agentes y usuarios de dicho mercado con el propósito de contar con normas claras y precisas que permitan compensar con mayor equidad y transparencia los intercambios de energía entre agentes del mercado del sistema interconectado nacional;
23. Que el numeral 25 del Artículo 20 de la Ley No. 6 de 1997, le permite al Ente Regulador de los Servicios Públicos, realizar todos los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR las modificaciones a las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, el cual está contenido en el Anexo D que se adjunta a la presente Resolución, de la cual forma parte integral.

SEGUNDO: Esta resolución regirá a partir de su publicación.

Fundamento de Derecho: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, Ley No. 24 de 30 de junio de 1999, el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998 y demás disposiciones concordantes.

PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,

JOSE D. PALERMO T.
Director

CARLOS RODRIGUEZ B.
Director

ALEX ANEL ARROYO
Director Presidente

ANEXO A:**DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ALCANCE Y CONTENIDO DE LAS MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES****1. REQUISITOS PARA OPERAR COMERCIALMENTE EN EL MERCADO MAYORISTA DE PANAMÁ**

Un tema crítico en todo Mercado Mayorista eléctrico es el requerimiento financiero (garantías, obligación de pago) y comercial (medición comercial) que se deben cumplir para que una empresa sea autorizada a ingresar y participar directamente en el Mercado Mayorista. El objetivo es minimizar el riesgo de cobrabilidad, ya que un Mercado con problemas de cobrabilidad no es sustentable ni capaz de financiar el desarrollo que requiere el sector eléctrico.

Cumplir con estos requisitos no es una exigencia para convertirse en agente, de la definición que surge de la Ley ya que esta definición se refiere en general a requerimientos técnicos. Resulta entonces necesario establecer en las reglas comerciales la figura del agente que queda habilitado a participar comercialmente en forma directa en el Mercado Mayorista (denominado Participante), y definir los requisitos que debe cumplir;

La modificación realizada cumple estos objetivos.

2. DEFINICIONES

La revisión de las reglas comerciales no modifica las definiciones de la Ley, sino que agrega nuevas definiciones que son necesarias para la administración comercial del Mercado y clarifica algunas de las ya definidas en la versión vigente:

- Se clarifican definiciones y/o agregan definiciones faltantes (Participante, Gran Cliente habilitado, Mercado Mayorista de Electricidad, etc.).
- La definición de agentes que establece la Ley corresponde a los requisitos físicos (propiedad o concesión de activos del sistema o consumir energía) a cumplir para ser agente, sin establecer requisitos financieros ni de administración comercial del Mercado Mayorista. De esto resulta, que la definición de agente de la Ley corresponde a identificar las empresas que tienen derecho a estar conectadas al sistema, obligados a la coordinación integrada y que pueden participar en el Mercado Mayorista. En lo que se refiere a reglas técnicas y operativas aplican a todos los agentes.
- Se define la figura del Participante del Mercado como el agente habilitado a operar comercialmente en el Mercado Mayorista. En lo que se refiere a compra y venta de energía y potencia, las reglas comerciales aplican a los agentes que son Participantes.
- Se define la figura de los proveedores de servicios en el Mercado Mayorista. En lo que se refiere a Servicios Auxiliares y cargos por servicios, las reglas comerciales aplican a los Participantes (los que realizan operaciones comerciales en el Mercado) y también a

los proveedores de servicios en el Mercado Mayorista ya que los servicios remunerados son pagados por los Participantes.

3. ORGANIZACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO MAYORISTA

Con respecto al alcance de las operaciones y servicios que pueden realizar los Participantes, en la modificación a las reglas comerciales elaborada por el Ente Regulador:

- Se clarifica el alcance de las operaciones comerciales que puede realizar un Participante Consumidor y el alcance para una empresa extranjera en su función de Participante Consumidor (exportación).
- Se clarifica el alcance de las operaciones comerciales que puede realizar un Participante Productor y el alcance para una empresa extranjera en su función de Participante Productor (importación).
- Se clarifica el alcance de la comercialización o intermediación en la compra de energía y/o potencia, y quiénes están habilitados a realizarla.
- Se clarifican los criterios para operaciones comerciales en el Mercado Mayorista de un Participante Autogenerador (ofertas, transacciones de energía y de potencia).

Asimismo, en la modificación de la Reglas Comerciales se establece el tratamiento cuando un nuevo Participante Productor con un contrato tiene demoras en la entrada en servicio comercial de su planta, permitiéndole operar como Participante al comenzar su contrato en tanto el retraso en el ingreso de la central se encuentre dentro de los plazos de demoras permitidos en su Licencia o Concesión.

4. GENERACIÓN PROPIA DE UN DISTRIBUIDOR

4.1. OBJETO

En la modificación a las Reglas Comerciales presentada por el Ente Regulador, como producto de las preguntas y observaciones del CND y de varios agentes, el tema de las plantas de generación de propiedad de las empresas de distribución ha sido desarrollado con mayor detalle.

En tal sentido y con el objeto de cumplir con el principio de garantía de suministro, se ha clarificado el procedimiento y criterios para que la generación propia asuma el compromiso de cubrir la garantía de suministro de los clientes que abastece a tarifas reguladas un Distribuidor y la forma de cómo afecta la obligación de contratar del Distribuidor al que pertenecen dichas plantas de generación. De este modo, se establecen las condiciones para que un Distribuidor comprometa generación propia a la garantía de suministro de los clientes que abastece a tarifas reguladas y los costos económicos asociados que se trasladarán a tarifas.

4.2. ALCANCE

El ajuste a las reglas comerciales completa el vacío regulatorio sobre las reglas que aplican a la compra y venta en el Mercado Mayorista de generación que no pertenece a un Generador, o sea la generación propia que pertenece a una empresa de Distribuidor como parte de los activos de dicha empresa. Para estos efectos, la modificación a las reglas comerciales establece como definición de generación propia a la generación que pertenece 100% a la empresa de distribución, o sea la que no pertenece a una empresa de generación. Por esta característica particular, le corresponden reglas específicas.

El cálculo de la Potencia Firme y Potencia Firme de largo plazo de la generación propia de un Distribuidor se realizará con los mismos procedimientos que para Generadores.

4.3. COMPRAS DEL DISTRIBUIDOR

La Ley en su artículo 20 establece entre las atribuciones del ERSP:

8. 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 concurrencia, cuando proceda, y la compra de energía en condiciones económicas.

De ello resulta que una de las funciones del ERSP es proteger al cliente a través de promover que la compra del Distribuidor sea económica y que los precios que se trasladan a las tarifas correspondan al de compras económicas. Para ello, la modificación a las reglas comerciales establece que los precios de la generación propia de un Distribuidor trasladables a sus tarifas reguladas correspondan a precios competitivos de Mercado, dados por el precio medio anual de los contratos vigentes que resultan de un proceso de libre concurrencia y los contratos iniciales, asignados al Distribuidor en el proceso de privatización.

El Distribuidor tiene el mismo derecho que otro Generador a generar con sus unidades de generadoras, dentro de los criterios de despacho y operación integrada que aplican al sistema de acuerdo a lo que establece la Ley y el Reglamento de Operación del CND. La modificación de las reglas comerciales se refiere exclusivamente a consideraciones comerciales y su efecto sobre la garantía de suministro y costos económicos a trasladar a las tarifas reguladas. Ambos temas son competencia del ERSP y no limitan el derecho a generar, sino que están dirigidos a la protección del cliente. Dicha modificación abarca lo siguiente:

- Establece los procedimientos para "medir" el compromiso que está dispuesto a asumir el Distribuidor para comprometer generación propia a la garantía de suministro de los clientes que abastece. El objeto de esta garantía de suministro es proteger al cliente del riesgo de racionamiento y es similar y consistente con la que se establece para un Generador cuando éste asume este compromiso a través de un Contrato de Suministro con el Distribuidor. En consecuencia, las reglas propuestas están dirigidas a dar a la generación propia un tratamiento similar que al resto de la generación (los Generadores) y proteger al cliente del riesgo de racionamientos.
- Establece procedimientos que incentivan la compra económica y garantizan que a las tarifas reguladas de los clientes se trasladen costos económicos y competitivos.

SECRETARÍA DE ECONOMÍA

ello, los precios reconocidos de la generación propia se calculan con el precio medio anual de los contratos trasladables a tarifas, o sea los contratos resultantes de procesos de libre concurrencia o contratos iniciales. Esto garantiza que el precio que paga el cliente corresponde a precios competitivos de Mercado. En consecuencia, las reglas propuestas están dirigidas a dar a la generación propia un tratamiento comercial similar al actual, y proteger al cliente que el costo que se traslada a sus tarifas es económico y refleja competencia en la generación.

La Ley en su artículo 23 establece como deberes y obligaciones de los prestadores del servicio público:

Abstenerse de prácticas monopolísticas o restrictivas de la competencia, cuando exista la posibilidad de competencia.

La generación es una actividad donde la competencia es posible y, por lo tanto, la generación del Distribuidor debe estar sujeta a reglas de competencia como ocurre con los restantes Generadores. Este es el objeto de la modificación realizada a las reglas comerciales.

4.4. SUPERVISIÓN DEL ERSP

La Ley en su artículo 20 establece entre las atribuciones del ERSP:

18. Solicitar a la autoridad competente que ordene la escisión de una empresa de servicios públicos de otras que tengan el mismo objeto de la que se escinde, cuyo objeto se limite a una actividad complementaria, cuando se encuentre que la empresa que debe escindirse usa su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado donde ésta es posible; o que la empresa que debe escindirse otorga subsidios con el producto de uno de sus servicios que no tiene amplia competencia a otro servicio que sí la tiene; o, en general, que adopta prácticas restrictivas de la competencia.

En el caso del Distribuidor con generación propia, que esté participando en dos actividades y el ERSP, para cumplir sus funciones, necesita regular las herramientas, procedimientos e información para vigilar lo establecido en el inciso 18 del artículo 20 de la Ley.

La Ley establece adicionalmente referido a este tema:

Artículo 62. Restricciones. Las empresas con plantas e instalaciones localizadas en el territorio nacional, deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de una sola de las actividades señaladas en el artículo 1 de esta Ley, con las siguientes excepciones.

4. La actividad de distribución sólo podrá realizarse en forma conjunta con actividades de transmisión y generación, previa la adecuada separación contable y de gestión, en los siguientes casos:

a. En los sistemas aislados descritos en el artículo 64 de esta Ley.

b. Dentro del límite de quince por ciento (15%) de la demanda en el artículo 94 de esta Ley.

En consecuencia, la modificación a las reglas comerciales establece que un Distribuidor sólo estará habilitado a operar como Participante Productor para vender generación propia a terceros si cumple con las obligaciones de separación contable y de gestión. El ERSP tendrá la responsabilidad de verificar el cumplimiento de este requisito.

Dentro de este marco, con el objeto de no distorsionar la competencia en la generación y no perjudicar la sustentabilidad de las empresas que participan exclusivamente en la actividad de generación (el Generador), el ERSP revisará los resultados de la separación contable y de gestión, y realizará el seguimiento del Distribuidor en lo siguiente:

- que no existan transferencias de rentabilidad de una actividad para cubrir costos de otra actividad;
- que el Distribuidor no utilice su poder dominante para limitar la competencia en el Mercado de Grandes Clientes.

4.5. CUBRIMIENTO DE LA GARANTÍA DE SUMINISTRO

A diferencia de un Gran Cliente que compra en el Mercado Mayorista para consumo propio, las decisiones de compra de un Distribuidor afectan el consumo de terceros. Es por ello que se le establecen reglas específicas, para proteger los intereses y el riesgo de racionamiento de los clientes que abastece. La modificación de las reglas comerciales clarifica el procedimiento para la garantía de suministro de los clientes en lo relacionado con la generación propia del Distribuidor que los abastece, de acuerdo a lo que se indica a continuación.

El Distribuidor tiene la opción de utilizar generación propia para el cubrimiento de la garantía de suministro. En consecuencia, para el cálculo de la obligación de contratar que resulta del Informe Indicativo de Demandas, el Distribuidor deberá informar al CND la Potencia Firme y energía que compromete a la garantía de suministro de los clientes que abastece a tarifas reguladas.

Se debe hacer notar que la generación propia del Distribuidor que compromete a la garantía de suministro de los clientes que abastece requiere ser un compromiso firme, con los mismos requisitos y obligaciones que el Contrato de Suministro que reemplaza. En efecto, si no existiera este generación propia comprometida el Distribuidor está obligado a comprar con un Contrato de Suministro con un Generador para la garantía de suministro y estabilidad de precios de sus clientes que abastece. Por ello, la modificación a las reglas comerciales define el procedimiento a cumplir (y las obligaciones que asume el Distribuidor) para la generación propia comprometida a la garantía de suministro.

A la generación propia comprometida le aplican las mismas obligaciones que al Contrato de Suministro que se requeriría para cubrir la garantía de suministro de los clientes regulados, si el Distribuidor no hubiera dedicado generación propia a esta garantía de suministro. En consecuencia, en la información asociada a la generación propia comprometida el Distribuidor deberá notificar claramente al CND los plazos y las cantidades (la Potencia Firme y energía) que compromete abastecer, como si se tratara de un Contrato de Suministro.

4.6. TRASLADO A TARIFAS

Como se indicó, el Distribuidor podrá dedicar generación propia a la garantía de suministro de los clientes regulados que abastece en la medida en que esté dispuesto a asumir los mismos compromisos que un Contrato de Suministro: compromiso de Potencia Firme y compromiso de precio de la energía y de la Potencia Firme. Estos compromisos tiene asociado la obligación de comprar el faltante no entregado e incluso pagar penalidades o compensaciones por incumplimientos.

En lo que se refiere a precios y costos de generación, se trasladarán a las tarifas reguladas precios que resulten de competencia y eficiencia, como el precio medio de compra de los contratos vigentes.

En la operación real, la generación del Distribuidor será despachada y generada independientemente de si resulta o no comprometida. Esto es similar a lo que ocurre con los Generadores y compatible con el principio de despacho económico que establece la Ley. El efecto de si la generación propia se considera o no comprometida es puramente comercial, como ocurre con la generación de Generadores en cuanto a si resulta o no requerida (vendida) por contratos. La generación propia que no resulte comprometida se valorizará en el Mercado Ocasional y las compensaciones de potencia, como ocurre con un Generador con la generación (energía y potencia) que vende fuera de contratos.

5. CONTRATOS

La modificación a las reglas comerciales presentada por el Ente Regulador para la modificación de las Reglas Comerciales:

- Se clarifica la autorización de contratos en que la potencia comprometida requiere incorporar nueva generación.
- Se clarifica que todo compromiso de potencia en contratos corresponde a Potencia Firme.
- Con respecto a los contratos que incluyen Potencia Firme, los mismos pueden acordar una disponibilidad objetivo y la Potencia Firme a pagar por el comprador dependerá del cumplimiento de esta disponibilidad objetivo de acuerdo a lo acordado en el contrato.

Con respecto a la información de los contratos, la modificación realizada por el Ente Regulador:

- Aclara y da mayor detalle a la información básica que debe incluir un contrato para ser habilitado como perteneciente al Mercado de Contratos. En particular, se establece que un contrato debe incluir la energía horaria y/o potencia diaria que se compra/vende, y que en ningún caso el CND puede interpretar el alcance de ésta sino que debe requerir (de ser necesario) aclaraciones de las partes para que exista una única interpretación posible. El contrato se considerará no administrable y, por lo tanto, no autorizado como perteneciente al Mercado de Contratos en tanto las partes no suministren la información acordada y/o la clarificación de interpretación solicitada por el CND.

- Se clarifica que el CND debe informar a todos los Participantes la información de contratos que afecta la administración del Mercado Ocasional y de Compensaciones de Potencia (energía horaria y potencia diaria de cada contrato), para garantizar la transparencia de la administración del Mercado.
- Para Contratos de Distribuidores, se establece que cada contrato debe discriminar la energía y/o potencia contratada para clientes regulados y/o para sus Grandes Clientes.

Con respecto a las reglas para contratos la modificación a las reglas comerciales clarifica:

- La administración comercial del Mercado Mayorista de Panamá para los contratos de exportación y de importación, en particular el despacho de la demanda que se agrega por contratos de exportación.
- Los requisitos de contratos de importación y de exportación. En particular, se establece una habilitación provisional que pasa a ser definitiva cuando recibe su habilitación (provisoria o definitiva) en el otro país.
- El alcance de contratos de importación o exportación de largo plazo y los contratos de corto plazo (compromiso de ocasión), y los criterios que habilitan al CND a interrumpir intercambios por contratos en interconexiones internacionales..
- La administración de la capacidad en interconexiones internacionales, dando prioridad de la energía requerida por un contrato de largo plazo sobre la energía requerida por un contrato de corto plazo.

6. GARANTÍA DE SUMINISTRO E INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS

El Informe Indicativo de demanda que se elabora en las reglas comerciales vigentes tiene por objeto calcular la garantía de suministro requerida para el abastecimiento de la demanda de la República de Panamá y la obligación de contratar de Distribuidores.

Resulta necesario agregar detalles a la información a incluir en el Informe Indicativo de Demandas, para clarificar los requerimientos de potencia, así como adecuar los plazos para su preparación y aprobación, y aclarar qué ocurre vencidos estos plazos. La modificación a las reglas comerciales establece los procedimientos y plazos para la revisión por el Ente Regulador, el requerimiento de ajustes y aprobación final, y las reglas que, ante condiciones imprevistas o imponderables, el Informe Indicativo de Demandas no esté aprobado en esa fecha, la demanda a utilizar será la del último Informe aprobado (o sea el vigente). Es de hacer notar que el Informe Indicativo de Demanda analiza y evalúa un plazo mayor que un año y por lo tanto, las proyecciones de demanda deben tener un ajuste razonable para un horizonte de varios años.

En lo referente al tratamiento de Grandes Clientes, se establece la obligación del Gran Cliente que prevé convertirse en Participante del Mercado debe suministrar su proyección de demanda y consumo para el Informe Indicativo de Demandas. Se establece también el recálculo de la demanda máxima de generación de un Distribuidor y un Gran Cliente conectado a su red, cuando dicho Gran Cliente deja de comprar de su Distribuidor o se trata de un Gran Cliente Habilitado que vuelve a comprar de su Distribuidor, y este cambio no estaba previsto en el Informe Indicativo de Demandas.

7. DEMANDA INTERRUPTIBLE

La modificación completa el vacío regulatorio sobre este tema y establece el procedimiento para determinar cuando existen incumplimientos reiterados para la Demanda Interrumpible y su tratamiento.

8. GARANTÍA DE SUMINISTRO Y POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO

La Potencia Firme de largo plazo es el producto físico que protege a la demanda del riesgo de racionamientos. Las transacciones de Potencia Firme en el Mercado Mayorista son las herramientas comerciales que establecen las reglas comerciales para valorar el costo de este compromiso y calcular los pagos y cobros que correspondan.

En lo referido a la Potencia Firme de largo plazo y obligaciones relacionadas con la seguridad de suministro, se realizaron las siguientes modificaciones:

- Se ha indicado en toda referencia en las reglas comerciales a potencia en contratos que corresponde a Potencia Firme de largo plazo.
- Se han adecuado los plazos en que el CND debe informar la Potencia Firme de largo plazo, para facilitar las decisiones de los Participantes al respecto del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.
- Se ha clarificado y mejorado el concepto de potencia firme de largo plazo, para que esté asociado a los compromisos de potencia que toma cada Participante Productor asociada a la seguridad de suministro, o sea la Potencia Firme que vende por contratos más la que compromete como aporte al Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.
- Se han establecido las condiciones de incumplimiento de un Participante Productor a sus compromisos de potencia en contratos y de incumplimientos reiterados.

Por ser el generador térmico quien puede tomar las medidas necesarias (en lo técnico, en lo operativo y en lo comercial) de disponibilidad, la modificación a las reglas comerciales clarifica que el Generador térmico tiene la responsabilidad de definir su Potencia Firme de largo plazo térmica y decidir la Potencia Firme que está dispuesto a comprometer a la garantía de suministro a través de contratos y en el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo que se define para el Mercado Mayorista. El Generador térmico no tiene obligaciones de disponibilidad para aquella Potencia Firme que no esté comprometida en contratos o el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

Es responsabilidad del CND vigilar, que los Generadores cumplan los compromisos asumidos en venta de Potencia Firme por contratos y al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, realizando el seguimiento de la Potencia Firme comprometida para la garantía de suministro.

9. GARANTÍA DE SUMINISTRO Y OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR Y EL GRAN CLIENTE

Para proteger a la demanda de Panamá del riesgo de racionamientos, las reglas comerciales vigentes definen obligaciones de garantía de suministro para los Participantes Consumidores (Distribuidores y Grandes Clientes).

Las obligaciones para el Participante Consumidor de compra anticipada (contratos) de potencia tiene por objeto que con suficiente anticipación exista suficiente capacidad de generación instalada y con disponibilidad comprometida para la garantía de suministro. Para ello, las reglas comerciales vigentes establecen obligación de contratar y obligación de compra de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. La modificación realizada clarifica el alcance de las obligaciones de los Participantes Consumidores referidas a compra anticipada de potencia, introduciendo el concepto "obligación de garantía de suministro".

En lo referido al Servicio de Reserva de largo plazo, la propuesta de modificación a las reglas comerciales mejora y clarifica:

- Su objetivo;
- Los pronósticos de demanda a utilizar;
- Los procedimientos para asignación inicial y ajustes mensuales ante cambios en los contratos y en cambios no previstos de un Gran Cliente (pasar a actuar como Participantes del Mercado o dejar de hacerlo);
- La asignación para el caso de un Gran Cliente, sea Gran Cliente Habilitado o que compra del Distribuidor;
- Las obligaciones y requisitos para que un Gran Cliente habilitado esté autorizado a no comprar este servicio;
- Los requisitos a cumplir por un Participante para poder ofertar, y cantidad máxima que puede ofertar, en particular clarificando los criterios para demanda interrumpible ofertada;
- La metodología y plazos para la presentación de ofertas;
- Las obligaciones del CND referidas a metodología, confidencialidad y transparencia en el procedimiento de competencia para su asignación;
- Los plazos y características del acto para la asignación del Servicio de Reserva de Largo Plazo, incluyendo características del acta que deberá hacer el CND;
- La metodología y plazos para la presentación y tratamiento de reclamos.

10. TRANSACCIONES DE OCASIÓN PARA LA POTENCIA

La modificación realizada clarifica el alcance y objeto de las Compensaciones de Potencia, mejora la metodología de cálculo del tope al precio de la potencia a utilizar si el Ente Regulador decide justificadamente que se requiere un techo.

11. DESPACHO ECONÓMICO Y GENERACIÓN OBLIGADA

La modificación a las reglas comerciales:

- Clarifica los derechos y obligaciones del CND y de los Generadores hidroeléctricos en el cálculo del valor del agua.
- Establece el objeto del predespacho y las condiciones que requieren redespacho.
- Clarifica las obligaciones del CND en lo que se refiere a seguimiento de programas de generación del despacho económico y uso de reservas asignadas, por transparencia, economía y eficiencia.

Con respecto a la generación obligada, o sea la que resulta generando independientemente de la competitividad de su Costo Variable para el Despacho, la modificación a las reglas comerciales estipula el derecho de un Participante Productor a recibir una compensación si le produce un sobre costo y el Productor no es el causante de la restricción.

12. INTERCAMBIOS CON OTROS PAÍSES

12.1. CONSIDERACIONES GENERALES

El ajuste a las reglas comerciales cumple lo acordado en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centro América.

En lo referido a otros acuerdos que realice el CND con Centros de Despachos de otros países y/o entre otras organizaciones de distintos países, sólo serán de obligatorio cumplimiento en la medida que correspondan a acuerdos de Gobierno ratificados en la Asamblea de ser necesario, y/o protocolos o Reglamentos dentro de lo que establece el Tratado Marco.

12.2. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE OCASIÓN

Para la importación y exportación de energía de ocasión, la modificación a las reglas comerciales establece:

- Que hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, a la importación de ocasión se le pagará el precio de la energía en el Mercado Ocasional sólo si existe reciprocidad en el país de dónde proviene la oferta de importación. De lo contrario, se pagará el precio ofertado y el monto resultante de la diferencia entre el precio de la energía en el Mercado Ocasional y el precio ofertado por la importación de Ocasión se asignará como crédito al costo económico de las pérdidas.

- Que, hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, la demanda que se agrega por exportación no firme (exportación de ocasión o contratos de exportación de corto plazo) no participará en el cálculo del precio del Mercado Ocasional. En cada hora con exportación no firme el CND deberá calcular el precio de la energía en el Mercado Ocasional sin incluir la demanda de exportación no firme y el precio de la energía para la exportación con el precio que paga el otro país a la exportación de Ocasión o, si no hay exportación de ocasión, el precio de la energía para la demanda total incluyendo la exportación no firme.
- Los cambios para ajustar en correspondencia el cálculo de costo económico de las pérdidas y los sobrecostos de la generación obligada.

13. SERVICIOS AUXILIARES

La modificación a las reglas comerciales clarifica:

- La diferencia entre Servicios Auxiliares para la operación del sistema y servicios para la confiabilidad de suministro de mediano y largo plazo.
- Los costos mayoristas de un Distribuidor a trasladar a tarifas, incluyendo el costo del Servicio de Reserva de Largo Plazo.

Las decisiones de arranque y parada relacionadas al despacho económico son un costo del sistema, ya que se obliga al Generador a este arranque y parada (no es decisión propia). En vista de ello, la modificación a las reglas comerciales crea el Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda con las siguientes características:

- El costo de arranque que resulta de una decisión propia del Generador es un costo de dicho Generador.
- Los arranques que realiza una unidad debidos exclusivamente a la optimización del despacho económico y que no dependen de decisiones propias, serán compensados con el costo variable de combustibles e incremental de mantenimiento, y asignados como costo del Servicio Auxiliar de Seguimiento de demanda.
- El sobrecosto por generación obligada al mínimo técnico por despacho económico será asignado como costo del Servicio Auxiliar de Seguimiento de demanda.

14. PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL

La modificación a las reglas comerciales establece el tratamiento del impacto en el precio del Mercado Ocasional ante exportación no firme a países en los que no existe condiciones de reciprocidad así como el precio a pagar a una importación de ocasión ante falta de reciprocidad.

Existirán dos precios ante importación o exportación de ocasión sin condición de reciprocidad. La modificación a las reglas comerciales clarifica lo siguiente:

- El cálculo de la generación obligada en una hora que existe precio de la energía para la exportación, y el sobrecosto a pagar por la exportación no firme.
- El cálculo del costo económico de las pérdidas a pagar por la exportación no firme.
- El pago de la exportación no firme del costo de arranque que requiere.

15. TRANSACCIONES ECONÓMICAS

La modificación a las reglas comerciales establece:

- Los plazos y condiciones en que un Participante puede reclamar un precio de la energía en el Mercado Ocasional.
- Las obligaciones del CND respecto de contratos y respecto de los Mercados de corto plazo y Servicios Auxiliares que administra.
- El plazo en que los Participantes están obligados a pagar sus deudas que surjan de sus operaciones en los Mercados y servicios que administra el CND.
- El detalle del procedimiento para administrar el sistema de cobranzas mediante un Banco de Gestión.
- El monto a constituir por cada Participante Consumidor en el sistema de garantías.
- La obligación de pago de todos los cargos que surjan de la operación comercial de un Participante y sus contratos, incluyendo aquellos cargos o transacciones en las que el Participante haya presentado un reclamo. En tanto el reclamo no sea resuelto, como parte de sus compromisos para participar en el Mercado Mayorista, el Participante debe pagar los cargos que resulten.

16. TRANSPARENCIA Y EFICIENCIA

Es necesario reforzar la transparencia y eficiencia en la administración del Mercado y en tal sentido la modificación a las reglas comerciales establece la obligación de auditorías periódicas del CND, y las características mínimas de dichas auditorías.

ANEXO B: RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LA PRIMERA AUDIENCIA

1. RESPUESTA A COMENTARIOS DE ETESA - CND

1.1. OBSERVACIONES EN GENERAL

Los comentarios de ETESA incluyen correcciones de redacción y de forma, las cuales han sido incorporadas a la nueva propuesta de ajustes a las reglas comerciales que se presentará en la segunda audiencia pública.

1.2. DEFINICIONES

Se agrega la definición de Mercado Mayorista de Electricidad, a sugerencia del CND.

1.3. CONTRATOS

1.3.1. Contratos de Reserva:

El CND propone que se analice permitir que los Contratos de reserva puedan ser sólo de potencia o sólo de energía.

El Contrato de reserva tiene como objeto que un Participante Productor compre respaldo para sus ventas por contratos. Típicamente, el respaldo requerido por un Productor es potencia y la energía asociada a esa potencia (o sea la energía generada), ya que éste es el compromiso que a su vez asume en sus Contrato de Suministro.

Partiendo de este objeto, o sea proveer un respaldo, debe incluir un compromiso de potencia.

En lo referido a la energía, es posible que el comprador no necesite en todo momento el respaldo de la energía generada por la potencia contratada. Para dar mayor flexibilidad a la herramienta comercial y facilitar que sea eficiente para los Participantes del Mercado, se ha diseñado que el Contrato de Reserva se pueda acordar como una compra de potencia con una opción de compra (una condición de convocatoria) a la energía generada por la potencia contratada. Cuando se presenta la condición acordada en el contrato, el vendedor debe entregar la energía generada por la potencia contratada. Si no está generando cuando es convocado, el compromiso de entrega de energía resulta cero. Por lo tanto, en este tipo de contratos el vendedor no toma riesgo en el compromiso de energía, pero sí en el compromiso de potencia contratada.

Para el ajuste propuesto, el contrato deberá establecer claramente la condición en que se ejerce la opción (la condición en que la energía generada por la potencia contratada para a ser convocada por la parte compradora y deja de pertenecer a la parte vendedora). Para que el contrato se considere

administrable, la condición que define el contrato debe permitir al CND pueda determinar con anticipación si en una hora la energía que genere la potencia contratada pertenece al Productor vendedor o al Productor comprador.

Como ejemplo, el contrato puede establecer que se convoca (se considera como energía comprada y vendida en el contrato) la energía generada por la potencia contratada cuando la generación del Participante Productor que es la parte compradora es insuficiente para cubrir la energía que compromete en Contratos de Suministro. En este ejemplo, este contrato permite al productor acotar su riesgo de compra de energía en el Mercado Ocasional.

1.3.2. Responsabilidad del CND en la administración de contratos:

La propuesta de modificación a las reglas comerciales clarifica el rol del CND como administrador de Mercados de corto plazo (Mercado Ocasional y transacciones diarias de potencia) En particular, establece el límite de su función relacionada al Mercado de Contratos a los siguientes cálculos:

- Balance de energía en el Mercado Ocasional para el cierre de la diferencia entre consumo o generación real y la energía comprometida comprar – vender en contratos;
- Balance de potencia, a través de las compensaciones diarias de potencia en las para el cierre de la diferencia entre el requerimiento máximo de demanda o disponibilidad y la potencia comprometida en contratos o en el Servicio Auxiliar de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

A solicitud del CND, se agrega a la propuesta de ajuste a las reglas comerciales la clarificación que en tanto el procedimiento para determinar la energía horaria y la potencia diaria contratada no se establezca claramente, sin requerir interpretaciones del CND, el contrato se considerará no administrable y, por lo tanto, no autorizado como perteneciente al Mercado de Contratos.

1.4. GENERACIÓN PROPIA DE DISTRIBUIDORES

De las preguntas y observaciones del CND y de otros agentes, se ha desarrollado en mayor detalle el rol de la generación propia del Distribuidor en el Mercado Mayorista de Panamá.

También se ha clarificado los procedimientos y criterios para que la generación propia se considere cubriendo la garantía de suministro del Distribuidor y cómo afecta a su obligación de contratar. El detalle de aplicación, no corresponde a estas reglas comerciales sino a normas del ERSP.

1.5. AUTOGENERADOR

A solicitud del CND se ha clarificado en las reglas comerciales que un Autogenerador puede tener más de un nodo de venta.

1.6. INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS

Se han clarificado los plazos y procedimientos que aplican cuando el ERSP requiere cambios al Informe Indicativo de Demandas.

El CND indica en sus observaciones:

"El Informe Indicativo de Demanda debe ser una proyección o pronóstico del consumo y demanda del sistema y no números que indiquen la potencia que debe contratar un Distribuidor. La experiencia nos ha mostrado que al mezclar estos propósitos se pierde el objetivo que persigue este informe."

Si bien es cierto que el Informe realiza una proyección de consumo y demanda, se debe destacar que su objeto es comercial, ya que lo crean las reglas comerciales. Como establecen las Reglas Comerciales, el objeto de este Informe es aplicar sus resultados para determinar las cantidades asociadas a la obligación de garantía de suministro y la obligación de contratar de cada Distribuidor.

Para clarificar el alcance de las obligaciones, se ha incorporado a la propuesta de ajuste a las reglas el concepto de obligación de garantía de suministro, que el Distribuidor puede cubrir con contratos o con generación propia, siempre que la generación propia cumpla los requisitos que se establecen.

El CND indica en sus observaciones:

"Es importante señalar en este punto que los Grandes Clientes que "salen" de las Distribuidoras cambian su régimen de producción al convertirse en Participantes, estableciendo la no coincidencia entre las puntas del sistema y la suya, con el objeto de aprovechar mejores precios en el mercado ocasional. De modo que este comportamiento de la carga es desconocido por las Distribuidoras a la hora de brindar la información respectiva al CND para la elaboración del Informe Indicativo de Demandas. ¿Qué hacer en esos casos?"

Es necesario aclarar que la única manera que exista suficiente capacidad de generación para la garantía de suministro es que se instale y se comprometa anticipadamente como disponibilidad. En consecuencia, los compromisos de garantía de suministro (obligación de contratar y compra de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo) se deben establecer con respecto a demanda prevista con suficiente anticipación. Del mismo modo que la obligación del Generador se aplica con respecto a sus compromisos previstos y Potencia Firme de largo plazo resultante de los ajustes, de existir, a incumplimientos pasados a sus compromisos en contratos o Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, al Participante Consumidor su obligación de suministro se aplica a la demanda prevista. En consecuencia, si el Consumidor prevé cambiar su forma de consumo debe informarlo anticipadamente para que se sepa con anticipación cual es la potencia que se requiere comprometer anticipadamente para evitar el riesgo de faltantes o racionamiento en el sistema. Si después el Consumidor modifica en la realidad su forma de consumo resultará con un excedente que podrá ofertar en las compensaciones diarias de potencia.

En resumen, todo comportamiento de la carga que no es conocido anticipadamente, no debe ser tenido en cuenta al momento de decidir la potencia que es necesario comprometer anticipadamente para no poner en riesgo la garantía de suministro. La demanda real se debe tener en cuenta solamente en el corto plazo (las operaciones diarias de potencia). Cuando el Gran Cliente prevea pasar a comprar en el Mercado Mayorista y, en función de ello, cambiar su modalidad de consumo, deberá informarlo anticipadamente para que quede incorporado al Informe Indicativo de Demandas. Por ejemplo, un Gran Cliente que compra del Distribuidor y quiera pasar a compra del Mercado Mayorista para cambiar su forma de consumo y beneficiarse de ello, deberá informar al CND anticipadamente que pasará a ser Participantes del Mercado (indicando a partir de qué mes del año siguiente) y su curva de consumo y demanda prevista a partir de su ingreso previsto.

El procedimiento establecido en las reglas comerciales aplica al Gran Cliente que, sin haberlo informado previo al informe Indicativo de Demandas, durante el transcurso del año decide convertirse en Participante del Mercado y dejar de comprar de su Distribuidor o dejar de comprar del Mercado y pasar a comprar de su Distribuidor. Se ha clarificado este alcance en la propuesta de ajuste a las reglas.

1.7. POTENCIA FIRME E INCUMPLIMIENTOS

Ante los pedidos de clarificación y observaciones sobre el procedimiento para determinar incumplimientos del CND y de otros agentes, se lo ha modificado para darle más claridad y adecuación a las posibles necesidades razonables de mantenimiento.

La observación del CND indica:

"5.5.2.5 Comentario: se entiende de este numeral que la asignación de reserva de largo plazo a un Gran Cliente no puede ser mayor al precio que compra su potencia en sus contratos de suministros? Entendemos igualmente de este numeral, que es potestad del Distribuidor la asignación de la reserva de largo plazo de los Grandes Clientes que continúan comprando de este Distribuidor, pasando el riesgo de desabastecimiento a los Grandes Clientes?"

El artículo indicado no se refiere en ningún punto a precios.

5.5.2.5. Un Gran Cliente está 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, salvo que esté autorizado a elegir si requiere o no dicho servicio. Para el caso de un Gran Cliente que compra a nivel mayorista (Participante Consumidor), la reserva de largo plazo será asignada a sus costos de compra mayorista. Para el caso de los Grandes Clientes que continúan comprando de su Distribuidor, la reserva de largo plazo será asignada en su representación por su Distribuidor en tanto éste lo comercialice.

Por lo tanto, no se puede realizar interpretaciones sobre precios cuando el artículo propuesto no se refiere a esto.

Con respecto a la observación del CND sobre la apertura de sobres, se ha corregido la redacción del ajuste propuesto.

Con respecto a la observación del CND sobre los reclamos, se ha desarrollado el correspondiente procedimiento de presentación y tratamiento de reclamos.

1.8. GENERACIÓN OBLIGADA

Se ha corregido el término "generación forzada" por "generación obligada".

Se clarifica que al Productor la energía desplazada que se le compensa es la que resulta comprando para sus contratos.

1.9. OBLIGACIÓN DE CONTRATAR DE LOS DISTRIBUIDORES

El CND indica correctamente que los artículos 6.6.1.13 y 6.6.1.14 no son de aplicación dada la estructura de los contratos existentes, por lo que se han eliminado.

1.10. SERVICIOS AUXILIARES

Las reglas comerciales para Servicios Auxiliares no han sido modificadas en la propuesta de modificación a las reglas comerciales del ERSP. El CND solicita que se modifiquen para reflejar las metodologías aprobadas por el Comité Operativo el 15 de noviembre del 2000.

Al respecto y del análisis conjunto de todas las observaciones recibidas resulta:

- La propuesta del ERSP de ajustes a las reglas comerciales no incluye cambios a las reglas de Servicios Auxiliares porque, de los antecedentes disponibles, no surgía un requerimiento específico. En la última misión del GVM, en las reuniones tampoco surgieron planteos de ajustes a estas reglas.
- Como las metodologías a las que hace referencia el CND fueron aprobadas con las reglas comerciales vigentes (o sea previo al ajuste propuesto), deberían ser consistentes con esas reglas. El ERSP ya le ha solicitado al CND que adecue las metodologías para que cumplan con las reglas vigentes.
- Ningún otro agente ha solicitado este cambio. Si en base de la experiencia adquirida en la elaboración de las metodologías el CND considera conveniente proponer ajustes a las reglas comerciales para Servicios Auxiliares, se solicita que presente el alcance y detalle de la propuesta de cambio que propone.

El CND indica en sus observaciones lo siguiente:

Propuesta: adecuar este numeral de las Reglas Comerciales a la descripción de estas nuevas metodologías, las cuales actualmente están siendo utilizadas para el cálculo y remuneración de los servicios auxiliares generales.

El ERSP ha hecho notar al CND que no puede aplicar metodologías contrarias o inconsistentes a las reglas comerciales vigentes y que ya le requirió hacer los ajustes necesarios a las metodologías que no cumplen este requisito.

1.11. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

1.11.1. Contratos

Como indica el numeral correspondiente (numeral 13.3: CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN), el criterio que aparece en el párrafo 13.3.2.1. aplica a los contratos de importación y exportación.

El CND incluye la siguiente observación:

"13.3.2.3 Comentario: ¿El concepto de "corto plazo" aquí guarda alguna relación con el que se define en el 7.1.1.1, b)?"

Como se indicó en la respuesta anterior, los párrafos aplican a CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN. El párrafo 7.1.1.1. b) se refiere en cambio a obligación de suministro anticipado, al que se aplica las reglas comerciales correspondientes.

1.11.2. Operaciones de Ocasión:

El numeral 13.5 se refiere, como su nombre lo indica, a "IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE OCASIÓN".

La Ley establece:

Artículo 74. Despacho económico. 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.

Artículo 85. Tipo de transacciones. Las transferencias internacionales de electricidad podrán realizarse por medio de contratos o convenios de suministro a largo plazo, o por transferencias a corto plazo que tengan por objeto el aprovechamiento óptimo de los recursos de generación y transmisión, así como el apoyo para mantener la calidad y confiabilidad del servicio, y estarán exentas de todo gravamen e impuestos de importación y exportación.

Artículo 87. Transferencias a corto plazo. Las transferencias a corto plazo serán realizadas por la Empresa de Transmisión, en su función de gestora de la operación integrada del sistema interconectado nacional, de acuerdo con el Reglamento de Operación.

De la Ley resulta que las exportaciones de corto plazo son parte del despacho económico. En las reglas comerciales vigentes también se establece el mismo criterio. El CND debe administrar las exportaciones de ocasión como parte del despacho económico con los mismos costos variables aplicables al despacho que para el abastecimiento de la demanda interna.

Se ha clarificado en el párrafo 13.5.1.4 el concepto que la exportación de Ocasión es una operación entre Mercados de oportunidad de corto plazo para la energía, o sea un resultado del despacho económico e intercambios eficientes y económicos cuando el precio de ocasión en un país es menor que el del otro país.

1.12. ENERGÍA INADVERTIDA

Se clarifica en más detalle cómo se determinan el costo horario de la energía inadvertida y como el costo mensual a mantener en cero es la suma de los costos horarios.

1.13. SISTEMA DE LIQUIDACIÓN Y COBRANZA

El CND realiza la observación que no realiza facturaciones:

14.1.1.1 Comentario: el CND no administra el sistema de cobranza, esto es responsabilidad propia de los Agentes del Mercado.

14.9.1.1 Comentario: el CND no emite una nota de débito ni nota de crédito ni factura; el CND sólo informa los resultados comerciales. La emisión de facturas es responsabilidad de los Agentes del Mercado.

14.9.1.4 Comentario: el CND no emite factura de ningún tipo.

Los párrafos a los que se refiere el CND no han sido modificados en esta propuesta de modificación a las reglas comerciales, o sea que la regulación vigente establece las obligaciones a las que se refiere el CND. A través del Banco de gestión también se puede administrar el sistema de cobranzas.

Se ha analizado las otras observaciones del CND, sobre la base de las cuales se ha eliminado la posibilidad que el CND administre las liquidaciones de contratos, se ha clarificado el alcance de la función del CND en los cargos de transmisión, y se incorporó el procedimiento ante falta de medición.

Lo referido a Perfiles de Consumo Típico se ha eliminado de las reglas comerciales y se ha colocado en las normas de Grandes Clientes, por ser dónde aplican.

El CND presenta la siguiente observación:

"Propuesta: incluir en este numeral que los Agentes del Mercado pueden presentar reclamos dentro de los 15 días de recibido de ajustes o correcciones a Documentos de Transacciones Económicas."

Con respecto a los reclamos a las transacciones económicas las reglas comerciales establecen que el proceso de liquidación es mensual y que todo reclamo resuelto debe ser incorporado a la liquidación del mes en que fue resuelto. El Documento de Transacciones Económicas (DTE) es, entonces, un documento que se emite una vez por mes y que incluirá las liquidaciones de ese mes y los ajustes a liquidaciones de meses anteriores por reclamos resueltos. En consecuencia, los Participantes del Mercado al presentar reclamos al DTE, lo están haciendo a las liquidaciones del mes y a las liquidaciones de ajustes por reclamos resueltos.

Se ha clarificado el procedimiento ante falta de pago.

1.14. METODOLOGÍAS

El mecanismo actual para elaborar y aprobar metodología no resulta efectivo, ya que las metodologías no cumplen su objeto de predictibilidad y transparencia, y evitar conflictos de interpretación.

- Se han elaborado y aprobado metodologías que presentan inconsistencias con respecto a las reglas comerciales vigentes.
- Se han elaborado y aprobado metodologías con vacíos y/o falta de suficiente claridad y detalle, habilitando distintas interpretaciones.
- Surgen diferencia de opiniones sobre el objetivo y diseño conceptual de algunas metodologías aprobadas. Es necesario incorporar una discusión conceptual previo a comenzar a elaborar y discutir los detalles.

2. RESPUESTA A COMENTARIOS DE ETESA - TRANSMISIÓN

2.1. OBSERVACIONES EN GENERAL

Los comentarios de ETESA incluyen correcciones de redacción y de forma, las cuales han sido incorporadas a los ajustes a las reglas comerciales.

2.2. DEFINICIONES

Se agrega la definición de Mercado Mayorista de Electricidad, a sugerencia del CND.

Se clarifica la definición del Participante Productor para el caso de un Generador con retrasos en el ingreso en operación comercial de una planta.

2.3. GENERACIÓN OBLIGADA

Se ha corregido el término "generación forzada" por "generación obligada".

Se clarifica la definición de generación obligada en el numeral 9.6

Se agrega lo siguiente, como sugiere ETESA:

"9.6.1.8. De haber más de un responsable de la generación obligada, el CND debe identificar la magnitud de la responsabilidad de cada participante, con la finalidad de asignarle a cada responsable, el sobre costo asociado"

Esta sugerencia se fundamenta en el hecho de que en la actualidad, por falta de definición, la generación obligada se le está asignando a un solo participante: ETESA, aún cuando preexiste generación obligada por despacho económico, sin la restricción ocasionada por mantenimientos de ETESA.

2.4. CONTRATOS

Las reglas comerciales se refieren exclusivamente a los Contratos en el Mercado Mayorista para la compra y venta de energía y potencia. Los contratos que indica ETESA se refieren a la actividad de transmisión y, por lo tanto, no corresponden a estas reglas. Se sugiere que ETESA analice si corresponden a las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación.

2.5. INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS

Las reglas comerciales definen el Informe Indicativo de Demandas con las proyecciones de consumo y demanda que se requieren con el objeto comercial de determinar las cantidades que corresponden a la obligación de garantía de suministro y la obligación de contratar de cada Distribuidor.

ETESA sugiere agregar otra información que no es requerida para este objeto, pero que ETESA indica se requiere para los regímenes tarifarios y la cobertura de planificación total. Estos objetos no corresponden a las reglas comerciales mayoristas. Se sugiere que ETESA analice si corresponden a las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación.

En lo que se refiere a generación propia del Distribuidor, se ha desarrollado en mayor detalle las reglas comerciales asociadas y se ha clarificado cuando la generación propia es utilizada para cubrir la garantía de suministro del Distribuidor y cómo afecta a su obligación de contratar.

2.6. RECLAMOS

Se clarifica el alcance de los reclamos que luego de cada día pueden presentar los Participantes del Mercado a los precios y transacciones de los Mercados que administra el CND. Esto se indica en el numeral 15.1 Información Comercial del numeral 15 TRANSPARENCIA.

3. RESPUESTA A COMENTARIOS DE ELEKTRA

3.1. OBSERVACIONES EN GENERAL

Los comentarios de ELEKTRA incluyen correcciones de redacción y de forma, las cuales han sido incorporadas a los ajustes a las reglas comerciales.

ELEKTRA indica como observación:

los puntos 5.5.3.4 y 5.5.3.5, cuya redacción podría revisarse en beneficio de la claridad de lo allí expuesto.

El ERSP no encuentra dónde la redacción tiene falta de claridad, y ELEKTRA no propone una redacción alternativa o aclara en qué es confuso.

ELEKTRA indica como observación:

4. Dentro del proceso de revisión de las Reglas Comerciales debe incluirse la Resolución del ERSP que cambió la expresión "Participante" por la de "Agente".

La Resolución fue incluida en la convocatoria a la Audiencia.

Lo referido a normas para las compras del Distribuidor no es regulación de las reglas comerciales, sino normas específicas del ERSP para las compras de Distribuidores.

3.2. FORMATO

Las reglas comerciales están organizadas en numerales que describen el título de las reglas asociadas a ese numeral, con hasta tres niveles de numerales.

El primer numeral identifica un tema específico cuyas reglas se establecerán.

Las reglas de dicho tema se desarrollan en su totalidad en ese numeral, en cuyo caso las reglas del tema abarcan un único numeral, o separadas en distintos sub temas en un segundo numeral, uno por sub tema cuyas reglas se establecen.

Las reglas de cada sub tema se desarrollan en su totalidad en ese numeral o separadas en distintas componentes del sub tema en un tercer numeral, uno por componente del sub tema materia cuyas reglas se establecen.

En consecuencia cada regla comercial se identifica por 4 números:

- El primer número corresponde al numeral del tema al que aplica la regla.

- El segundo número corresponde al numeral del sub tema al que aplica la regla. Si el tema no se divide en sub temas (o sea hay un sólo nivel de numeral), el segundo número es 1.
- El segundo número corresponde al numeral del componente del sub tema al que aplica la regla. Si el tema no se divide en sub temas (o sea hay un sólo nivel de numeral), el tercer número es 1. Si el tema se divide en sub temas pero no en componentes del sub tema (o sea hay dos niveles de numeral), el tercer número es 1.
- El cuarto al número corresponde al número de regla elaborada para el nivel de numeral que corresponde.

Por ejemplo, la regla 7.6.2.3

- Es la regla 3
- Del componente 2
- Del sub tema 6
- Del tema 7

El primer tema (Objeto) tiene un único nivel de numeral, por lo que todas las reglas que aplican a este tema (las reglas que establecen el objeto), se indican como 1.1.1.x, siendo x el número de regla establecida para el objeto único

3.3. SERVICIOS AUXILIARES

Se reemplazó "Servicios Auxiliares de reserva" por "Servicios Auxiliares de reserva de corto plazo" que es el término que define el numeral Servicios Auxiliares de las reglas comerciales.

3.4. FUNCIONES DEL COMITÉ OPERATIVO

La propuesta de ajustes a las reglas comerciales no modifica las funciones o conformación del Comité Operativo.

El Autogenerador es hoy agente y, como tal, está habilitado a participar en discusiones y reuniones del CND, como ya lo hace. En vista que las reglas comerciales y las metodologías de implementación afectan a todos los agentes, corresponde que todos participen también en el proceso de consulta y discusión, como ya se hace en este proceso de propuesta de ajustes y Audiencias Públicas. No existe ninguna justificación para discriminar al Autogenerador del resto de los agentes y no permitirle participar en estos procesos.

3.5. GENERACIÓN PROPIA DE DISTRIBUIDORES

De las preguntas y observaciones del CND y de otros agentes, se ha desarrollado en mayor detalle el rol de la generación propia del Distribuidor en el Mercado Mayorista de Panamá.

También se ha clarificado cuando la generación propia es utilizada para cubrir la garantía de suministro del Distribuidor y cómo afecta a su obligación de contratar.

3.6. SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO

Se ha incluido en el proceso de cálculo del requerimiento inicial considerar los procesos de libre concurrencia que haya iniciado el Distribuidor. Se hace notar que la asignación final del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo se calcula mensualmente con todos los contratos que tiene vigente el Participante Consumidor. El párrafo 5.5.3.5 establece:

c) Para cada Participante Consumidor con las excepciones indicadas en b), el CND deberá calcular para el paso de asignación el faltante real como su demanda máxima de generación que resulta 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.

3.7. MODIFICACIONES A LAS REGLAS COMERCIALES

Las modificaciones propuestas no establecen excepciones a los procesos de consulta pública, ya que la Resolución del ERSP y el Reglamento General establecen esta obligación.

4. RESPUESTA A COMENTARIOS DE LA AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ (ACP)

4.1. OBSERVACIONES EN GENERAL

Los comentarios de ACP indican en su posición lo siguiente:

La propuesta de modificación no parece apuntar a los objetivos iniciales de promover la libre competencia, incentivar la eficiencia a través de precios y cargos que reflejen costos económicos que permitan la viabilidad de empresas eléctricas eficientes y que las reglas garanticen el acceso abierto a la información, la transparencia del mercado y el trato no discriminatorio a todos los agentes.

Esta acusación no sólo es inconsistente con las características y alcance de los ajustes propuestos sino también no se fundamenta en el documento de ACP. El ERSP ha presentado una propuesta de modificación a las reglas comerciales dentro de sus obligaciones y objetivos de la Ley, con el objeto de mejorar las reglas comerciales en lo que se refiere a promover la competencia, incentivar la

COPIA
SERV.

eficiencia a través de precios y cargos que reflejen costos económicos para empresas eléctricas eficientes y garantizar transparencia y trato no discriminatorio. El ajuste se realiza consistente con el diseño de Mercado Mayorista puesto en marcha en Panamá.

Se ha buscado dar mayor claridad a las redacciones que ACP identificó como confusas.

4.2. REQUISITOS PARA UN AUTOGENERADOR

Como establece el Reglamento de Operación, los requisitos de detalle se elaboran por Metodologías, que son responsabilidad del CND a través de un procedimiento en que participan todos los agentes, o sea que incluyen al Autogenerador. No se entiende, entonces, la observación de ACP referidos a por qué estos temas técnicos no se han establecido en las reglas comerciales.

El ajuste propuesto respeta las resoluciones del ERSP que son de aplicación, por lo que no modifican las normas para Autogeneradores (JD 2333).

A los efectos de clarificar el alcance de las reglas comerciales, se agrega que toda referencia en dichas reglas al Autogenerador se debe entender que aplican también al Cogenerador salvo que se explicita lo contrario.

4.3. CONTRATOS

Se ha clarificado la autorización de contratos en que la potencia comprometida requiere incorporar nueva generación.

4.4. TRANSACCIONES DE PARTICIPANTES CONSUMIDORES

En el diseño de Mercado Mayorista de Panamá, la compra de un Participante Consumidor por contratos de energía y/o potencia obliga a ese Participante a pagar por la energía y potencia que contrata aunque no la requiera. Por consideraciones de reciprocidad y competencia, a cambio de esta obligación de pago el Participante Consumidor obtiene el derecho a comercializarla (venderla) de ocasión en caso de tener excedentes. Por lo tanto, no corresponden las observaciones del ACP referidas a que un Participante Consumidor no puede vender en el Mercado Mayorista energía o potencia excedente.

Se hace notar que este es el diseño del Mercado Mayorista de Panamá desde su puesta en marcha.

Además, por consideraciones de eficiencia y competencia, el Gran Cliente puede aportar reserva de potencia y en ese caso no le corresponde comprar Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo ya que aporta su propia reserva.

Los requerimientos generales para que el Participante Consumidor pueda aportar reserva se establecen en las reglas comerciales.

4.5. COMPROMISOS DE POTENCIA

Los compromisos de Potencia Firme en el Mercado Mayorista de Panamá deben ser respaldado por potencia disponible, independientemente del tipo de generación que se trate.

4.6. SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO

Los ajustes que resulten de reclamos a la asignación de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y decisiones del ERSP no pueden aplicar en forma retroactiva.

4.7. COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO EN PPA

En la propuesta de ajuste a las reglas comerciales, se ha eliminado la modificación al modo en que se determina el Costo Variable aplicable al Despacho para despachar la energía de un contrato PPA luego de analizar las observaciones recibidas y teniendo en cuenta que sólo queda un contrato de este tipo en el Mercado.

De acuerdo a la observación de ACP, se agregó como Costo Variable aplicable al Despacho para un Autogenerador o Cogenerador el precio ofertado.

4.8. SISTEMA DE LIQUIDACIONES

Se corrige el inciso c) del procedimiento para administrar el sistema de cobranzas.

4.9. DATOS COMERCIALES

ACP propone agregar como información comercial a incluir en la Base de Datos:

e) Energía vendida en cada uno de los nodos del SIN.

En el Mercado Mayorista se mide energía inyectada y energía retirada en los nodos de conexión (nodos de venta) al Mercado. En consecuencia, la información requerida por ACP debe incluirse en cambio como parte de la información de operación (generación inyectada y consumo que se retira).

4.10. GRUPO DE VIGILANCIA DEL MERCADO

La independencia del GVM está garantizada por su independencia respecto a las empresas que participan en el Mercado Mayorista. Con ese objeto, lo contrata el ERSP y depende del Ente como grupo asesor en sus tareas de fiscalización del Mercado Mayorista.

5. RESPUESTA A COMENTARIOS DE PANAM

5.1. OBSERVACIONES EN GENERAL

Los comentarios incluyen correcciones de redacción y de forma, las cuales han sido incorporadas a los ajustes a las reglas comerciales.

5.2. INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS

Se ha clarificado los plazos y procedimientos que aplican cuando el ERSP requiere cambios al Informe Indicativo de Demandas.

5.3. INCUMPLIMIENTOS A COMPROMISOS DE POTENCIA

Se ha ajustado y clarificado el modo en que se determina un incumplimiento o incumplimientos reiterados.

La observación de PANAM indica:

"b) Su disponibilidad media mensual, incluyendo potencia que compra de terceros por contratos de reserva, es menor que la comprometida en contratos.

Debemos definir lo que es "media mensual"

Para poder analizar y comprender el alcance de esta observación, se necesitaría que PANAM explique cual es la duda sobre qué se considera media mensual.

5.4. SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO

Se ha clarificado cuando un Participante tiene excedentes para ofertar al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

El precio máximo de la potencia está definido en las reglas comerciales como:

Precio Máximo de la Potencia: Es el valor tope del precio de la potencia firme de largo plazo. 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 competitivo de libre concurrencia o que fueron transferidos al Distribuidor en el proceso de privatización competitivo. 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.

El plazo que transcurre entre la presentación de las ofertas y el acto de apertura de las ofertas tiene como objeto maximizar la competencia a través de que las ofertas se realicen antes que se ~~comience~~

la demanda de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, o sea antes que se finalice y apruebe el Informe Indicativo de Demandas. A partir de la fecha de cierre de presentación de ofertas, no se pueden presentar ofertas adicionales por lo que el tiempo transcurrido no afecta la transparencia del proceso. Se han incluido mayor detalle en las reglas para garantizar transparencia.

En acuerdo con la observación de PANAM, se ha establecido en el procedimiento de asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo el tratamiento del caso en que la oferta sea insuficiente.

Con respecto a la observación de PANAM sobre los reclamos, se ha desarrollado el correspondiente procedimiento de presentación y tratamiento de reclamos.

La potencia ofertada se ajusta mensualmente de acuerdo al procedimiento indicado en las reglas comerciales, o sea los contratos vigentes.

Se ha ajustado y clarificado el modo en que se determina un incumplimiento o incumplimientos reiterados en el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

6. RESPUESTA A COMENTARIOS DE BAHÍA LAS MINAS (BLM)

6.1. OBSERVACIONES EN GENERAL

Los comentarios incluyen correcciones de redacción y de forma, las cuales han sido incorporadas a los ajustes a las reglas comerciales.

De acuerdo a la observación realizada por BLM, se ha indicado en las reglas comerciales que toda referencia a potencia en contratos corresponde a Potencia Firme de largo plazo.

6.2. DEFINICIONES

6.2.1. Consideraciones generales:

Las reglas comerciales regulan en mayor detalle el Mercado Mayorista dentro del marco general que establece la Ley. Por lo tanto y como ocurre en todas las regulaciones de sectores eléctricos, las reglas comerciales requieren un número mayor de definiciones que las de la Ley. La propuesta de revisión de reglas comerciales no modifica las definiciones de la Ley, sino que agrega nueva definiciones que son necesarias para la administración comercial del Mercado y clarifica algunas de las ya definidas en la versión vigente de las reglas comerciales.

De acuerdo a la observación realizada, se agregó la definición de generación propia de un Distribuidor.

De acuerdo a la observación realizada, se adecuó la definición de Precio Máximo de la potencia, para eliminar las consideraciones iniciales en la puesta en marcha del Mercado Mayorista.

En sus observaciones, BLM propone agregar el siguiente Participante del Mercado en el párrafo 3.2.1.1

"d) Participantes que presten el servicio de transmisión a otros Participantes."

Este inciso no se ha agregado porque las empresas que sólo prestan el servicio de transmisión no son Participantes del Mercado (no compran ni venden energía y potencia) aunque sí son agentes. ETESA queda habilitado transitoriamente como Participante del Mercado en su función de Comprador Principal.

6.2.2. ETESA:

De acuerdo con la observación de BLM, se agrega la definición de empresa de transmisión a la que hace referencia las reglas comerciales, para clarificar que se trata de ETESA,

6.2.3. Participante Productor:

Teniendo en cuenta que la Ley establece que la actividad de comercialización debe realizarse junto con las actividades de distribución o generación, la definición de Participante Productor corresponde a un Participante que produce energía (genera). Las reglas comerciales lo habilitan a también vender energía o potencia que contrata de terceros.

6.3. PARTICIPANTES DEL MERCADO

La definición de agentes que establece la Ley corresponde a los requisitos físicos (propiedad o concesión de activos del sistema o consumir energía) a cumplir para ser agente, sin establecer requisitos financieros ni de administración comercial del Mercado Mayorista. De esto resulta, que la definición de agente de la Ley corresponde a identificar las empresas que tienen derecho a estar conectadas al sistema, obligados a la coordinación integrada y que pueden participar en el Mercado Mayorista.

Un tema crítico en todo Mercado Mayorista eléctrico es los requerimientos financieros (garantías, obligación de pago) y comerciales (medición comercial) que se deben cumplir para que una empresa sea autorizada a ingresar y participar directamente en el Mercado Mayorista. Cumplir estos requisitos no es una exigencia para convertirse en agente, de la definición que surge de la Ley. Resulta entonces necesario establecer la figura del agente que queda habilitado a participar comercialmente en forma directa en el Mercado Mayorista (Participante), y definir los requisitos que debe cumplir. Con este objeto, se agrega la definición de Participantes del Mercado en las reglas comerciales.

En lo que se refiere a compra y venta de energía y potencia, las reglas comerciales aplican a los agentes que son Participantes. En lo que se refiere a reglas técnicas y operativas aplican a todos los agentes.

6.4. GENERACIÓN PROPIA DE DISTRIBUIDORES

De las preguntas y observaciones del CND y varios agentes, se ha desarrollado en mayor detalle las reglas para la generación propia del Distribuidor dentro del Mercado Mayorista de Panamá.

También se ha clarificado el procedimiento y criterios para que la generación propia esté autorizada a cubrir la garantía de suministro de un Distribuidor y cómo afecta la obligación de contratar del Distribuidor al que pertenece dicha generación.

6.5. ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

6.5.1. Consideraciones Generales:

La regulación específica del servicio de transmisión (incluyendo la tarifaria, acceso abierto, etc.) no es ámbito de las reglas comerciales del Mercado Mayorista.

6.5.2. Cargos de transmisión

Las reglas comerciales permiten la posibilidad de transferencia de cargos de transmisión entre Participantes del Mercado de acordarlo así entre las partes en las cláusulas del contrato. Estas reglas son de aplicación para los cargos de transmisión actual y los cargos de transmisión que se decidan en el futuro en las revisiones tarifarias. Por lo tanto, están redactadas de modo que sean aplicables a cualquier diseño de estos cargos.

La observación realizada por BLM al párrafo 4.4.3.5, se debe hacer notar que el mismo establece a los cargos de transmisión asociados de existir. En consecuencia, es también compatible con la condición actual ya que tiene en consideración el caso particular que no existan cargos de transmisión por energía como ocurre actualmente.

6.6. AUTOGENERADORES

No es objeto de las reglas comerciales establecer los requisitos técnicos para que una empresa quede habilitado como un determinado tipo de agente. En particular, no son las reglas comerciales el ámbito regulatorio dónde se establecen las características a cumplir para ser Autogenerador así como no lo son en los requisitos a cumplir para ser Generador o Distribuidor.

La definición del Autogenerador surge de la Ley.

Autogenerador. Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a la Empresa de Transmisión y a otros agentes del mercado.

Las normas específicas aplicables están reguladas por el ERSP y no son materia de las Reglas Comerciales.

6.7. PRODUCTOS QUE SE COMERCIALIZAN

En sus observaciones, BLM propone agregar un inciso c) al párrafo 3.1.1.1,

c) *Energía y Potencia*

El inciso c) propuesto no corresponde a un producto distinto a los anteriores. Los productos que se pueden comercializar quedan identificados en los incisos a) y b). Son a) energía y b) potencia. Esto significa que se pueden comercializar juntos o por separado.

6.8. GARANTÍA DE SUMINISTRO (SEGURIDAD DE SUMINISTRO)

Se clarifica el alcance de las obligaciones de los Participantes Consumidores referidas a compra anticipada de potencia, introduciendo el concepto "obligación de garantía de suministro".

Las obligaciones para el Participante Consumidor de compra anticipada de potencia tienen como objeto que exista suficiente capacidad de generación para la garantía de suministro instalada y con disponibilidad comprometida anticipadamente. Para ello, las reglas comerciales establecen obligaciones (obligación de contratar y obligación de compra de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo) que garantizan que exista la Potencia Firme necesaria comprometida con suficiente anticipación para cubrir la demanda prevista y así obtener un seguro de suministro.

6.9. POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO

Entendemos que con los ajustes propuestos queda claramente establecido el rol (el límite de derechos y obligaciones) que compete al Generador térmico y al CND en lo que se refiere a determinar la Potencia Firme de largo plazo.

Es responsabilidad del Generador térmico, por ser éste quien asume el compromiso de Potencia Firme y quien puede tomar las medidas necesarias (en lo técnico, en lo operativo y en lo comercial) decidir la Potencia Firme que está dispuesto a comprometer a la garantía de suministro a través de contratos y en el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. El Generador térmico no tiene obligaciones de disponibilidad para aquella Potencia Firme que no esté comprometida, o sea que no esté comprometida (vendida) para la garantía de suministro a través de contratos o del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. Como el Generador no tiene compromiso de disponibilidad para esta Potencia Firme, no puede registrar incumplimientos cuando potencia no comprometida está indisponible.

Es responsabilidad del CND vigilar, de acuerdo a lo que establecen las reglas comerciales, que los Generadores cumplan los compromisos asumidos en venta de Potencia Firme por contratos y al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo, o sea realizar el seguimiento de la Potencia Firme comprometida para la garantía de suministro. Para ello, la propuesta de modificación a las reglas comerciales clarifica el alcance y procedimiento de cálculo de un incumplimiento y de incumplimientos reiterados. La condición de incumplimientos reiterados es la que determina cuándo el CND tiene la obligación de reducir a un Generador su Potencia Firme de largo plazo.

La justificación de esta disminución regulada (que el CND no decide sino que aplica de acuerdo a lo establecido en las reglas comerciales) es que el Generador ha demostrado que, a pesar de asumir el compromiso de entregar potencia disponible y de este modo cubrir la garantía de suministro, no ha sido capaz de aportar la disponibilidad comprometida pudiendo haber puesto en peligro la seguridad de suministro.

Con respecto a los contratos, los mismos pueden acordar una disponibilidad objetivo de acuerdo a lo que establecen las reglas comerciales. En ese caso, la Potencia Firme a pagar por el comprador dependerá del cumplimiento de esta disponibilidad objetivo de acuerdo a lo acordado en el contrato. El ajuste propuesto a las reglas comerciales clarifica esta condición.

6.10. CONTRATOS

Los contratos establecen acuerdos compromisos bilaterales entre la parte vendedora y la parte compradora. Todo conflicto o necesidad de interpretación debe ser resuelto por las partes involucradas.

Es responsabilidad de cada Participante establecer claramente en sus contratos los derechos y obligaciones de las partes, estableciendo el tratamiento de incumplimientos o conflictos de interpretación al alcance de un contrato. En particular, se debe establecer claramente si la energía y/o Potencia Firme contratada está afectada por la energía y potencia de otros contratos, y cómo se administrará entre las partes esta condición.

6.11. PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL

En sus observaciones, BLM propone el siguiente cambio al párrafo 9.5.1.1 sobre el despacho de precio:

"...sin restricciones de la red de transmisión y distribución y sin restricciones operativas de los generadores..."

El diseño vigente para el precio de la energía en el Mercado Ocasional es separar las restricciones que surjan de las actividades de redes de las que resultan de las decisiones de generación, consumo y su despacho económico. En consecuencia, el despacho de precio incorpora las restricciones operativas de generación y determina el cubrimiento óptimo del consumo. De la optimización de arranque y parada en el despacho económico, puede resultar generación obligada cuyo sobre costo ha sido incluido en estos ajustes a las reglas comerciales en el servicio de seguimiento de demanda.

6.12. GENERACIÓN OBLIGADA

La compensación que recibe un Participante Productor ante una condición de generación obligada es cuando esta obligación le produce un sobre costo.

En consecuencia, el diseño conceptual de las compensaciones por generación obligada es que el Generador es compensado en las siguientes dos condiciones:

- a) Se lo obliga a generar cuando el precio de la energía en el Mercado Ocasional es menor que su Costo Variable aplicable al Despacho y recibe como compensación su sobrecosto de generación (la diferencia entre su costo variable y el precio de la energía); o
- b) Se lo obliga a comprar del Mercado Ocasional para cubrir sus compromisos de ventas de energía por contratos a un precio más caro que su Costo Variable aplicable al Despacho (es desplazado del despacho económico) cuando dicha compra no resulta de restricciones propias, y recibe como compensación su sobrecosto de cubrimiento del contrato (la compra por generación desplazada valorizada a la diferencia entre el precio de la energía en el Mercado Ocasional y su costo variable aplicable al despacho).

El ajuste propuesto introduce la condición b), o sea habilita al Participante Productor que resulta desplazado del despacho por generación obligada a recibir en compensación el sobrecosto (de existir) si por sus compromisos de venta por contratos debe comprar la energía desplazada en el Mercado Ocasional a un precio mayor que su costo variable para el despacho.

6.13. SERVICIOS AUXILIARES

6.13.1. Calidad y seguridad en la operación del sistema:

Las reglas comerciales establecen:

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

Las obligaciones técnicas y operativas referidas a Servicios Auxiliares para la calidad y seguridad del sistema resultan de lo que establece el Reglamento de Operación y es, en consecuencia, una obligación de cada agente independientemente de que exista o no una remuneración asociada.

Por otra parte todos estos Servicios Auxiliares tiene una remuneración en el Mercado Mayorista que es el que corresponde a Servicios Auxiliares del sistema.

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

BLM presenta como propuesta incorporar como otros Servicios Auxiliares:

10.1.1.4... Añadir: c) soporte de reactivos y d) estabilizadores de potencia

Indica como motivo que estos servicios se proveen.

La identificación de todos los Servicios Auxiliares que se proveen para calidad y seguridad en la operación del sistema es materia de las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación. La remuneración por Servicios Auxiliares del sistema abarca a todos los que se provean y para los que no se incluya un tratamiento comercial particular y, por lo tanto, estaría abarcando los que indica BLM.

Las reglas comerciales establecen:

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

En consecuencia, las propuestas de diferenciar un tratamiento comercial a un Servicio Auxiliar distinto al previsto en las reglas comerciales vigentes deben surgir de un requerimiento y propuesta concreta al ERSP de los Participantes y/o el CND con la correspondiente descripción del tratamiento comercial requerido y su justificación en los resultados del sistema y/o comportamiento del Mercado.

6.13.2. Monto Máximo:

BLM propone eliminar los límites mínimos y máximos, indicando:

10.2.1.2 Eliminar los valores máximo y mínimo y dejar sólo "es definido por el ERSP de acuerdo a las condiciones existentes en el sistema."

Fundamento: En el futuro puede ser que los topes sean insuficientes y el ERSP debería poder aumentar el monto máximo sin el proceso de modificar las Reglas Comerciales

Por predictibilidad y eficiencia, es preferible mantener límites definidos. Es esperable que una situación de necesidad de modificar estos límites sea una excepción y, por lo tanto, justifica que se haga mediante modificación a las reglas comerciales.

6.13.3. Servicio Auxiliar de Seguimiento de demanda:

El costo de arranque se define con el costo de combustible asociado. Lo referido a costos de operación y mantenimiento está incluido en el costo variable aplicable al despacho.

6.14. TRATADO MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE CENTRO AMÉRICA (TRATADO MARCO)

El ajuste propuesto a las reglas comerciales cumple lo acordado en el Tratado Marco, sido suscrito por Panamá y ratificado por la Asamblea. Se ha clarificado la redacción para explicitar esta condición.

En lo referido a otros acuerdos que se realicen entre Despachos o entre otras organizaciones de distintos países sólo serán de obligatorio cumplimiento en la medida que correspondan a acuerdos de Gobierno ratificados en la Asamblea de ser necesario y/o protocolos o Reglamentos dentro de lo que establece el Tratado Marco. El Tratado Marco establece que las obligaciones de los países abarcan garantizar el libre tránsito de energía eléctrica por sus respectivos territorios, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en el Tratado, sus protocolos y Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional. En consecuencia, las obligaciones que aplican en lo que se refiere a importación y exportación de Panamá son las que resultan de lo establecido en el Tratado y sus posteriores protocolos. Aún no se han elaborado o aprobado los Reglamentos.

Es de destacar que el Tratado establece el siguiente marco:

- Dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana, SICA, los países de la región han manifestado su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, mediante una red de transmisión que interconecte sus sistemas. Esta gradualidad lleva a que los países de la región se encuentran en distinto estado de desarrollo de la competencia y apertura en su sector eléctrico. Por compatibilidad y eficiencia, en la propuesta de ajuste a las reglas comerciales se establecen tratamiento particular para evitar distorsiones por la diferencia de apertura del sector (y por lo tanto apertura a la integración eléctrica) que resulta entre los distintos países, respetando así lo acordado en el Tratado Marco.
- El Tratado se regirá por los principios de gradualidad, competencia y reciprocidad, y define "Reciprocidad: Armonización de las reglas, normas y procedimientos que regulan la prestación del servicio de electricidad para que existan condiciones comparables en los diferentes países para el funcionamiento del Mercado". En la propuesta de ajuste a las reglas comerciales se establecen los condicionamientos que se aplicarán al tratamiento de transacciones internacionales ante falta de reciprocidad y/o falta de competencia, lo cual no vulnera lo acordado en el Tratado Marco.
- El Tratado Marco establece como uno de sus fines crear las condiciones e incentivos necesarios para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de electricidad. Respetando el Tratado, las reglas comerciales establecen que toda condición o intercambio contrario a los fines de calidad, confiabilidad y seguridad (o sea contrario a los fines acordados) es interrumpible.

Teniendo en cuenta las observaciones recibidas y bajo el principio de reciprocidad, se han introducido cambios a la administración de importación de ocasión y exportación no firme.

6.15. ADMINISTRACIÓN COMERCIAL Y SISTEMA DE LIQUIDACIONES

Ante los conflictos registrados y las observaciones recibidas, se ha eliminado la opción que el CND realice la liquidación de contratos, limitando su responsabilidad a informar cantidades físicas.

La administración comercial del CND aplica a los Mercados fuera de contratos. Las obligaciones de liquidación y cobranza en acuerdos bilaterales (contratos) es responsabilidad entre las partes, de acuerdo a las cláusulas que al respecto establezcan en el contrato referidas a facturas, reclamos, plazos de pago y mora o incumplimientos.

El CND no es parte activa de dichos contratos en lo que se refiere a los acuerdos comerciales realizados entre la parte vendedora y la parte compradora en un contrato. Los resultados y conflictos registrados demuestran que su participación en la liquidación de contratos provoca problemas y la expone a riesgos que están fuera de su control (conflictos de interpretación o de reclamos entre partes, que pueden involucrar montos importantes). Los conflictos y problemas registrados también han demostrado que las liquidaciones deben ser realizadas por las partes afectadas, o sea los que tienen la responsabilidad de cumplir e interpretar (o resolver conflictos de interpretación) las cláusulas acordadas en el contrato. Son también los Participantes del Mercado los que tienen el derecho de diseñar sus contratos (cláusulas, obligaciones y derechos) de modo de acotar el riesgo que asume cada parte, los precios asociados y el tratamiento de incumplimientos. El CND no tiene capacidad para hacerlo, ya que no tiene el derecho de establecer obligaciones o requisitos al diseño o características de las cláusulas de un contrato sino sólo la función de controlar que los contratos cumplan los requisitos regulados en las reglas comerciales.

El ajuste propuesto a las reglas comerciales establece:

14.9.1.3. Todo Participante que resulte deudor tiene la obligación de pago dentro de un plazo no mayor que 15 días de recibida la mencionada nota o factura.

BLM propone un plazo de 30 días con la siguiente observación:

Fundamento: Es conveniente uniformizar todos los plazos de pago tanto del Mercado Ocasional como del Mercado de Contratos. Tanto los Contratos Iniciales como aquellos que el ERSP ya ha aprobado para los actos competitivos de Elektra Noreste prevén pagos a 30 días, y 30 días ha sido el plazo que se ha usado por costumbre en todas las transacciones comerciales del Mercado en Panamá. No vemos ventaja alguna en este cambio.

Se ha modificado el plazo de pago a la cantidad de días propuestos.

BLM solicita eliminar el párrafo 14.10.1.6.

14.10.1.6. Si el deudor moroso fuera un Participante Productor, el ERSP podrá autorizar al CND a administrar las transacciones de dicho Participante como si no tuviera contratos, o sea considerar que toda su energía se vende en el Mercado Ocasional y su potencia disponible es excedente para compensaciones de potencia.

Esta regla existe desde la puesta en marcha del Mercado Mayorista y tiene por objeto garantizar la cobrabilidad del Mercado, siendo la contraparte del sistema de garantías de los Participantes Consumidores. No se encuentran motivos para eliminarla.

6.16. RECLAMOS

BLM propone en sus observaciones agregar un nuevo párrafo 14.8.1.5 que diga:

14.8.1.5 El CND debe ser responsable de sus acciones como administrador del Mercado Ocasional. En caso de que el CND, por una aplicación incorrecta de los Reglamentos, causase un perjuicio a alguno de los Participantes, el CND deberá resarcir al Participante afectado por el daño sufrido.

Fundamento: Deben darse señales de eficiencia al Administrador del Mercado. Es factible (y ha ocurrido en el pasado) que el CND ha aplicado incorrectamente los Reglamentos, o ha obviado alguna acción que estaba obligado a realizar, como, por ejemplo, su obligación de informar, resultando en que algunos Participantes se han visto perjudicados en formas que no pueden ser resueltas a través de una reliquidación (nuevamente, por ejemplo, si el CND obvia de informar a los Participantes de todas las ofertas que ha recibido para exportaciones, estos no están en capacidad de tomar las decisiones comerciales correctas). En estos casos en los que el CND incumple sus obligaciones, debe resarcir los daños causados por su negligencia.

Los costos reconocidos del CND en su tarifa regulada no incluyen el costo que representaría administrar el riesgo de cubrir perjuicios de Participantes. Implementar la propuesta de BLM obligaría a reconocer costos elevados al CND en su tarifa, lo que no sería eficiente y además llevaría un costo a trasladar a tarifas del cliente final muy superior a la calidad pretendida del servicio. Asimismo, implementar un sistema en que el CND debe compensar a los Participantes por los daños que causa debería incluir por consistencia también un sistema en que los Participantes están obligados a compartir con el CND los beneficios que éste produce con el servicio que provee.

Los incentivos a la eficiencia y calidad del servicio que brinda el CND necesitan provenir de indicadores de gestión y, a lo sumo, descuentos asociados en su remuneración.

7. RESPUESTA A COMENTARIOS DE EDEMET Y EDECHI

7.1. OBSERVACIONES EN GENERAL

Los comentarios incluyen correcciones de redacción y de forma, las cuales han sido incorporadas a los ajustes a las reglas comerciales.

De acuerdo a las observaciones recibidas, se ha clarificado en las reglas comerciales que toda referencia a potencia en contratos y restricciones al máximo contratable por un Productor corresponde a Potencia Firme de largo plazo.

7.2. DEFINICIONES

Sobre la base de las observaciones recibidas, se agregan definiciones adicionales que se consideran necesarias.

7.3. PARTICIPANTES DEL MERCADO

La definición de agentes que establece la Ley corresponde a los requisitos físicos (propiedad o concesión de activos del sistema o retiro de energía para consumo) a cumplir para ser agente, sin establecer requisitos financieros ni de administración comercial del Mercado Mayorista. De esto resulta, que la definición de agente de la Ley corresponde a identificar las empresas que tienen derecho a estar conectadas al sistema, obligados a la coordinación integrada del CND y que además pueden participar en el Mercado Mayorista.

Un tema crítico en todo Mercado Mayorista eléctrico son los requerimientos financieros (garantías, obligación de pago) y de administración comercial (medición comercial) que se deben cumplir para que una empresa sea autorizada a ingresar y participar directamente en el Mercado Mayorista. Cumplir estos requisitos no es una exigencia para convertirse en agente, de la definición que surge de la Ley. Resulta entonces necesario establecer la figura del agente que queda habilitado a **participar comercialmente en forma directa** en el Mercado Mayorista (Participante), y definir los requisitos que debe cumplir. Con este objeto, se agrega la definición de Participantes del Mercado en las reglas comerciales.

En lo que se refiere a compra y venta de energía y potencia, las reglas comerciales aplican a los agentes que son Participantes. En lo que se refiere a reglas técnicas y operativas aplican a todos los agentes.

7.4. CONTRATO DE SUMINISTRO

Los tipos de contratos del Mercado Mayorista de Panamá así como sus características y requisitos han sido definidos en la puesta en marcha del Mercado, con el objeto de administración de riesgos financieros (estabilización de precios para el Consumidor o estabilización de ingresos para el Productor) y riesgos físicos (garantía de suministro, Potencia Firme y disponibilidad).

Para ello, el Informe Metodológico describe las herramientas diseñadas:

8.2.1. En el Mercado de Contratos existen dos tipos de contratos.

a) Contratos de Suministro : los agentes Compradores acuerdan la compra de potencia y/o energía con agentes Productores.

b) Contratos de Reserva : los agentes Productores y el Comprador Principal pueden comprar potencia y la energía asociada de otro Productor.

Las reglas comerciales definen y regulan estos tipos de contratos. El Contrato de Suministro, como su nombre lo indica, está dedicado a que un Participante Consumidor compre su suministro de un

DE LOS SE

Participante que pueda respaldar la garantía de suministro y administrar el costo de producción asociado, o sea un Productor.

EDEMET plantea que no permitir a un Distribuidor vender a Grandes Clientes de otro Distribuidor restringe la competencia del Mercado Mayorista. Sin embargo, el desarrollo de la competencia se basa en la diversificación de compradores y vendedores, o sea que cada vendedor tenga más de una opción a quién vender (varios compradores posibles), y cada comprador tenga más de una opción de quién comprar (varios vendedores posibles). La venta del Distribuidor a un cliente, salvo por generación propia, corresponde a intermediación de compra, o sea que el Distribuidor compra de un Generador y éste a su vez vende a clientes. En el caso que el cliente tiene libertad de comprar, el comprar con la intermediación de un Distribuidor no incrementa la competencia (el vendedor es el Productor y el Distribuidor intermedia la venta al cliente) ya que el cliente tenía la libertad y opción de comprar del mismo Generador en forma directa.

Cuando en un Mercado Mayorista existe uno o más Grandes Clientes dispuestos a comprar a nivel mayorista (compradores) y existe uno o más Generadores con excedentes que pueden vender por contratos mayoristas (vendedores), la competencia debería llevar a una negociación entre las partes interesadas en comprar y vender. Cuando esta negociación no se presenta o no logra un acuerdo, y en cambio sí lo logra un intermediario, es necesario analizar los motivos que llevan a este resultado entre ellos:

- Porqué el Generador está dispuesto a vender al intermediario en vez de vender en forma directa al Gran Cliente? Si el motivo es volumen o riesgo de no pago, el resultado estaría demostrando la conveniencia de introducir la figura del Comercializador mayorista para incrementar la competencia. Sin embargo, esta figura no está prevista hoy en la Ley.
- Porqué el Gran Cliente no logra acordar un contrato con alguno de los Generadores con excedentes?

7.5. GENERACIÓN PROPIA DE DISTRIBUIDORES

De las preguntas y observaciones del CND y de otros agentes, se ha desarrollado en mayor detalle el rol de la generación propia del Distribuidor en el Mercado Mayorista de Panamá.

También se ha clarificado los procedimientos y criterios para que la generación propia se considere cubriendo la garantía de suministro del Distribuidor y cómo afecta a su obligación de contratar.

La metodología y normas de detalle que aplican a la compra de un Distribuidor son materia de normas específicas del ERSP.

7.6. LIQUIDACIÓN DE CONTRATOS

Ante los conflictos registrados y las observaciones recibidas, se ha eliminado la opción que el CND realice la liquidación de contratos, limitando su responsabilidad a informar cantidades físicas.

7.7. POTENCIA FIRME E INCUMPLIMIENTOS

Ante los pedidos de clarificación y observaciones sobre el procedimiento para determinar incumplimientos del CND y de otros agentes, se lo ha modificado para darle más claridad y adecuación a las posibles necesidades razonables de mantenimiento.

Los incumplimientos identificados en la propuesta de modificación a las reglas comerciales son al sólo efecto para su aplicación en las reglas comerciales, o sea a establecer si corresponde que el CND realice un ajuste a la Potencia Firme de largo plazo y si corresponden compensaciones o inhabilitación en el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo. El tratamiento de incumplimientos a condiciones pactadas entre partes en un contrato (cuándo hay incumplimiento de una parte, qué ocurre cuando se registra un incumplimiento) debe ser establecido en las cláusulas del correspondiente contrato y no son tema de las Reglas Comerciales.

7.8. INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS

Se ha clarificado los plazos y procedimientos que aplican cuando el ERSP requiere cambios al Informe Indicativo de Demandas.

El objeto ha sido que el Informe esté elaborado, revisado, corregido de ser necesario y aprobado previo a la asignación del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo. Sin embargo, es necesario incluir reglas si, por condiciones imprevistas o imponderables, el Informe Indicativo de Demandas no esté aprobado en esa fecha. Para evitar vacíos regulatorios ante esta condición, la propuesta de ajustes a las reglas comerciales establece la demanda a utilizar de producirse esta eventualidad, como la correspondiente al último Informe aprobado (o sea el vigente). Es de hacer notar que el Informe Indicativo de Demanda analiza y evalúa un plazo mayor que un año ya que las decisiones de contratación y obligación de contratar del Distribuidor que resultarán del Informe tendrán un impacto sobre un horizonte mayor que un año. Por lo tanto, las proyecciones de demanda deben tener un ajuste razonable para un horizonte de varios años. De ello resulta que, si ante una excepcionalidad por una condición imponderable, se requiere utilizar el Informe Indicativo del año anterior, las proyecciones de demanda asumidas no deberían incluir errores graves.

7.9. CONTRATOS DEL DISTRIBUIDOR

EDEMET propone eliminar el párrafo 6.1.1.4, indicando que no corresponde porque la obligación de contratar del Distribuidor abarca exclusivamente los clientes regulados.

6.1.1.4. En todo contrato de un Distribuidor deberá quedar identificado claramente si está dedicado al abastecimiento de sus clientes regulados.

Aún cuando la obligación de contratar sea la indicada en la observación de EDEMET, esto no significa que el Distribuidor no pueda decidir tener mayor contratación que la obligada y que en un mismo contrato decida comprar para los clientes regulados y para Grandes Clientes que abastece. Verificar el cumplimiento de la obligación de contratar de un Distribuidor requiere que éste

establezca claramente en sus contratos cuándo compra para ambos tipos de clientes y, de ser así, cuánto compra para cada uno. Este es el objeto de la regla comercial 6.1.1.4.

7.10. CANTIDADES CONTRATADAS

Sobre la base de la observación recibida, se ha clarificado en las reglas comerciales lo que se refiere a características de cómo se definen las cantidades de energía y potencia en los contratos, pudiendo tratarse de formulas como establecen dichas reglas.

En el caso de compras a través del Comprador Principal, el Distribuidor debe informarle las cantidades requeridas ya que el Comprador Principal actúa como un intermediario y no en decidir cuánto comprar. La energía requerida se puede expresar de las distintas maneras previstas en las reglas comerciales, incluyendo valores relativos (un porcentaje de la demanda real) que no define valores fijos ex ante pero que permiten estimar valores previstos. La contratación del Comprador Principal deberá incluir la misma formula para determinar la energía contratada que la requerida por el Distribuidor.

7.11. COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO EN PPA

Se ha eliminado en la propuesta de ajuste a las reglas comerciales la modificación al modo en que se determina el Costo Variable aplicable al Despacho para despachar la energía de un contrato PPA luego de analizar las observaciones recibidas y teniendo en cuenta que sólo queda un contrato de este tipo en el Mercado.

7.12. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Se ha analizado la observación recibida y se ha incorporado en la propuesta de ajuste a las reglas comerciales el principio de reciprocidad en la importación de ocasión y exportación no firme, en tanto no se ponga en marcha el Mercado Eléctrico Regional con su Mercado de Oportunidad de corto plazo.

Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, a la importación de ocasión se pagará al precio de la energía en el Mercado Ocasional si existe reciprocidad en el país de dónde proviene la oferta de importación. De lo contrario, se le pagará el precio ofertado y el monto resultante de la diferencia entre el precio de la energía en el Mercado Ocasional y el precio ofertado por la importación de Ocasión se asignará como crédito al costo económico de las pérdidas.

Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, la demanda que se agrega por exportación no firme (exportación de ocasión o contratos de exportación de corto plazo) no participará en el cálculo del precio del Mercado Ocasional. En cada hora con exportación no firme el CND deberá calcular el precio de la energía en el Mercado Ocasional sin incluir la demanda de exportación no firme y el precio de la energía para la exportación con la demanda total incluyendo la exportación no firme.

Sobre la base de este cambio, se ha ajustado en correspondencia el cálculo de costo económico de las pérdidas y los sobrecostos de la generación obligada.

7.13. SOBRECOSTO Y COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN OBLIGADA

La compensación a pagar a un Productor por la energía que debe comprar en el Mercado Ocasional debido a que su generación es desplazada por generación obligada, se calcula como la diferencia entre su Costo Variable para el Despacho y el precio de la energía en el Mercado Ocasional.

De las reglas comerciales resulta que esto incluye todo los tipos de generación posible.

9.2.1.1. El Costo Variable aplicable al despacho está dado por :

- a) el Costo Variable de operación para la generación térmica ... ;*
- b) el valor del agua para las centrales hidroeléctricas, ... ;*
- c) el precio ofertado en la interconexión para la importación de ocasión;*
- d) el precio ofertado por Autogeneradores y Cogeneradores.*

Por lo tanto, no es necesario reiterar en otros párrafos que corresponde en el caso de generación hidroeléctrica al valor del agua.

7.14. COSTOS DE ARRANQUE

El costo de arranque que resulta de una decisión propia del Generador es un costo propio del Generador.

La propuesta de ajuste a las reglas comerciales establece que las decisiones de arranque y parada relacionadas al despacho económico son un costo del sistema, ya que se obliga al Generador a este arranque y parada. Con el mismo criterio que con la generación obligada, el Generador debe ser compensado por este costo al que se vio obligado.

La forma de la demanda, con su factor de carga, no permite tener 24 horas y todos los días las mismas unidades generando sino que requiere de arranque y parada de unidades, ya sea hidroeléctricas o térmicas de arranque rápido o de arranque lento. Más allá de cual sea el tipo de unidad que es parada por despacho y luego arrancada por despacho, la causa de estos arranques y paradas es la forma de la demanda. El costo de cada arranque depende del tipo de unidad (en la hidroeléctrica es cero) y por este motivo es incorporado costo a minimizar en el despacho económico.

La cantidad de arranques que realiza una unidad no depende de decisiones propias sino de variaciones de demanda, diferencias entre consumo real y consumo previsto, hidrología, etc. Por esto, la optimización de los recursos de generación en el cubrimiento del consumo, que establece la Ley con el despacho económico obligado, requiere que el Generador acepte ser parado y luego

COPIA DE LOS SER.

arrancado para permitir el uso económico y para permitir el balance instantáneo entre generación y consumo, o sea para la calidad del servicio. A cambio de este aporte a la calidad y optimización de los recursos, el Generador debe ser compensado por el costo que este servicio le causa.

Por estos motivos, se ha definido un Servicio Auxiliar especial que aporta al seguimiento de la demanda (la conciliación de generación y consumo ante las variaciones a lo largo del tiempo del consumo). El costo variable de combustibles de los arranques y paradas debidos exclusivamente a la optimización del despacho económico son reconocidos como costo del Servicio Auxiliar de Seguimiento de demanda.

Se establece el criterio para el costo reconocido de arranque para una unidad térmica que fue parada por el CND como consecuencia del despacho económico y que el CND arranca nuevamente por despacho económico o requerimientos en la operación. El costo de arranque se define con el costo de combustible asociado. Lo referido a costos de operación y mantenimiento está incluido en el costo variable aplicable al despacho.

7.15. MEDICIÓN DE GRAN CLIENTES

El tratamiento de detalle de este tema se ha derivado a las normas de Gran Clientes.

7.16. PLAZOS DE PAGO

El ajuste propuesto a las reglas comerciales establecía:

14.9.1.3. Todo Participante que resulte deudor tiene la obligación de pago dentro de un plazo no mayor que 15 días de recibida la mencionada nota o factura.

EDEMET propone un plazo de 30 días.

Teniendo en cuenta las observaciones recibidas, se ha modificado el plazo de pago a los 30 días propuestos.

8. RESPUESTA A COMENTARIOS DE PETROELÉCTRICA DE PANAMÁ (PEP)

8.1. COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO EN PPA

Se ha eliminado en la propuesta de ajustes a las reglas comerciales la modificación al modo en que se determina el Costo Variable aplicable al Despacho para despachar la energía de un contrato PPA luego de analizar las observaciones recibidas y teniendo en cuenta que sólo queda un contrato de este tipo en el Mercado.

9. RESPUESTA A COMENTARIOS DE FORTUNA

9.1. CONTRATOS

No existe ninguna regla comercial que prohíba la indexación de contratos en venta de Generadores hidroeléctricos.

9.2. VALOR DEL AGUA

Las reglas comerciales establecen los principios generales y límites de responsabilidades en el cálculo del valor del agua. El detalle de implementación surge de las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación y de las metodologías que lo complementan. La empresa Fortuna puede proponer ajustes a dichas reglas así como nuevas metodologías o ajustes a las existentes. Como establece el Reglamento de Operación, este tipo de ajustes se inicia a través del Comité Operativo.

9.3. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Teniendo en cuenta las observaciones recibidas, se han hecho los siguientes cambios a la administración de importación y exportación.

9.3.1. *Importación de ocasión*

Se han realizado ajustes en el tratamiento de importación dentro del principio de reciprocidad que establece el Tratado Marco. Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, a la importación de ocasión de países sin reciprocidad, se le pagará el precio ofertado y el monto resultante de la diferencia entre el precio de la energía en el Mercado Ocasional y el precio ofertado por la importación de Ocasión se asignará como crédito al costo económico de las pérdidas.

9.3.2. *Exportación no firme:*

Con el mismo criterio que en el caso anterior, hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, la demanda que se agrega por exportación no firme (exportación de ocasión o contratos de exportación de corto plazo) no participará en el cálculo del precio del Mercado Ocasional, y se calculará el precio de la energía en el Mercado Ocasional sin incluir la demanda de exportación no firme y un precio de la energía para la exportación con la demanda total incluyendo la exportación no firme.

Teniendo en cuenta que en estos casos existirán dos precios para la energía, en el ajuste a las reglas comerciales se clarifica lo siguiente:

- Cómo se calcula la generación obligada en una hora que existe precio de la energía para la exportación, y cual es el sobrecosto a pagar por la exportación no firme.
- Cómo se calcula el costo económico de las pérdidas a pagar por la exportación no firme.

- Si la exportación no firme requiere costo de arranque, se establece que este costo es responsabilidad de pago de la exportación no firme, como cargo por el Servicio Auxiliar de Seguimiento de demanda

9.4. AUTOGENERADORES

No es objeto de las reglas comerciales establecer los requisitos técnicos para que una empresa quede habilitado como un determinado tipo de agente. En particular, no son las reglas comerciales el ámbito regulatorio dónde se establecen las características a cumplir para ser Autogenerador así como no lo son en los requisitos a cumplir para ser Generador o Distribuidor.

La definición del Autogenerador surge de la Ley.

Autogenerador. Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a la Empresa de Transmisión y a otros agentes del mercado.

Las normas técnicas específicas aplicables (reguladas por el ERSP) no son materias de las reglas comerciales.

9.5. NORMAS DE CONTRATACIÓN DE DISTRIBUIDORES

Las normas de detalle que aplican a la contratación de Distribuidores no son materias de las reglas comerciales. Las reglas comerciales abarcan exclusivamente temas generales referidas a los tipos y características de los contratos del Mercado Mayorista de Panamá, la metodología de cálculo de las cantidades asociadas a la obligación de contratar del Distribuidor que resulta de la Ley. Las reglas comerciales no establecen límites de plazos a los contratos.

9.6. CONGESTIÓN

La administración de la congestión de la red es un resultado de las reglas para la operación y el despacho no son materia de las reglas comerciales, sino de las normas técnicas y operativas del Reglamento de Operación y metodologías que lo complementan. La empresa Fortuna puede proponer ajustes a dichas reglas en lo referido a administración de restricciones, así como nuevas metodologías o ajustes a las existentes, dentro del marco general que define la Ley de despacho económico. Como establece el Reglamento de Operación, este tipo de ajuste al Reglamento de Operación se inicia a través del Comité Operativo.

Las reglas comerciales no establecen cargos por transmisión, sino que estos resultan de las normas tarifarias para ETESA.

9.7. RESERVA DE LARGO PLAZO

En el diseño de Mercado Mayorista que puso en marcha la República de Panamá previo a la privatización, la garantía de suministro y la reserva de largo plazo están asociados al atributo de Potencia Firme. Los principios para calcular la Potencia Firme o el requerimiento de la demanda fueron establecidos en el diseño del Mercado y no ha sido modificado en esta propuesta de ajustes a las reglas.

La metodología de detalle para calcular disponibilidad de distinto tipo de Productores, y por lo tanto evaluar su Potencia Firme, fue discutida y aprobada en el Comité Operativo. Dicha metodología tiene aún vacíos que se necesitan completar.

No existe motivo para impedir a un Productor vender Potencia Firme en Panamá si con ello compromete garantía de suministro. Fortuna indica que se debe prohibir vender reserva desde otro país "porque no existen las garantías de poder contar con la misma en el momento necesario". Entendemos que sí se puede vender reserva de otro país si se establecen los mecanismos apropiados para garantizar que se contará con ella cuando se necesite. El Tratado Marco sobre la base de la cual se desarrollará el Mercado Eléctrico Regional habilita la generación regional o sea la generación que se instala en un país para vender a varios países de la región. No corresponde, entonces, prohibir la venta de reserva sino que se elaboren e instrumenten metodologías apropiadas y acuerdos, de acuerdo a lo que establecen las reglas comerciales.

9.8. SERVICIO AUXILIAR DEL SISTEMA

La modificación del porcentaje dedicado al pago de los Servicios Auxiliares no requiere un ajuste a las reglas comerciales.

Se hace notar que un agente está obligado a aportar Servicios Auxiliares. Las reglas comerciales establecen:

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

Las obligaciones técnicas y operativas referidas a Servicios Auxiliares para la calidad y seguridad del sistema resultan de lo que establece el Reglamento de Operación y es, en consecuencia, una obligación de cada agente independientemente de que exista o no una remuneración asociada.

10. RESPUESTA A COMENTARIOS DE AES PANAMÁ

10.1. OBSERVACIONES EN GENERAL

Los comentarios incluyen correcciones de redacción y de forma, las cuales han sido incorporadas a los ajustes a las reglas comerciales.

10.2. AUTOGENERADORES

No es objeto de las reglas comerciales establecer los requisitos técnicos para que una empresa quede habilitado como un determinado tipo de agente. En particular, no son las reglas comerciales el ámbito regulatorio dónde se establecen las características a cumplir para ser Autogenerador así como no lo son en los requisitos a cumplir para ser Generador o Distribuidor.

La definición del Autogenerador surge de la Ley.

Autogenerador. Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a la Empresa de Transmisión y a otros agentes del mercado.

Las normas técnicas específicas aplicables (reguladas por el ERSP) no son materias de las reglas comerciales.

Considerando que el objeto es obtener calidad del servicio, no existe motivo para prohibir a un Autogenerador a proveer un Servicio Auxiliar cuando tiene la capacidad técnica para hacerlo. Los requerimientos técnicos y operativos de detalle para garantizar que provean un servicio con la calidad requerida se deben establecer en las normas técnicas y operativas del Reglamento de Operación y metodologías que las complementan.

10.3. CONTRATOS

Se ha clarificado el tratamiento de plazos en la presentación y autorización de contratos.

10.4. CONTRATOS DE DISTRIBUIDORES

Las normas para los procesos de libre concurrencia de Distribuidores no son materia de las reglas comerciales.

No corresponde la observación de AES que "el ERSP interfiere en el proceso". La compra de un Distribuidor está regulada, de acuerdo a lo que establece la Ley, por un proceso de libre concurrencia y es responsabilidad del ERSP supervisar la competencia. Por otra parte, el párrafo al que se refiere como "inadmisible" la observación de AES (el 6.4.1.2.) corresponde al numeral 6.4 EXCEPCIONES y se refiere exclusivamente a no dejar un vacío regulatorio ante la eventualidad en

condiciones excepcionales que el proceso de libre competencia no permita asignar toda la contratación requerida:

6.4.1.1. En caso que, ante situaciones especiales, Agente un Distribuidor no pueda cumplir con su obligación de contratar, deberá informar al ERSP indicando el faltante no contratado y el motivo que justifica el incumplimiento.

6.4.1.2. De considerar el ERSP que el motivo es justificado, habilitará transitoriamente al Distribuidor a comprar el faltante como un Gran Cliente que sea Participante Consumidor y definirá un plazo dentro del cual el Distribuidor debe revisar las condiciones del contrato y realizar un nuevo llamado a proceso de libre competencia. El ERSP podrá proponer ajustes al contrato licitado para mejorar las posibilidades de que se presenten ofertas económicas.

6.4.1.3. De considerar el ERSP que el motivo no es justificado, aplicará las sanciones que considere correspondan, debiendo el Distribuidor cumplir su obligación de contratar dentro de un plazo máximo especificado por el ERSP.

Sería inadmisibles dejar un vacío sin regular sobre la administración de esta eventualidad. Como se observa tomando el conjunto de reglas, se establece como un caso especial y se define el tratamiento de lo justificado y no justificado. Es de hacer notar también que estas reglas no han sido modificadas, sino que corresponden a las reglas vigentes desde la puesta en marcha del Mercado.

Con respecto a la observación de AES al párrafo 6.6.1.11, se hace notar que esto se refería a un posible diseño de los contratos iniciales y que el tema no aplica porque el diseño real de estos contratos no incluye esta condición. Por lo tanto, se ha eliminado.

0.5. GENERACIÓN PROPIA DE UN DISTRIBUIDOR

De las preguntas y observaciones del CND y varios agentes, se ha desarrollado en mayor detalle las reglas para la generación propia del Distribuidor dentro del Mercado Mayorista de Panamá.

También se ha clarificado el procedimiento y criterios para que la generación propia esté autorizada a cubrir la garantía de suministro de un Distribuidor y cómo afecta la obligación de contratar del Distribuidor al que pertenece dicha generación.

- Se clarifican los procedimientos e información a suministrar cuando un Distribuidor cubre consumo y/o demanda de potencia de sus clientes con generación propia.
- Se establecen las condiciones y restricciones para que un Distribuidor comprometa generación propia para su obligación de contratar o por contratos en licitaciones de otros Distribuidores. El detalle de los procedimientos no corresponde a estas reglas comerciales Mayoristas, sino que se establecen en las normas para los procesos de libre competencia de Distribuidores.

10.6. SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA

AES presenta observaciones a que se incluya otros Servicios Auxiliares especiales.

La identificación de todos los Servicios Auxiliares que se proveen para calidad y seguridad en la operación del sistema es materia de las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación. La remuneración por Servicios Auxiliares del sistema abarca a todos los que se provean y para los que no se incluya un tratamiento comercial particular a través de ser considerados Servicios Auxiliares especiales.

Las reglas comerciales establecen:

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

En consecuencia, las propuestas de diferenciar un nuevo Servicio Auxiliar especial deben surgir de un requerimiento y propuesta concreta al ERSP de los Participantes y/o el CND con la correspondiente descripción del tratamiento comercial requerido y su justificación en los resultados del sistema y/o comportamiento del Mercado.

En las observaciones de AES sólo se menciona Servicios Auxiliares que quisiera incluir como especiales, sin fundamentarlo ni incluir el tratamiento comercial que propone. En consecuencia, no ha sido posible evaluar la recomendación.

10.7. COSTOS DE ARRANQUE

El costo de arranque se relaciona con el costo de combustible asociado. Por lo tanto, es posible incorporarlo al Costo Variable para el Despacho de una unidad de arranque rápido. Otros costos se incluyen en el costo de operación y mantenimiento.

Las decisiones de arranque y parada de un Generador son costos propios. La propuesta de ajuste a las reglas comerciales establece que las decisiones de arranque y parada relacionadas al despacho económico son un costo del sistema, ya que se obliga al Generador a este arranque y parada (no es decisión propia)

Con el mismo criterio que con la generación obligada, el Generador debe ser compensado por este costo al que se vio obligado.

La cantidad de arranques que realiza una unidad por despacho no depende de decisiones propias sino de variaciones de demanda, diferencias entre consumo real y consumo previsto, hidrología, etc. Por esto, la optimización de los recursos de generación en el cubrimiento del consumo, que establece la Ley con el despacho económico obligado, requiere que el Generador acepte ser parado y luego arrancado para permitir el uso económico y para permitir el balance instantáneo entre generación y consumo, o sea para la calidad del servicio. A cambio de este aporte a la calidad

optimización de los recursos, el Generador debe ser compensado por el costo que este servicio le causa.

La cantidad de arranques que realiza una unidad por mantenimientos es una decisión propia que puede estar incorporada a sus costos de operación y mantenimiento.

Por estos motivos, se ha definido un Servicio Auxiliar especial que aporta al seguimiento de la demanda (la conciliación de generación y consumo ante las variaciones a lo largo del tiempo del consumo). El costo variable de combustibles de los arranques y paradas debido exclusivamente a la optimización del despacho económico son reconocidos como costo del Servicio Auxiliar de Seguimiento de demanda.

10.8. EXPORTACIÓN

La Ley establece el despacho económico de toda la demanda, incluyendo exportación. Las reglas comerciales desarrollan este principio en el marco que define la Ley.

La propuesta de ajuste a las reglas comerciales clarifica el alcance de seguridad al abastecimiento nacional. Los problemas que han surgido a la exportación son el resultado de la aplicación de las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación y las metodologías para la importación y exportación, que aprobó el Comité Operativo. La empresa AES puede proponer ajustes a dichas reglas así como nuevas metodologías o ajustes a las existentes. Como establece el Reglamento de Operación, este tipo de ajustes se inicia a través del Comité Operativo.

ANEXO C

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LA SEGUNDA AUDIENCIA

1. COMENTARIOS GENERALES

Las respuestas a las sugerencias y comentarios que ya habían sido presentadas en la primera Audiencia Pública se encuentran en el Anexo B de la presente Resolución.

Las observaciones sobre mejoras de forma y de redacción han sido incorporadas a la propuesta de ajustes a las reglas comerciales.

2. GENERACIÓN PROPIA DE UN DISTRIBUIDOR

2.1. OBSERVACIONES RECIBIDAS

EDEMET/EDECHI y ELEKTRA sugieren eliminar el concepto de **generación propia comprometida** en toda la propuesta.

El concepto de generación propia comprometida corresponde a la generación propia que el Distribuidor dedica al cubrimiento de la garantía de suministro, y que, por lo tanto, desplaza un Contrato de Suministro de un Generador. Por consistencia y las consideraciones que se indican a continuación, es necesario establecer en las reglas comerciales cuál es el compromiso equivalente a un Contrato de Suministro que aplica a la generación propia de un Distribuidor. Con este objeto, la modificación a las reglas comerciales define el concepto de generación propia comprometida.

2.2. ANÁLISIS

El análisis de este tema se presenta en el Anexo B de esta Resolución.

3. AUTOGENERADORES

3.1. REGLAS ESPECÍFICAS

La Ley en su artículo 20 establece entre las atribuciones del ERSP:

7. Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad que se conecte a la red de servicio público, así como para el uso eficiente de energía por parte de los consumidores.

De ello resulta que el Autogenerador requiere regulaciones específicas, la cual se establece como reglas separadas a las reglas comerciales que aplican a todos los Participantes del Mercado.

3.2. REQUISITOS

AES Panamá, S.A. recomienda establecer un límite para la capacidad de excedente de generación que los Autogeneradores y Cogeneradores puedan instalar y ofertar en el Mercado Mayorista que sugieren fijar en el 25% por encima de su demanda.

El comentario de AES Panamá, S.A. no es legalmente viable ya que se limitaría una facultad que la Ley No. 6 de 1997 no establece restricciones de potencia para calificar como Autogenerador. Así mismo, toda regulación técnica específica de Autogeneradores y Cogeneradores es materia de la Resolución regula esta materia y no de las Reglas Comerciales.

3.3. OFERTAS

El Autogenerador está habilitado a realizar ofertas para vender en el Mercado Ocasional. Sin embargo, como de la compra de la energía ofertada no recibirá ningún pago adicional por potencia, el precio ofertado necesita cubrir su costo variable. En consecuencia, la oferta de un Autogenerador no distorsiona el costo marginal del Mercado Ocasional.

La energía excedente de ACP no puede ser utilizada salvo que sea vendida al Mercado Mayorista. En consecuencia, su costos de oportunidad es cero o el costo variable de producción. Dada esta condición, la energía excedente de ACP es aceptado dentro de la competencia del despacho económico que realiza el CND si y sólo si resulta competitiva.

Se debe hacer notar que del despacho de un Autogenerador no puede resultar generación obligada ya que las restricciones operativas deben estar internalizadas en su oferta.

En vista que un Autogenerador es agente, cuando ingresa como Participante del Mercado no existe fundamentación para que sus ventas al Mercado Ocasional le correspondan un precio distinto al de dicho Mercado.

En efecto, en la modificación a las reglas comerciales la única excepción en que una venta al Mercado Ocasional recibe un precio distinto al de dicho Mercado Ocasional es para la importación de ocasión sin mercado de oportunidad o que no esté en marcha el Mercado Eléctrico Regional. Esta excepción se fundamenta en que acceder al costo marginal del Mercado Mayorista de Panamá requiere que el otro país permita a los Participantes del Mercado Mayorista de Panamá acceder al costo (o precio) marginal de oportunidad del otro sistema (o sea existen condiciones de reciprocidad). Dentro de esta consideración, se debe hacer notar que la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional llevará a que esta excepción no aplique a ninguna importación de ocasión.

El planteo de si corresponde pagar a una oferta el precio ofertado o el marginal ha sido motivo de discusión en distintos Mercados Mayoristas del mundo. En condiciones de competencia, una regulación en que se paga el marginal promueve que el agente oferte su costo variable mientras que una regulación en que se paga la oferta lleva a que el agente presente una oferta distinta a su marginal. Por consideraciones de uso económico de los recursos energéticos disponibles, dentro de condiciones de

competencia es más eficiente una regulación en que se pague a la oferta el costo marginal.

3.4. VENTA DE POTENCIA EN LOS SERVICIOS AUXILIARES

AES Panamá, S.A. recomienda que los Autogeneradores y los Cogeneradores no estén habilitados a participar en la prestación de los servicios auxiliares argumentando que al contrario de los generadores no están sujetos al mismo tipo de monitoreo de su disponibilidad.

La propuesta de modificación establece que se debe elaborar la metodología para monitorear la disponibilidad de Autogeneradores y Cogeneradores, como ocurre con los Generadores.

4. DEFINICIONES

4.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

La empresa Bahía Las Minas Corp. propone agregar a la definición de Generación Propia la descripción de cómo se calcula el límite del 15% cuando el Distribuidor participa como accionista en la propiedad de plantas de generación.

La ACP sugiere agregar en la definición de potencia efectiva el tratamiento de Autogeneradores.

4.2. ANÁLISIS

Como se indica en el punto generación propia, la definición de generación propia se refiere únicamente a aquellas plantas de generación que son 100% de propiedad del Distribuidor, o sea a las que no participan como empresas generadoras. Cuando un Distribuidor participe como accionista de una empresa de generación con menos del 100%, la empresa será un Generador y por lo tanto aplican las reglas de un generador.

Se incorporó la sugerencia de la ACP a la definición de potencia efectiva.

5. GENERACIÓN SUJETA A DESPACHO

5.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

ETESA/CND sugieren modificar el numeral 3.4.1.2 de la propuesta, que aborda el tema de la generación propia, para establecer 5 MW como límite máximo para que las plantas de generación estén obligadas a ser despachadas por el CND.

5.2. ANÁLISIS

Se debe tener en cuenta lo que disponga el Ente Regulador para las plantas menores de 10 MW según lo establece el Artículo 67 de la Ley No. 6. Para ello en la modificación de las reglas comerciales se establece que toda generación menor que 10 MW tiene

derecho a auto despacharse pero puede optar por requerir que el CND la despache en la medida que presente la solicitud con la anticipación indicada.

6. COMPRAS DIRECTAS DE EL DISTRIBUIDOR

6.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

EDEMET/EDECHI y ELEKTRA, S.A. recomiendan, incluir el concepto de las compras directas, dentro de la limitación del 15% de la demanda agregada equivalente en su zona de concesión, a las que alegan tener derecho después del quinto año de vigencia de la Ley No. 6 de 1997.

6.2. ANÁLISIS

La Ley No. 6 no hace alusión a "compras directas". La Ley sólo y únicamente alude a compras directamente en el último punto y seguido del primer párrafo del Artículo 155 "Promoción.", que trata sobre la promoción de las fuentes de energía renovables y no convencionales, cuando dice:

"Para estos efectos, la Empresa de Transmisión, en su función de contratante del suministro de potencia y energía en bloque, según se prevé en el artículo 80 de esta Ley, deberá dar una preferencia de cinco por ciento(5%) en el precio evaluado, a las fuentes nuevas y renovables de energía, en cada uno de los concursos o licitaciones que efectúe para comprar energía y potencia. Los distribuidores quedan obligados a contratar, con la Empresa de Transmisión, los suministros que tengan como base esta preferencia. Los Distribuidores también estarán obligados a conceder la misma preferencia, cuando efectúen compras directamente, según lo dispuesto en el artículo 92."[subrayado agregado].

La referencia a "compras directamente" se refiere a la excepción que las empresas de distribución tienen, durante los primeros cinco años de vigencia de la Ley No. 6, de comprar "directamente", sin pasar a través de la intermediación de ETESA. Pero en ningún momento estas compras están exoneradas del proceso de libre competencia. En la Ley cada vez que se habla de "contrato" se vincula a un proceso de libre competencia. No puede ser de otro modo ya que se violentarían los principios de competencia y de transparencia.

Se debe hacer notar que el Artículo 92 no mencionan las compras directas. En particular establece la obligación de contratación por procedimientos de libre competencia al finalizar el período con el comprador principal:

A partir del sexto año de la entrada en vigencia de esta Ley, la Empresa de Transmisión cesará en su función de comprador principal, y las empresas de distribución contratarán el suministro de energía, mediante un proceso de libre competencia que cumpla con los parámetros establecidos previamente por el Ente Regulador. Las empresas distribuidoras cumplirán con los contratos de compra de energía en bloque, suscritos con antelación y que les hayan sido asignados como parte de su concesión.

En la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, ni en las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista (Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998) ni en el Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 que reglamenta de la Ley No. 6 de 1997; no existe la definición, ni el concepto, de compras directas

La Ley establece en el Artículo 92 y 112 que después del quinto año de vigencia de la Ley las empresas de distribución deberán contratar, mediante un proceso de libre concurrencia todos sus los requerimientos de energía y/o potencia.

7. PRECIO MÁXIMO DE LA POTENCIA

7.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

AES Panamá, S.A. plantea, en los comentarios realizados, que se debe establecer un máximo para el precio de la potencia firme de largo plazo para las ofertas en los actos de libre concurrencia que celebren las empresas de distribución cuando compren potencia o energía y potencia.

7.2. ANÁLISIS

Se ha clarificado la definición de precio máximo de la potencia de acuerdo a lo indicado en esta observación.

8. COMPENSACIONES DIARIAS DE POTENCIA

8.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

AES Panamá, S.A. recomienda limitar la participación en las ofertas de las compensaciones diarias de potencia a únicamente a los participantes productores que dispongan de excedentes excluyendo a los Distribuidores y a los Autogeneradores y los Cogeneradores.

8.2. ANÁLISIS

Esta solicitud es contraria a los que establece el espíritu de la Ley ya que limita el principio de libre competencia en la generación.

9. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE OCASIÓN

9.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

Bahía Las Minas Corporation recomienda que mientras no exista reciprocidad en el Mercado Regional las transacciones de exportación de ocasión de energía se valoricen al precio ofertado por los participantes productores para las exportaciones ocasionales de energía.

También sugiere modificar la propuesta del numeral 9.5.3.3. para que el crédito que resulte de las importaciones de ocasión, en el caso que no exista reciprocidad, ~~se~~

distribuya entre los participantes que resultan comprando energía en el Mercado Ocasional, de forma proporcional a sus compras.

9.2. ANÁLISIS

Se ha corregido la modificación a las reglas comerciales teniendo en cuenta que le precio que recibirá una exportación de ocasión estará dado por el precio que se pague por ella en el país que recibe esta energía.

En el esquema de mercado establecido en la República de Panamá las pérdidas de transmisión las paga directamente la demanda (los clientes finales); valoradas al precio de la energía en el Mercado Ocasional. Por la configuración del sistema interconectado nacional las importaciones de energía de ocasión aumentan el volumen de las pérdidas y por consiguiente el costo de las mismas al cliente final. Este motivo fundamenta que el crédito por importación de ocasión que no se remunera al precio del Mercado Ocasional se asigne a cubrir el costo económico de las pérdidas.

10. SERVICIOS AUXILIARES

10.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

Sobre el tema de los servicios auxiliares, Bahía Las Minas Corporation recomienda agregar el numeral 10.2.1.3 para que el CND eleve una consulta al Ente Regulador en los casos en que, por razón del nuevo servicio de seguimiento de la demanda, la remuneración que reciben los participantes por la prestación de los servicios auxiliares supere el porcentaje establecido en las Reglas Comerciales.

10.2. ANÁLISIS

Agregar este nuevo numeral no es necesario porque el rango de porcentaje de 0.5% a 2% que establecen las Reglas Comerciales se refieren únicamente a los Servicios Generales, mientras que para los Servicios Auxiliares Especiales tales como el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y el nuevo servicio auxiliar para seguimiento de la demanda no se establecen topes.

11. SERVICIO AUXILIAR DE SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA

11.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

AES Panamá, S.A. sugiere aclarar la forma de incluir el costo de arranque rápido en el costo variable de operación y mantenimiento para el cálculo de su costo variable aplicable al despacho.

11.2. ANÁLISIS

Se han agregado los costos de arranque por despacho de todas las unidades al Servicio Auxiliar de Seguimiento de la Demanda.

12. FUNCIONES DEL CND

12.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

La ACP cuestiona que la modificación asigna al CND funciones en lo referido a Contratos y metodologías no contempladas en la Ley.

ANÁLISIS

Según la Ley, las funciones del CND abarcan no sólo el Servicio de la Operación Integrada sino también la administración del Mercado Mayorista. El alcance de las modificaciones a la Reglas Comerciales referidas a las funciones del CND se ubican dentro de este marco legal, en particular lo referido a controlar que el contrato sea administrable.

13. COMENTARIO: INCONSISTENCIAS CON RESOLUCIONES PRESENTES DEL ENTE REGULADOR

13.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

La ACP indica que la modificación propuesta contraviene las Resoluciones JD-2631 y JD-2333.

13.2. ANÁLISIS

Las modificaciones propuestas no contradicen las Resoluciones indicadas si no que complementan regulaciones comerciales y de coordinación técnica no incluidas en esas resoluciones.

14. CONTRATOS

14.1.-OBSERVACIONES PRESENTADAS

La ACP y EDEMET/EDECHI sugieren que se elimine la obligación de incluir en los Contratos una cláusula indicando que las partes aceptan los resultados de las Reglas Comerciales y de sus modificaciones.

EDEMET/EDECHI recomiendan cambios en el numeral 4.1.1.5 para incluir el caso en que el CND administre la liquidación de un Contrato.

EDEMET/EDECHI sugiere reducir el plazo de 30 a 15 días para la presentación al CND de contratos de duración igual o mayor de 2 meses.

14.2. ANÁLISIS

Todo Participante del Mercado está obligado a aceptar las Reglas Comerciales. El numeral indicado ratifica esta obligación dentro del contrato que suscriben las partes. Las partes son libre de establecer en las restante cláusulas del Contrato el tratamiento de los compromisos contractuales ante cambios en las Reglas Comerciales.

Con respecto a la sugerencia de EDEMET/EDECHI sobre liquidación de contratos, en la modificación propuesta por el Ente Regulador el CND no administra la liquidación de los Contratos. Con referencia a este tema se ha corregido el error del 14.1.1.2. y 4.2.1.1.

La sugerencia de EDEMET/EDECHI sobre la reducción a 15 días como plazo para la presentación al CND de contratos de duración igual o mayor de 2 meses ha sido incorporada.

15. GENERACIÓN OBLIGADA

15.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

FORTUNA, S.A. propone establecer a las unidades de generación térmica un precio de despacho estándar que se corresponda con los datos de placa y otro precio que se corresponda con las limitaciones técnicas adicionales que requiera el generador.

15.2. ANÁLISIS

Entendemos que la sugerencia se refiere a los parámetros de diseño de las unidades. En las Reglas Comerciales se aplica a la generación térmica su costo variable aplicable al despacho. Las restricciones operativas que conducen a la generación obligada modifican el despacho de generación independientemente de cual sea el Costo Variable para el Despacho.

16. MEDIDORES A GRANDES CLIENTES

16.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

ELEKTRA recomienda que se obligue a todos los Grandes Clientes a disponer de medidores horarios con comunicación con el CND, pudiendo establecerse excepciones a los requisitos de transformadores de corriente y de potencia.

EDEMET/EDECHI y ELEKTRA han presentado observaciones al tema de los Perfiles Típicos de Consumo.

16.2. ANÁLISIS

La experiencia en otros Mercado Mayoristas del mundo demuestra que, salvo para clientes con una demanda máxima significativa, exigir un cambio de medidor para comprar a nivel mayorista limita las posibilidades de competencia en el mercado de los Grandes Clientes:

La modificación propuesta con el uso del Perfil Típico de Consumo es la que ha sido adoptada como solución a este problema en otros Mercados Mayoristas. Se ha ajustado la propuesta para que los Perfiles Típicos de Consumo sean los mismos que los que se usan para el Gran Cliente cuando compre de su Distribuidor a tarifas reguladas. Este esquema habilita la competencia sin perjudica a los clientes regulados respecto a la situación en que los Grandes Clientes compran del Distribuidor. ^{DE LOS}

17. CARGO POR USO DE REDES

17.1. OBSERVACIONES PRESENTADAS

EDEMET/EDECHI sugiere que los Autogeneradores y Cogeneradores paguen los cargos de transmisión y distribución que les corresponden.

17.2. ANÁLISIS

Se ha corregido el error de acuerdo a la sugerencia indicada.

ANEXO D

MODIFICACIONES AL VOLUMEN II DEL ANEXO A DE LA RESOLUCIÓN NO. JD-605 DEL 24 DE ABRIL DE 1998, QUE APROBÓ LAS REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD. REGLAS COMERCIALES

El Ente Regulador mediante la Resolución No. JD- 605 del 24 de abril de 1998, modificada por la Resolución No. 763 del 8 de junio de 1998, aprobó las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, las cuales son modificadas de la siguiente manera:

PRIMERO: Se modifican los numerales 1.1.1.1, 1.1.1.2, 1.1.1.3 y se adiciona el numeral 1.1.1.4 del artículo 1 que trata del Objeto, contenido en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

1. OBJETO

1.1.1.1 Las presentes reglas se definen para la administración comercial del Mercado Mayorista de Panamá y se enmarcan dentro de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 y el Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998.

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

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

1.1.1.4 El CND junto con los Participantes del Mercado deberá desarrollar las Metodologías de detalle para la implementación de las presentes Reglas Comerciales. 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.

SEGUNDO: Se modifica el artículo 2.1 que trata de las Definiciones correspondiente al Glosario, contenido en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

2. GLOSARIO.

2.1 DEFINICIONES

Las siguientes definiciones se agregan a las de la Ley Nº 6 del 3 de febrero de 1997 y las del Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998.

- **Clientes regulados:** Son los clientes de una empresa de distribución que no cumplen los requisitos de Gran Cliente y están obligados a comprar su suministro de energía de un Distribuidor.
- **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 energía asociada 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.
- **Empresa de Transmisión:** Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).
- **Ente Nacional de Despacho (END):** Organismo responsable en un país de la coordinación de la operación y el despacho, y de la administración del Mercado Mayorista, de existir este tipo de Mercado. En la República de Panamá es el Centro Nacional de Despacho (CND).
- **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.
- **Generación propia comprometida:** Generación propia de un Distribuidor que está comprometida a la garantía de suministro de dicho Distribuidor o, de estar el Distribuidor habilitado como Participante Productor, vendida por contratos a terceros.

- **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 N° 6 del 3 de febrero de 1997.
- **Máxima Generación Contratable a Consumidores:** cantidad máxima de generación que un Participante Productor puede vender por contratos a Participantes Consumidores.
- **Máxima Generación Contratable a Productores:** cantidad máxima de generación que un Participante Productor puede vender por contratos a otros Participantes Productores.
- **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 que no queda cubierta con generación propia comprometida de dicho Distribuidor.
- **Obligación de garantía de suministro:** Es el compromiso de cada Distribuidor asociado a la garantía de suministro de los clientes regulados que abastece. Se establece como la obligación del Distribuidor de contar con anticipación con potencia firme de largo plazo comprometida a cubrir la participación de sus clientes regulados en la demanda máxima de generación prevista del sistema, y fijar el costo del abastecimiento de energía previsto para sus clientes regulados. El cubrimiento de la obligación de garantía de suministro de un Distribuidor se puede realizar con Contratos de Potencia Firme de

largo plazo resultado de un proceso de libre competencia y con generación propia comprometida, de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales.

- **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 en cada país interconectado la demanda de dicho país que compra en el Mercado Mayorista de Panamá a través de contratos de exportación.
- **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 los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores. También son considerados Participantes Productores el Distribuidor cuando vende a terceros generación propia dentro de los requisitos y restricciones que establecen estas reglas y las de cada país interconectado, y el generador que haya suscrito un contrato de suministro o de reserva, en el que funja como parte vendedora, pero 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 o concesión correspondiente.
- **Período Inicial:** Primeros cinco años de vigencia de la Ley Eléctrica, en que se asigna a la empresa de transmisión la actividad de Comprador Principal y que vence el 5 de febrero de 2002.
- **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 libre 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.
- **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, exceptuando aquellos Grandes Clientes que, siendo Participantes Consumidores, optan por no comprar este servicio a cambio de comprometer interrumpibilidad propia, dentro de los requisitos que definen estas Reglas Comerciales.
- **Tratado Marco:** Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

TERCERO: Se modifica el artículo 2.2 que trata de las Nomenclaturas correspondiente al Glosario, contenido en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

2.2 NOMENCLATURAS.

- **CIR :** Coordinador de Intercambios Regionales
- **CND :** Centro Nacional de Despacho de la empresa de transmisión
- **COP :** Coordinador de la Operación y el Despacho

- ERSP: Ente Regulador de los Servicios Públicos
- GGC : Grupo Generador Conjunto
- MC : Mercado de Contratos
- MER: Mercado Eléctrico Regional
- MW: Megavatio - Megawatt
- MWh: Megavatio-hora - Megawatt-hora

CUARTO: Se modifica el numeral 3.1.1.2 del artículo 3.1 que trata de Productos que se comercializan correspondientes a la Organización Comercial, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

3. ORGANIZACIÓN COMERCIAL

3.1 PRODUCTOS QUE SE COMERCIALIZAN:

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

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

QUINTO: Se modifican los numerales del 3.2.1.1 al 3.2.1.3, el 3.2.1.5, el 3.2.1.7 y se adiciona el 3.2.1.9 del artículo 3.2 que trata de los Participantes del Mercado correspondientes a la Organización Comercial, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

3.2 PARTICIPANTES DEL MERCADO

3.2.1.1 En el mercado realizan operaciones comerciales:

- a) Participantes Consumidores, que representan el consumo de energía eléctrica;
- b) Participantes Productores, que representan la generación de energía eléctrica;
- c) La empresa de transmisión, durante el Período Inicial en su función de Comprador Principal.

3.2.1.2 Los participantes consumidores son:

- a) Los Grandes Clientes, que optan por comprar directamente a nivel mayorista en el Mercado;
- b) Los Distribuidores, cumpliendo la actividad de comercialización de sus clientes o de Grandes Clientes dentro o fuera de su zona de concesión;
- c) En el Período Inicial, el Comprador Principal en representación de los Distribuidores y cumpliendo la actividad de intermediación y agregar demanda;
- d) Los Autogeneradores y Cogeneradores ubicados en la República de Panamá que resultan comprando faltantes;
- e) Las empresas que comercializan el consumo de otro país, que compran en el Mercado Mayorista de Panamá, conectándose mediante interconexiones internacionales.

3.2.1.3 Los Participantes Productores son:

- a) Los Generadores ubicados en la República de Panamá;
- b) Los Autogeneradores y Cogeneradores ubicados en la República de Panamá que venden excedentes;
- c) Los Distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros, ya sea en el mercado de contratos o en el mercado ocasional y servicios que administra el CND, dentro de las restricciones y requisitos que establecen estas Reglas Comerciales;
- d) Empresas que comercializan generación de otro país, que venden en el Mercado Mayorista de Panamá a través de interconexiones internacionales.

3.2.1.5 La empresa de transmisión sólo puede intermediar en la compra y venta de energía eléctrica de terceros en la actividad de comprador principal, durante el Período Inicial, y en la importación y exportación de ocasión en la operación integrada del CND. La empresa de transmisión debe brindar estos servicios adicionales con neutralidad y transparencia, sin que le produzcan ni una renta ni una pérdida, y de acuerdo a los procedimientos y criterios que se definen en las presentes Reglas Comerciales.

3.2.1.7 En estas Reglas Comerciales toda referencia a la actividad comercial de los Participantes Consumidores incluye en el Período Inicial al Comprador Principal, en su actividad de agregar demanda e intermediar en la compra de los Distribuidores, salvo que explícitamente se indique lo contrario.

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

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

SEXTO: Se modifican los numerales del 3.3.1.1 al 3.3.1.4, el 3.3.1.8 y el 3.3.1.9 del artículo 3.3 que trata de la Estructura Comercial correspondientes a la Organización Comercial, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

3.3 ESTRUCTURA COMERCIAL:

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

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

3.3.1.3 Cada Distribuidor debe cumplir con la obligación de garantía de suministro a sus clientes regulados y Grandes Clientes sujetos a tarifas reguladas que resulta de la Ley Eléctrica, mediante:

- a) Generación propia comprometida de acuerdo a los criterios y procedimientos que se establecen en estas Reglas Comerciales;
- b) Compras en el Mercado de Contratos, de acuerdo a su obligación de contratar que resulta de las normas y procedimientos definidos en estas Reglas Comerciales y según las normas de contratación que al respecto establezca el Ente Regulador.

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

3.3.1.8 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 energía faltante con respecto a sus compromisos contratados. Los mismos derechos aplican al Distribuidor cuando es considerado Participante Productor por vender a terceros excedentes de generación propia, dentro de las restricciones, normas y procedimientos que establecen estas Reglas Comerciales y la Resolución No. JD- 2728.

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.

SÉPTIMO: Se modifican los numerales del 3.4.1, 3.4.2 y 3.4.3 y se adiciona el 3.4.4, que tratan de los Distribuidores con Generación Propia correspondiente a la Organización Comercial, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

3.4 DISTRIBUIDORES CON GENERACIÓN PROPIA.

3.4.1 DESPACHO Y PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO

3.4.1.1 Si un Distribuidor tiene generación propia, el CND deberá realizar el seguimiento de los resultados como Participante Consumidor (o sea de la demanda y consumo que abastece como Distribuidor) y de su generación.

3.4.1.2 El Distribuidor deberá suministrar al CND la información de demanda total que corresponde a los clientes a los cuales vende su suministro a tarifas reguladas. 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 que abastece a tarifas reguladas debe corresponder a la demanda requerida, sin descontar la generación propia.

3.4.1.3 Las plantas de generación propia del distribuidor están sujetas a las mismas obligaciones de despacho establecidas en el Reglamento de Operación a las cuales están sujetos los GGC de un Generador.

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

3.4.2 GENERACIÓN PROPIA COMPROMETIDA

3.4.2.1 Se entiende por generación propia firme de un Distribuidor a la Potencia Firme de la generación propia de dicho distribuidor La Potencia Firme y 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 podrá dedicar generación propia a la garantía de suministro de sus clientes que abastece a tarifas reguladas en la medida que esté dispuesto a asumir los mismos compromisos que un Contrato de Suministro (compromiso de Potencia Firme y compromiso de precio de la energía y de la Potencia Firme) e informe con suficiente anticipación su disposición a asumir este compromiso.

3.4.2.3 El Distribuidor que esté habilitado como Participante Productor podrá comprometer generación propia firme en venta a contratos a otros Participantes Consumidores, de acuerdo a los requerimientos y procedimientos que establecen estas Reglas Comerciales para la contratación de Participantes Consumidores y 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 podrá vender por contratos a otros Participantes Consumidores, excedentes de generación propia firme que no estén comprometidos a la garantía de suministro de sus clientes que abastece a tarifas reguladas. Se entiende por excedente a la generación propia firme del Distribuidor que no esté comprometida para la garantía de suministro del Distribuidor o en otros Contratos de Suministros.

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

3.4.2.7 El Distribuidor habilitado como Participante Productor podrá aportar al servicio auxiliar de reserva de largo plazo generación propia firme que no esté comprometida a la garantía de suministro de sus clientes y cumpla con los requisitos establecidos 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, junto con el suministro de datos de proyecciones de demanda para elaborar el Informe Indicativo de Demandas, el Distribuidor deberá informar por escrito al CND la generación propia que propone comprometer para cubrir la garantía de suministro de sus clientes regulados y Grandes Clientes que abastece a tarifas reguladas. El Distribuidor deberá identificar el plazo del compromiso, la generación a utilizar, la Potencia Firme y la energía que compromete. El plazo del compromiso no podrá ser menor que la duración mínima de un contrato de suministro y éste será de, por lo menos, de un año

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.

3.4.3.5 El Distribuidor debe contratar (obligación de contratar) la obligación de garantía de suministro de sus clientes regulados que no resulte cubierta por generación propia comprometida. La obligación de contratar se realizará en el Mercado de Contratos mediante procesos de libre concurrencia, de acuerdo a lo que establece la Ley y las normas y procedimientos que regule el ERSP.

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 concurrencia. 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 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 las Reglas Comerciales del Mercado Ocasional y por compensaciones diarias de potencia aplicables a un Participante Productor. En consecuencia, podrá resultar comprando del Mercado Ocasional o de compensaciones de potencia para cumplir las

obligación asociada a la generación propia comprometida. Le aplicarán también las reglas referidas a incumplimientos a los compromisos de Potencia Firme.

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.

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 a 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 al ERSP 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.

OCTAVO: Se modifican los numerales 3.5.1.1 al 3.5.1.4 y se adiciona el 3.5.1.5 del artículo 3.5 que trata de los Autogeneradores y Cogeneradores correspondientes a la Organización Comercial, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

3.5 AUTOGENERADORES Y COGENERADORES:

3.5.1.1 Cada Autogenerador y Cogenerador que sea Participante del Mercado puede vender excedentes y comprar faltantes como servicios de respaldo. Toda referencia en las presentes Reglas Comerciales a un Autogenerador se entiende que incluye también al Cogenerador, salvo que se explicita lo contrario.

3.5.1.2 Cuando un Autogenerador compre en el Mercado, el CND debe considerarlo como un Participante Consumidor, y el Autogenerador deberá pagar por dicha compra de energía, por los servicios auxiliares, las pérdidas asociadas y, cuando corresponda, los cargos por el uso de redes de transmisión y/o distribución, a tarifas reguladas.

3.5.1.3 Cuando un Autogenerador venda energía en el Mercado, 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.

3.5.1.4 Cuando un Autogenerador venda potencia en el Mercado, el CND debe considerarlo como un Participante Productor, con ofertas (cantidades y precios) en el o los nodos de venta al Mercado. El CND deberá establecer la Metodología para verificar la disponibilidad de potencia en el o los nodos de venta del Autogenerador al Mercado.

3.5.1.5 Al Autogenerador que participe en el Mercado Mayorista y aporte Servicios Auxiliares de reserva de Corto Plazo 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.

NOVENO: Se modifican los numerales 4.1.1.1, 4.1.1.2, 4.1.1.4 y 4.1.1.5 del artículo 4.1 que trata de las Características Generales correspondientes al Mercado de Contratos, contenido en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

4. MERCADO DE CONTRATOS

4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

4.1.1 REQUISITOS

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

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

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

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

4.1.2 CONDICIONES OPERATIVAS Y COMERCIALES:

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

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

4.1.3 RESTRICCIONES :

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

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

vende por Contratos de Suministro a Participantes Consumidores.

4.1.3.3 Al momento de realizar un contrato, un Participante Productor debe tener en cuenta que sólo puede comprometer la venta de potencia efectiva que esta comprometida e instalada para el período de vigencia del nuevo contrato.

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

4.1.3.5 Los contratos 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 y de la operación real, y por lo tanto, independiente de la existencia o no de contratos.

DÉCIMO: Se modifican los numerales 4.2.1.1, 4.2.1.2, 4.2.1.3, 4.2.1.4, y el 4.2.1.6 del artículo 4.2 que tratan de Información de los Contratos correspondientes al Mercado de Contratos, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

4.2 INFORMACIÓN DE LOS CONTRATOS:

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

- a) Identificación de la parte compradora y la parte vendedora.
- b) Período de vigencia.
- c) Tipo de contrato.
- d) Puntos de entrega y de retiro.
- e) Potencia y/o energía contratada durante el período de vigencia. Se deberá identificar la potencia contratada para cada día de vigencia del contrato, y la energía contratada para cada hora de vigencia del contrato, de acuerdo a los

términos y características que definen estas Reglas Comerciales.

- f) En caso de existir más de una parte compradora, las cantidades de energía y/o potencia que corresponda a cada una o la fórmula para repartir la energía y/o potencia total contratada entre cada una de las partes compradoras.
- g) Si una de las partes asume los cargos de transmisión de la otra parte.
- h) Una cláusula en que se indica la aceptación de las partes que el contrato y la generación asociada se administre de acuerdo a las reglas operativas vigentes en el Reglamento de Operación, las Reglas Comerciales vigentes y las Metodologías vigentes.

4.2.1.2 Con las excepciones que se aplican a los contratos de importación y exportación de largo plazo de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales, los plazos de anticipación para informar un contrato y el plazo en que el CND debe responder a su autorización no podrán ser mayores que los siguientes:

- a) Para contratos cuya duración sea mayor o igual que dos meses, la anticipación requerida no podrá ser mayor que 15 días. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 5 días hábiles, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.
- b) Para contratos cuya duración sea menor que dos meses pero mayor o igual que 15 días, la anticipación requerida no podrá ser mayor que una semana. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que 3 días hábiles, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.
- c) Para contratos cuya duración sea menor que 15 días pero mayor que un día, la anticipación requerida no podrá ser mayor que dos días hábiles. El CND debe responder a los Participantes que sean parte en un plazo no mayor que un día hábil, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.
- d) Para contratos cuya duración sea menor o igual que un día, la anticipación requerida no podrá ser mayor que un día hábil. El CND debe responder a los Participantes que sean parte el mismo día, indicando su autorización o pidiendo clarificaciones o rechazando el contrato.

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

4.2.1.4 Las empresas Distribuidoras y el Comprador Principal tienen la obligación de registrar en el ERSP una copia de cada uno de sus Contratos que cumplan con estas Reglas. Asimismo, tienen la obligación de registrar toda modificación que acuerden a alguno de sus contratos vigentes. Los Participantes y el Comprador Principal tienen la obligación de notificar al CND en caso de rescindir un contrato.

4.2.1.6 El CND tiene la responsabilidad de organizar y mantener en la Base de Datos

Comercial la información de los acuerdos vigentes en el Mercado de Contratos, modificaciones y rescisiones.

DÉCIMO PRIMERO: Se modifican los numerales 4.3.1.1, 4.3.1.2 y 4.3.1.3 del artículo 4.3 que trata de Tipos de Contratos correspondiente al Mercados de Contratos, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

4.3 TIPOS DE CONTRATOS:

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

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

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

- a) Contratos nacionales, en que ambas partes son Participantes Nacionales, y en que los nodos de generación y/o entrega comprometidos se ubican en La República de Panamá.
- b) Contratos de importación y exportación, en que una parte es un Participante Nacional, que produce o consume en la República de Panamá, la otra parte es un Participante Extranjero que produce o consume en otro país, y el intercambio se realiza a través de una o más interconexiones internacionales.

4.3.1.3 Los contratos de importación y exportación serán administrados comercialmente en el Mercado con los mismos procedimientos que los contratos nacionales salvo aquellas diferencias que se indican en las presentes Reglas Comerciales. Deben cumplir los mismos requisitos que los contratos nacionales, además de los requisitos que establezcan las legislaciones y normativas vigentes para este tipo de contratos en los países involucrados.

DÉCIMO SEGUNDO: Se modifican los numerales 4.4.1.2 al 4.4.1.4, el 4.4.2.1, 4.4.2.2 y 4.4.2.3, los numerales del 4.4.3.1 al 4.4.3.5, el 4.4.4.2, los numerales del 4.4.5.1 al 4.4.5.5 y se adiciona el numeral 4.4.6.3 del artículo 4.4 que tratan de los Contratos de Suministro correspondientes al Mercado de Contratos, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

4.4 CONTRATOS DE SUMINISTRO :

4.4.1 OBJETO :

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

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

4.4.1.4 El Gran Cliente que sea Participante Consumidor es libre para definir su estrategia comercial de contratación y, de acuerdo a las necesidades y condiciones de compra que desea, acordar los contratos que considere necesarios y convenientes.

4.4.2 PARTES :

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

4.4.2.2 Dos o más Grandes Clientes que sean o se conviertan en Participantes Consumidores podrán agruparse para agregar demanda y comprar a través de un mismo contrato. En ese caso, el Contrato de Suministro deberá identificar a todos los Participantes que compren y la participación de cada uno de ellos en la compra total del contrato. El CND deberá administrar el contrato asignando la energía y o potencia que resulte de dicha contratación entre los Grandes Clientes que sean Participantes Consumidores, y la parte compradora, en forma proporcional a su participación en el contrato total.

4.4.2.3 La parte vendedora debe ser un Participante Productor, incluyendo al Distribuidor habilitado como Participante Productor que vende generación propia firme de acuerdo a lo que establecen las presentes Reglas Comerciales.

4.4.3 ALCANCE DEL COMPROMISO:

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

4.4.3.2 El Participante Productor que vende potencia en un Contrato de Suministro asume el compromiso de que exista la potencia instalada contratada, con un mantenimiento adecuado para cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato. La misma obligación aplica al Distribuidor habilitado como Participante Productor cuando ~~vende~~

Potencia Firme de generación propia en Contratos de Suministro.

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

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

4.4.3.5 De existir cargos de transmisión por energía, el CND deberá considerar que en un Contrato de Suministro la parte vendedora asumirá los cargos de transmisión asociados a la energía contratada desde su punto de conexión a la red hasta los puntos de entrega, y la parte compradora asumirá los cargos de transmisión asociados, de existir, desde los puntos de entrega hasta su nodo de consumo, salvo que las partes incluyan en el contrato un acuerdo distinto para los cargos de transmisión asociados el cual debe ser informado al CND.

4.4.4 RÉGIMEN DE PRECIOS:

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.

4.4.5 CONTRATOS DE SUMINISTRO CON COMPRA / VENTA DE POTENCIA:

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

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

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

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

4.4.5.5 El contrato de potencia puede incluir, como una opción, un seguro de precio máximo por energía. En este caso, el contrato debe indicar el precio de la energía a partir del cual se activa dicha opción. Cada hora en que el precio en el Mercado Ocasional supere el precio de la energía establecido en el contrato, se activa la opción y el Participante que sea la parte vendedora pagará una compensación al Participante que sea la parte

compradora igual a la energía horaria correspondiente a la potencia contratada valorizada por la diferencia entre el precio en el Mercado Ocasional y el precio de la energía en el contrato.

4.4.6 CONTRATOS DE SUMINISTRO CON COMPRA / VENTA DE ENERGÍA:

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. 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.

DÉCIMO TERCERO: Se modifican los numerales 4.5.1.1 y 4.5.1.2, los numerales 4.5.2.1, 4.5.2.2 y los numerales 4.5.3.1 al 4.5.3.4, se adiciona el 4.5.3.5 y se modifica el numeral 4.5.4.1 del artículo 4.5 que trata de los Contratos de Reserva correspondiente al Mercados de Contratos, contenido en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

4.5 CONTRATOS DE RESERVA:

4.5.1 OBJETO :

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

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

4.5.2 PARTES :

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

4.5.2.2 La parte vendedora de un Contrato de Reserva debe ser un Participante Productor, incluyendo el caso de un Distribuidor habilitado como Participante Productor que vende por contratos generación propia.

4.5.3 ALCANCE DEL COMPROMISO:

4.5.3.1 El Participante Productor que vende en un Contrato de Reserva asume el compromiso de que exista la potencia instalada contratada, con un mantenimiento adecuado

para cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato. Para la administración comercial, el CND deberá considerar que la potencia comprometida en un Contrato de Reserva pertenece al Participante Productor que es la parte compradora.

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

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

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

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

4.5.4 RESTRICCIONES :

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

DÉCIMO CUARTO: Se modifican los numerales 5.1.1.3 y del 5.1.1.7 al 5.1.1.9, el 5.1.1.11 y el 5.1.1.12 del artículo 5.1 que trata de la Demanda Máxima de Generación correspondiente a la Potencia Firme y la Reserva de Largo Plazo, contenido en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

5. LA POTENCIA FIRME Y LA RESERVA DE LARGO PLAZO.

5.1 DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN:

5.1.1.3 Antes del 10 de octubre de cada año, los Participantes deberán suministrar al CND sus proyecciones de demanda para los siguientes diez años, con información de detalle para los primeros 5 años e información indicativa para los cinco años restantes.

a) Los Participantes Consumidores deberán informar sus proyecciones de crecimiento de demanda, consumo de energía, curvas típicas y demanda máxima, demanda interrumpible e importación contratada. El Distribuidor deberá suministrar esta información desglosada para sus clientes regulados y para los Grandes Clientes a los que abastece. Para el caso de Grandes Clientes que han informado para el siguiente año que se convertirán en Participantes del Mercado o que, siendo Participantes del Mercado, pasarán a comprar nuevamente de su Distribuidor, corresponde al Distribuidor informar el consumo y demanda previsto para los meses que comprará del Distribuidor y al Gran Cliente informar el consumo y demanda previsto para los meses que comprará del Mercado Mayorista.

b) Los Participantes Productores deberán informar las exportaciones comprometidas.

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

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

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

a) La demanda máxima mensual para el sistema;

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

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

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

DÉCIMO QUINTO: Se modifican los numerales del 5.2.1.1 al 5.2.1.5 y se adiciona del 5.2.1.5 al 5.2.1.9 del artículo 5.2 que trata del Informe Indicativo de Demandas correspondientes a la Potencia Firme y la Reserva de Largo Plazo, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

5.2 INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS:

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

- a) Consumo previsto;
- b) Pérdidas previstas y su justificación;
- c) Demanda máxima de generación del sistema y demanda interrumpible, de cada Participante Consumidor previsto para el año siguiente y de los clientes regulados de cada Distribuidor.

5.2.1.2 El Informe Indicativo de Demandas debe incluir adjunto cada pedido de ajuste de un Participante Consumidor con el que el CND no logró acuerdo y el motivo para su rechazo.

5.2.1.3 Antes del primero de Noviembre, el CND debe presentar el Informe Indicativo de Demandas al ERSP quien, dentro de un plazo no mayor que 15 días de recibido el Informe, lo aprobará o podrá requerir justificadamente ajustes antes de su aprobación. Los pedidos de ajustes o correcciones serán presentados por nota del ERSP al CND, con copia al Comité Operativo. Transcurrido este plazo sin respuesta del ERSP, el Informe se considerará aprobado. Si dentro del plazo indicado el ERSP requiere ajustes y correcciones, el CND deberá realizarlas y presentar el Informe corregido dentro de un plazo no mayor que ~~15 días~~ ^{10 días}.

calendario. El ERSP aprobará el Informe Indicativo de Demanda si cumple con los cambios requeridos. Si el Informe presentado por el CND tiene ajustes distintos a los requeridos, el ERSP le hará los cambios para que se cumpla con los cambios requeridos y este será el Informe aprobado. El ERSP enviará el Informe aprobado informando la situación registrada, con copia al Comité Operativo.

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.

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

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.

5.2.1.7 Cuando un Gran Cliente se convierte en Participante Consumidor y estaba previsto en el Informe Indicativo de Demandas comprando a tarifas reguladas del Distribuidor al que está conectado, con la información suministrada por el Gran Cliente y el Distribuidor el CND asignará al Gran Cliente su demanda máxima de generación prevista. Al mismo tiempo, el CND calculará la nueva demanda máxima de generación prevista del Distribuidor restando del valor previsto para dicho Distribuidor en el Informe la asignada al Gran Cliente. La energía prevista a consumir será ajustada en forma análoga.

5.2.1.8 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.

5.2.1.9 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 al ERSP 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.

DÉCIMO SEXTO: Se modifican los numerales del 5.3.1.5 al 5.3.1.10 y se adicionan el 5.3.1.11 y 5.3.1.12 del artículo 5.3 que trata de Potencia Firme de Largo Plazo correspondientes a la Potencia Firme y la Reserva de Largo Plazo, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

5.3 POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO.

5.3.1.5 La Potencia Firme de Largo Plazo de una unidad generadora térmica es su potencia efectiva afectada por la disponibilidad que compromete el Participante Productor que la comercializa. Dicha disponibilidad puede ser variable a lo largo del año. Si el Participante Productor asume el compromiso del 100 % de su potencia efectiva, la potencia firme de largo plazo de la unidad coincidirá con su potencia efectiva.

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

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

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

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

5.3.1.8 Se considera que un Participante Productor tiene una condición de incumplimientos reiterados a su compromiso de potencia por contratos cuando, dentro de los últimos 12 meses del año, tiene incumplimientos durante más de dos semanas. El CND calculará el incumplimiento anual de un Participante Productor como la suma de sus incumplimientos semanales. Se considera que un Participante Productor tiene una condición de incumplimientos reiterados a su compromiso de potencia por contratos cuando, dentro de los últimos 12 meses del año, su incumplimiento sea mayor o igual que cinco incumplimientos semanales.

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

5.3.1.10 Antes del 10 de Octubre de cada año, el CND debe verificar para cada GGC y para cada Participante Productor los incumplimientos reiterados a lo largo del año de acuerdo a su disponibilidad comprometida (en contratos y/o en reserva de largo plazo) Sólo en el caso de que un Participante Productor presente incumplimientos reiterados a dichos compromisos de contratos y/o servicio de reserva de largo plazo, el CND deberá limitar la potencia firme de largo plazo del Participante Productor para los 2 años subsiguientes a su potencia efectiva multiplicada por la disponibilidad verificada en el año en que se registró el incumplimiento reiterado.

5.3.1.11 Antes del 10 de Octubre de cada año, el CND enviará a los Participantes Productores la potencia firme de largo plazo para el año siguiente, junto con la información de indisponibilidad e incumplimientos que lo justifica. Dentro de los siguientes 10 días los Participantes Productores podrán enviar observaciones y requerir ajustes debidamente justificados. El CND deberá analizar las observaciones que reciba y, de considerarlas justificadas, realizar los ajustes correspondientes. El CND deberá notificar al Participante Productor cuya observación rechace, el motivo de dicho rechazo.

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

DÉCIMO SÉPTIMO: Se modifican los numerales del 5.4.1.1 y 5.4.1.3 del artículo 5.4 que trata de Precio Máximo de la Potencia correspondientes a la Potencia Firme y la Reserva de Largo Plazo, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

5.4 PRECIO MAXIMO DE LA POTENCIA.

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

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

DÉCIMO OCTAVO: Se modifican los numerales del 5.5.1. al 5.5.6, y se adicionan los numerales 5.5.7, 5.5.8 y 5.5.9 del artículo 5.5 que trata de Reserva de Largo Plazo correspondientes a la Potencia Firme y la Reserva de Largo Plazo, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

5.5 RESERVA DE LARGO PLAZO.

5.5.1 OBJETO

5.5.1.1 El objeto del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo es garantizar los compromisos de disponibilidad de potencia para cubrir la garantía de suministro de los clientes de la República de Panamá exceptuando aquellos Grandes Clientes que son Participantes Consumidores autorizados a no comprar este servicio, de acuerdo a los criterios que definen estas Reglas Comerciales.

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

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

5.5.2 REQUERIMIENTO PARA EL PARTICIPANTE CONSUMIDOR:

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

5.5.2.2 La demanda máxima de generación prevista de un Participante Consumidor que no resulte cubierta con suficiente anticipación en el Mercado de Contratos, será asignada como un requisito del servicio auxiliar de reserva de largo plazo, salvo para aquellos Participantes Consumidores autorizados a elegir si requieren o no requieren dicho Servicio Auxiliar.

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, en el caso del Distribuidor, serán tomados en consideración los procesos de libre competencia para contratación con fecha de inicio durante el año siguiente y convocados antes del mes de Diciembre. El ERSP podrá regular una anticipación menor, en función del desarrollo del Mercado de Contratos. En el caso de los Distribuidores, las normas que defina el ERSP 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 de largo plazo propia o contratada, deberá requerir como Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo la potencia faltante para sus clientes regulados.

5.5.2.5 Un Gran Cliente está 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, salvo que esté autorizado a elegir si requiere o no dicho servicio. La reserva de largo plazo asignada para un Gran

Cliente será asignada como pago correspondiente a dicho Gran Cliente si este compra a nivel mayorista, o sea es Participante Consumidor. Para el caso de los Grandes Clientes que no son Participantes sino que compran a tarifas reguladas de su Distribuidor, la reserva de largo plazo será asignada y pagada en su representación por su Distribuidor.

5.5.2.6 Un Gran Cliente que es Participante Consumidor está autorizado a elegir si requiere el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo. En el caso de que elija no requerir el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo se compromete, ante una condición de faltantes, a retirar su consumo del sistema. El CND deberá elaborar y acordar con los Participantes una Metodología con los procedimientos y requisitos de detalle para la autorización de un Gran Cliente, que es Participante, a no comprar reserva de largo plazo, incluyendo criterios para requerir la interrupción del consumo del Gran Cliente, modo de informarle el requerimiento y modo en que se verificará su cumplimiento. De estar autorizado, el Gran Cliente autorizado podrá elegir entre tres opciones antes del primero de Noviembre de cada año:

- a) Informar al CND que no requiere el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.
- b) Informar al CND disposición a pagar por el Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo en tanto el mismo no supere un precio máximo que informa al CND.
- c) Informar al CND que requiere el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo independientemente del precio.

5.5.3 REQUERIMIENTO DE SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO:

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

5.5.3.2 Para cada paso de asignación del año siguiente, el CND debe asignar a cada Participante Productor que resulta con una potencia total comprometida en Contratos de Suministro mayor que la potencia firme de largo plazo que comercializa, como requerimiento inicial en el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo el faltante. Si el Participante Productor no excede la potencia firme de largo plazo que comercializa en su potencia total contratada, el requerimiento inicial al servicio auxiliar de reserva de largo plazo es cero.

5.5.3.3 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, salvo que el Participante Consumidor esté autorizado a elegir y opte por no requerir este servicio auxiliar. 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 El CND debe calcular para cada paso de asignación el requerimiento total inicial de servicios auxiliares de reserva de largo plazo totalizando los requerimientos que resultan para cada Participante. Antes del 1 de Diciembre, el CND debe informar a los Participantes y al ERSP el requerimiento inicial de reserva de largo plazo que corresponde a cada Participante, junto con los datos y cálculos que lo avalan, y el requerimiento total del Mercado.

5.5.3.5 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) Para cada Participante Productor, el CND deberá calcular para el paso de asignación el faltante real como sus ventas de potencia por contratos menos su Potencia Firme de largo plazo menos la potencia que compra por contratos más la potencia que vende en contratos de reserva. Si el faltante resulta negativo, se considerará cero. El requerimiento será el faltante calculado.
- b) Para un Gran Cliente que es Participante Consumidor que informó para la asignación inicial que no requiere servicio de reserva de largo plazo y está autorizado a no comprar este servicio, el requerimiento será cero, salvo que haya registrado incumplimientos que hayan llevado a la pérdida de esta autorización en cuyo caso se calculará como se indica en c)
- c) Para cada Participante Consumidor con las excepciones indicadas en b), 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 (incluyendo los ajustes que hayan resultado por cambios en las decisiones de compra de los Grandes Clientes) menos la potencia que compra por contratos. Si el faltante resulta negativo, se considerará cero. El requerimiento será el faltante calculado.

5.5.4 OFERTAS:

5.5.4.1 Los Participantes podrán ofertar potencia como aporte para el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo. Cada año, antes del 11 de noviembre, los Participantes informarán al CND sus ofertas para cada mes del año siguiente como uno o más bloques de potencia, cada bloque con el precio requerido. El día 11 de noviembre, o el siguiente día hábil de resultar el 11 no laborable, el CND deberá registrar en un acta los sobres recibidos. 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 sin abrir el sobre 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.

DE LOS SE
ESORIA L

ha informado al CND o no ha sido autorizado a proveer este servicio con demanda interrumpible, de acuerdo a los requisitos definidos en estas Reglas Comerciales. El CND deberá desarrollar la Metodología sobre el procedimiento y requisitos para implementar la demanda interrumpible.

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

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

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.

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

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

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

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

5.5.5 ASIGNACIÓN INICIAL DEL SERVICIO AUXILIAR DE RESERVA DE LARGO PLAZO:

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

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

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

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

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

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

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

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

- a) Es un Participante cuya oferta fue rechazada y reclama el rechazo o es un Participante al que se asignó reserva de largo plazo y reclama la asignación;
- b) Antes de finalizar el acto, el Participante informa al CND que presentará un reclamo y requiere que se incluya este aviso en el acta;

- c) En un término de dos días hábiles luego de realizado el acto, el Participante presenta al CND un reclamo escrito que incluye la descripción y justificación del reclamo.

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

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

5.5.5.9 De no surgir acuerdo con un Participante que presenta un reclamo, el CND debe elevar al ERSP el reclamo incluyendo la documentación que presentó el Participante y el motivo de su rechazo por el CND. De surgir acuerdo entre el CND y un Participante referido a un reclamo pero surgir oposición de otro Participante afectado, el CND debe elevar al ERSP el reclamo incluyendo la documentación que presentó el Participante, el motivo de su aceptación por el CND y la documentación presentada por el o los Participantes afectados que objetaron la aceptación. El ERSP decidirá en un plazo no mayor de dos meses.

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

5.5.6 AJUSTES MENSUALES Y ASIGNACIÓN DEFINITIVA:

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

- a) El CND deberá tomar la lista de ofertas para el correspondiente paso de asignación que fue ordenada en la asignación inicial, y corregir la potencia ofertada para que corresponda a los sobrantes reales de potencia. Teniendo en cuenta la potencia comprometida en contratos.

- b) El CND deberá realizar la asignación definitiva de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo y cálculo de su precio con el mismo criterio que el indicado para la asignación inicial, pero utilizando como requerimiento el real calculado y como oferta la resultante de lo indicado en a).

5.5.7 COMPROMISO :

5.5.7.1 El Participante Productor que compromete potencia al servicio auxiliar de reserva de largo plazo no podrá venderla a terceros durante el período en que se compromete como reserva.

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

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

- a) Cumplir con la disponibilidad o interrumpibilidad comprometida, o pagar una penalidad por faltantes.
- b) Para un Participante Productor, pagar una compensación cada hora en que el precio del Mercado Ocasional supere el de la primera unidad falla, calculada como la energía correspondiente a la potencia que aporta al Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo valorizada a la diferencia entre el precio de la energía en el Mercado Ocasional y el precio de la primera unidad falla. Esta compensación se asigna como un crédito para cubrir el costo del correspondiente Servicio Auxiliar para los Participantes que son compradores de reserva de largo plazo, en forma proporcional al requerimiento de reserva de cada uno.
- c) Para un Participante Consumidor, cada día del período en que su oferta es aceptada debe ofertar interrumpibilidad por la potencia comprometida como Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo a un precio de la energía inferior al de la primera unidad falla.

5.5.8 INCUMPLIMIENTOS:

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

5.5.8.2 Ante incumplimientos reiterados de un Participante, salvo contingencias extraordinarias debidamente fundamentadas, el CND deberá inhabilitarlo a participar en el servicio de reserva de largo plazo en el año en curso y siguiente año.

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

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

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

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

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

5.5.9 RESULTADOS:

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

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

DÉCIMO NOVENO: Se modifican los numerales del 6.1.1.1 al 6.1.1.3 y se adiciona el 6.1.1.4, del artículo 6.1 que trata del Objeto correspondientes a la Obligación de Garantía de Suministro y los Contratos de Distribuidores, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

6. LA OBLIGACIÓN DE GARANTÍA DE SUMINISTRO Y LOS CONTRATOS

DE DISTRIBUIDORES:

6.1 OBJETO:

6.1.1.1 Cada Distribuidor debe contar con suficiente potencia firme de largo plazo para cubrir su obligación de garantía de suministro de sus clientes regulados. 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.

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 la Resolución No. JD-2728 de 20 de abril de 2001.

6.1.1.3 La energía y potencia de dichos contratos estará dirigida en primer lugar a cubrir el abastecimiento de los clientes regulados del Distribuidor y el excedente respecto del abastecimiento, de existir, a ventas de oportunidad.

6.1.1.4 En todo contrato de un Distribuidor deberá quedar identificado claramente, si es el caso, cual proporción está dedicada al abastecimiento de sus clientes regulados.

VIGÉSIMO: Se modifican los numerales 6.2.1.1 y 6.2.1.2, del artículo 6.2 que trata del Compromiso de Potencia correspondientes a la Obligación de Garantía de Suministro y los Contratos de Distribuidores, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

6.2 EL COMPROMISO DE POTENCIA:

6.2.1.1 Cada Participante Distribuidor tiene la obligación de informar al ERSP la potencia firme de largo plazo de generación propia comprometida para su obligación de contratar, de acuerdo a lo que establecen estas Reglas Comerciales.

6.2.1.2 Cada Distribuidor está obligado a comprar potencia firme de largo plazo mediante Contratos de Suministro para cubrir la demanda máxima de generación de sus clientes regulados que no cubre con generación propia comprometida, salvo las excepciones que se indican en estas Reglas Comerciales.

VIGÉSIMO PRIMERO: Se modifican los numerales 6.3.1.1 y 6.3.1.2, del artículo 6.3 que trata del Compromiso de Energía correspondientes a la Obligación de Garantía de Suministro y los Contratos de Distribuidores, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

6.3 EL COMPROMISO DE ENERGÍA:

6.3.1.1 Cada Distribuidor tiene la obligación de informar al ERSP el consumo de energía de sus clientes regulados que compromete cubrir con generación propia comprometida, de acuerdo a lo que establecen estas Reglas Comerciales.

6.3.1.2 El Distribuidor está obligado a cubrir el consumo de energía previsto para sus clientes regulados que no cubre con generación propia comprometida, con compra de

energía mediante Contratos de Suministro, salvo las excepciones que se indican en estas Reglas Comerciales.

VIGÉSIMO SEGUNDO: Se modifican los numerales 6.4.1.1 y 6.4.1.2, del artículo 6.4 que trata de las Excepciones correspondientes a la Obligación de Garantía de Suministro y los Contratos de Distribuidores, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

6.4 EXCEPCIONES:

6.4.1.1 En caso que, ante situaciones especiales, un Distribuidor no pueda cumplir con su obligación de contratar, deberá informar al ERSP indicando el faltante no contratado y el motivo que justifica el incumplimiento.

6.4.1.2 De considerar el ERSP que el motivo es justificado, habilitará transitoriamente al Distribuidor a comprar el faltante como un Gran Cliente que sea Participante Consumidor y definirá un plazo dentro del cual el Distribuidor debe revisar las condiciones del contrato y realizar un nuevo llamado a licitación. El ERSP podrá proponer ajustes al contrato licitado para mejorar las posibilidades de que se presenten ofertas económicas.

VIGÉSIMO TERCERO: Se modifican los numerales 6.5.1.1 y 6.5.1.2, los numerales del 6.5.2.1 al 6.5.2.5 y el 6.5.2.7 del artículo 6.5 que trata de los Contratos de Distribuidores a Trasladar a Tarifas correspondientes a la Obligación de Garantía de Suministro y los Contratos de Distribuidores, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

6.5 CONTRATOS DE DISTRIBUIDORES A TRASLADAR A TARIFAS:

6.5.1 REQUISITOS:

6.5.1.1 El ERSP, mediante la Resolución No. JD-2728 de 20 de abril de 2001 por la cual se aprobaron los Parámetros, Criterios y Procedimientos para la Compra / venta Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica, 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, los contratos de Distribuidores a trasladar a tarifas, incluyendo los del Comprador Principal, deben ser adjudicados por proceso de libre concurrencia, supervisado por el ERSP en lo que se refiere a garantizar su transparencia y objetividad. Se podrán presentar a dichos concursos:

- a) Ofertas de generación existente o a instalar;
- b) 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 libre concurrencia;

- c) 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.
- d) Ofertas de generación propia de otro Distribuidor habilitado como Participante Productor.

6.5.2 CONTRATACIÓN DE POTENCIA:

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

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

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

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

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

6.5.2.7 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.

VIGÉSIMO CUARTO: Se elimina el numeral 6.6 que trata de los Contratos del Comprador Principal correspondientes a la Obligación de Garantía de Suministro y los Contratos de Distribuidores, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998.

VIGÉSIMO QUINTO: Se modifican los numerales del 7.1.1.1 al 7.1.1.5 del artículo 7.1 que trata del Objeto correspondientes a la Administración de los Faltantes y sobrantes de Potencia, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

7. ADMINISTRACIÓN DE LOS FALTANTES Y SOBANTES DE POTENCIA:

7.1 OBJETO:

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

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

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

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

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

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

7.1.1.5 Cada día, los Participantes deben cubrir sus faltantes de potencia a través de compensaciones de potencia al precio que resulte de los procedimientos que se definen en estas Reglas Comerciales.

VIGÉSIMO SEXTO: Se modifican los numerales 7.2.1.1 y 7.2.1.2 del artículo 7.2 que trata del Período de Máximo Diario correspondientes a la Administración de los Faltantes y sobrantes de Potencia, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

7.2 PERÍODO DE MÁXIMO DIARIO:

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

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

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

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

VIGÉSIMO SEPTIMO: Se modifican los numerales 7.3.1.1 y 7.3.1.2 del artículo 7.3 que trata de la Potencia Máxima Comercial correspondientes a la Administración de los Faltantes y sobrantes de Potencia, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

7.3 POTENCIA MÁXIMA COMERCIAL:

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

- a) Indisponibilidad y/o restricciones técnicas de las unidades y de la central en que se ubica;
- b) Restricciones propias, tales como límites a la capacidad máxima y/o restricciones en el abastecimiento de combustibles en unidades térmicas o disponibilidad de agua y falta de salto en una central hidroeléctrica;
- c) Si el Participante Productor se conecta a la red de transmisión a través de una línea que le pertenece, indisponibilidad o restricciones en dicha línea.

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

VIGÉSIMO OCTAVO: Se modifican los numerales 7.4.1.1, 7.4.1.2 y 7.4.1.3 del artículo 7.4 que trata del Balance de Potencia de un Participante Productor correspondientes a la Administración de los Faltantes y sobrantes de Potencia, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

7.4 BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE PRODUCTOR:

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

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

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

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

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

VIGÉSIMO NOVENO: Se modifican los numerales del 7.5.1.1 al 7.5.1.4 del artículo 7.5 que trata del Balance de Potencia de un Participante Consumidor correspondientes a la Administración de los Faltantes y sobrantes de Potencia, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

7.5 BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE CONSUMIDOR:

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

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

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

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

TRIGÉSIMO: Se modifican los numerales 7.6.1.1 y 7.6.1.3, del 7.6.2.1 al 7.6.2.5, el 7.6.3.1 y 7.6.3.3 del artículo 7.6 que trata de Compensaciones de Potencia correspondientes a la Administración de los Faltantes y sobrantes de Potencia, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

7.6 COMPENSACIONES DE POTENCIA:

7.6.1 OBJETO:

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

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

7.6.2 OFERTAS :

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

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

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

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

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

7.6.3 ASIGNACIÓN DE COMPENSACIONES:

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

TRIGÉSIMO PRIMERO: Se modifican el numeral 8.2.1.1 del artículo 8.2 que trata de la Administración de los Contratos de Reserva correspondientes a la Administración de las Transacciones de Energía en el Mercado Ocasional, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

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

8.2 ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS DE RESERVA:

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

TRIGÉSIMO SEGUNDO: Se modifican los numerales 8.3.1.1, 8.3.1.2, 8.3.2.1 y el 8.3.2.2 del artículo 8.3 que trata de la Administración por Diferencias para Contratos de Suministros correspondientes a la Administración de las Transacciones de Energía en el Mercado Ocasional, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

8.3 ADMINISTRACIÓN POR DIFERENCIAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO:

8.3.1 COMPROMISOS:

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

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

8.3.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO OCASIONAL:

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

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

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

- a) Calcular la energía que comercializa totalizando la generación de sus GGC, menos la energía que vende en Contratos de Reserva, más la energía que compra por Contratos de Reserva.
- b) Calcular la energía comprometida totalizando la energía vendida en contratos, como suma de la energía que debe entregar a los Contratos de Suministro en

que es la parte vendedora.

- c) Si la energía que comercializa es menor que la energía comprometida, asignar la energía faltante como compra en el Mercado Ocasional.
- d) Si la energía que comercializa es mayor que la energía comprometida, asignar la energía excedente como venta en el Mercado Ocasional.

TRIGÉSIMO TERCERO: Se modifican los numerales 9.2.1.1 y 9.2.1.2 del artículo 9.2 que trata del Costo Variable Aplicable al Despacho correspondientes al Precio de la Energía en el Mercado Ocasional, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando el mismo de la siguiente forma:

9. PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL:

9.2 COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO:

9.2.1.1 El Costo Variable aplicable al despacho está dado por:

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación, salvo en contratos PPA en que será el costo declarado por los Participantes que son las partes dentro de dicho contrato y que deberá corresponder con el precio de la energía de dicho contrato.
- 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 ofertado en la interconexión para la importación de ocasión.

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

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

hipótesis, criterios de actualización, y todo otro detalle que haga al cálculo del valor del agua. Asimismo el CND deberá suministrar todos los datos utilizados para el cálculo, los cambios a dichos datos y el motivo que justifica cada cambio.

TRIGÉSIMO CUARTO: Se modifican los numerales 9.3.1.2 y 9.3.1.3 y se elimina el numeral 9.3.1.5 del artículo 9.3 que trata de Unidades Falla correspondientes al Precio de la Energía en el Mercado Ocasional, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

9.3. UNIDADES FALLA:

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

9.3.1.3 El CND debe asignar a cada unidad falla una potencia máxima igual al nivel de desabastecimiento que representa, definido como un porcentaje de la demanda en cada unidad falla creciente respecto de la anterior, con la última unidad falla con un porcentaje igual al 100%. Inicialmente el porcentaje asignado será 5% para la primera unidad falla, 10% para la segunda unidad falla, 30% para la tercera unidad falla y 100 % para la cuarta. Los porcentajes de las unidades falla podrán ser modificados, con la debida justificación y aprobación de los Participantes y el ERSP, por el CND.

TRIGÉSIMO QUINTO: Se modifican los numerales del 9.4.1.1 al 9.4.1.5 y del 9.4.1.7 al 9.4.1.9 del artículo 9.4 que trata de Participación de la Demanda correspondientes al Precio de la Energía en el Mercado Ocasional, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

9.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA:

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

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

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

comprar si el precio es mayor que el ofertado.

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

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

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

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

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

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

TRIGÉSIMO SEXTO: Se modifican los numerales 9.5.1.3 y 9.5.1.4 y se adicionan los numerales del 9.5.1.6 al 9.5.1.8, se modifican los numerales 9.5.2.1 y 9.5.2.2, se adicionan el 9.5.2.3 y 9.5.2.4, se modifican el 9.5.3.1 al 9.5.3.3 y se adicionan del 9.5.3.4 al 9.5.3.6 del artículo 9.5 que trata del Precio de la Energía correspondientes al Precio de la Energía en el Mercado Ocasional, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

9.5 EL PRECIO DE LA ENERGÍA:

9.5.1 DESPACHO DE PRECIO:

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, pero utilizando la oferta real disponible (generación disponible, oferta real de Autogeneradores y en interconexiones internacionales), y la demanda registrada salvo condiciones de racionamiento en que se debe utilizar la demanda registrada más el racionamiento estimado.

9.5.1.4 El CND debe calcular el precio de la energía con el costo variable aplicable al despacho de la última oferta requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente, en el centro de carga del sistema. En caso de que por fallas en la red, el sistema se abra en dos o más sub sistemas, se calculará un precio para cada sub sistema con el mismo procedimiento y criterios definidos para el despacho de precio (utilizando la demanda y generación de cada sub sistema).

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

9.5.1.7 La importación participa en la formación del precio de la energía en el Mercado Ocasional como una generación adicional en la interconexión internacional. Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, a la importación de ocasión se pagará al precio de la energía en el Mercado Ocasional de existir condiciones de reciprocidad en el país de donde proviene la oferta de importación. Se considerará que existen condiciones de reciprocidad si en el otro país, a juicio del ERSP, existe un Mercado de Oportunidad de corto plazo para la energía, en el que se permite al Mercado Mayorista de La República de Panamá realizar ofertas de exportación de ocasión y si dichas ofertas son aceptadas y se las remunera al precio del correspondiente Mercado de Oportunidad del otro país.

9.5.1.8 Se denomina exportación no firme a la exportación de ocasión y los contratos de exportación de corto plazo. Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, la demanda que se agrega por exportación no firme no participará en el cálculo del precio del Mercado Ocasional. En estas condiciones, en las horas con exportación no firme el CND deberá calcular el precio de la energía en el Mercado Ocasional sin incluir la demanda de exportación no firme y el precio de la energía para la exportación con la demanda total incluyendo la exportación no firme, de acuerdo al procedimiento que se establece en el numeral 9.5.3 de estas Reglas Comerciales.

9.5.2 PREDESPACHO Y REDESPACHOS:

9.5.2.1 Las plantas de generación con una capacidad mayor o igual a 10 MW están sujetas a las obligaciones de despacho centralizado por el CND. Las plantas restantes podrán optar por el despacho centralizado pero en dicho caso deberán notificar al CND antes del 1 de diciembre de cada año. Una vez informado, el despacho centralizado se mantendrá los 12 meses del siguiente año, durante el cual no se podrá cambiar dicha decisión. En caso de los s...

no informe al CND dentro del plazo indicado, el CND deberá asumir que se auto despachará.

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. De dicho predespacho debe obtener e informar los precios de la energía previstos ex ante, con el propósito de suministrar información indicativa que permita a los Participantes ajustar, de ser posible, a la realidad prevista su oferta o demanda real del día siguiente.

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

9.5.2.4 Durante la operación en tiempo real, el CND deberá realizar el seguimiento 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.

9.5.3 CÁLCULO DEL PRECIO:

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

- a) Las ofertas;
- b) Las restricciones activas que afectaron el despacho;
- c) Los arranques realizados 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 reclamaciones a los precios de la energía informados. Un reclamo deberá incluir el motivo que lo fundamenta, que deberá estar basado en incumplimientos a los criterios y/o procedimientos que establecen estas Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación. Transcurrido el plazo indicado sin reclamos de un Participante, se considerará que acepta toda la información recibida. En caso que en la operación real durante un paso de cálculo (inicialmente una hora) se presente un cambio significativo en las condiciones de oferta y/o demanda, 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, con las excepciones que se establecen en estas Reglas Comerciales hasta la puesta en marcha del Mercado

Eléctrico Regional para la importación de ocasión sin reciprocidad o la exportación no firme.

9.5.3.3 Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, de no existir las condiciones de reciprocidad indicadas en estas Reglas Comerciales, una importación de ocasión será remunerada al precio ofertado. El CND deberá calcular para cada hora con importación de ocasión sin condiciones de reciprocidad el Ajuste por Importación de Ocasión como la energía correspondiente a la importación de Ocasión valorizada a la diferencia entre el precio de la energía en el Mercado Ocasional y el precio ofertado por la importación de Ocasión. Al finalizar cada mes, el CND calculará la Diferencia por Importación totalizando los Ajustes por Importación de Ocasión de las horas del mes, que será asignado como un crédito al costo económico de las pérdidas.

9.5.3.4 La exportación de ocasión será remunerada por el país que compra dicha exportación. El precio de la energía para exportación estará dado por el precio que corresponda en el país comprador de dicha exportación.

9.5.3.5 Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, para cada hora con exportación no firme el CND deberá calcular el precio de la energía en el Mercado Ocasional y el precio de la energía incluyendo exportación con la demanda total incluyendo la exportación no firme, así como las transacciones asociadas, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) El CND realiza el despacho de precio con la demanda firme, dada por la demanda del consumo de la República de Panamá más la demanda por contratos de exportación de largo plazo, y obtiene el precio del Mercado Ocasional y la generación requerida por la demanda firme.
- b) El CND realiza el despacho de precio con la demanda total, dada por la suma de la demanda firme más la exportación no firme (exportación de ocasión y contratos de exportación de corto plazo), y obtiene el precio de la energía incluyendo exportación. La generación requerida por exportación no firme se calcula como la diferencia entre la despachada en b) menos la despachada en a).
- c) El CND calcula las transacciones en el Mercado Ocasional para cada Participante Consumidor Nacional como la diferencia entre la energía que compra por contratos menos su consumo de energía, y las valoriza al precio de la energía en el Mercado Ocasional.
- d) El CND calcula el precio de la energía para exportación como el precio pagado por la exportación de Ocasión en el país que compra dicha exportación. De no existir exportación de ocasión, el precio de la energía para exportación estará dado por el precio de la energía con exportación calculado en b).
- e) El CND calcula las transacciones en el Mercado Ocasional para cada exportación de ocasión valorizada al precio pagado por la exportación de Ocasión en el país que compra dicha exportación.
- f) El CND calcula las transacciones en el Mercado Ocasional para cada Participante Productor asociado a la demanda firme como la diferencia entre

la generación que comercializa para la demanda firme (suma de generación que le pertenece y es requerida por la demanda firme según a) más la generación de terceros requerida en a) por la demanda firme y que compra por contratos) menos la energía que vende en contratos internos y contratos de exportación de largo plazo, y las valoriza al precio de la energía para en el mercado ocasional.

- g) El CND calcula las transacciones en el Mercado Ocasional por exportación no firme para cada Participante Productor como la diferencia entre la generación que comercializa para la exportación no firme (suma de generación que le pertenece y es requerida por exportación según b) más la generación de terceros requerida por exportación en el despacho de b) y que compra por contratos) menos la energía que vende en contratos de exportación de corto plazo, y las valoriza al precio de la energía para la exportación.

9.5.3.6 El CND es el responsable de administrar la asignación de los créditos de la exportación no firme, indicando en el Documento de Transacciones Económicas la información que lo avala. El CND establecerá por Metodología el detalle del procedimiento a utilizar.

TRIGÉSIMO SÉPTIMO: Se modifican los numerales del 9.6.1.1 al 9.6.1.5, el 9.6.1.7, 9.6.1.8 y se elimina el numeral 9.6.1.9 del artículo 9.6 que trata de la Generación Obligada correspondientes al Precio de la Energía en el Mercado Ocasional, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

9.6 LA GENERACIÓN OBLIGADA:

9.6.1.1 Los requisitos técnicos de la operación segura y con calidad de la red pueden hacer necesario asignar generación por motivos distintos del despacho económico modificando el orden de aceptación de ofertas para poder mantener al sistema eléctrico dentro de sus parámetros de operación (por ejemplo contar con el reactivo necesario para mantener los niveles de tensión).

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

9.6.1.3 Cada hora el CND debe considerar generación obligada a la energía que no resultaría aceptada por el despacho económico sin restricciones pero que en la operación real dichas restricciones obligan su generación, o la energía cuyo Costo Variable aplicable al despacho es mayor que el precio en el Mercado Ocasional o, la generación adicional necesaria para la exportación y cuyo precio es mayor al precio calculado para la energía de exportación.

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

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

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

9.6.1.8 El CND debe identificar el o los responsables de cada restricción que origina generación obligada y asignarle el pago del sobrecosto asociado a dicha generación obligada. De ser considerada como generación obligada para la demanda, se considera responsable de la restricción a todos los Participantes Consumidores. De haber más de un Participante responsable por la generación obligada, el CND debe identificar la parte que corresponde a cada uno para asignarle el sobrecosto asociado. De resultar generación obligada por exportación no firme, el CND deberá asignar el sobrecosto a los Participantes locales que están exportando por contratos de corto plazo y a la exportación de ocasión, de existir. El CND deberá incluir en la liquidación de exportación de ocasión el monto que resulta de compras en el Mercado Ocasional, al precio que corresponda, más el sobrecosto de generación obligada, de existir.

TRIGÉSIMO OCTAVO: Se modifican los numerales del 10.1.1.1 al 10.1.1.9 y se adiciona el 10.1.1.10, del artículo 10.1 que trata del Alcance correspondientes a los Servicios Auxiliares, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

10. SERVICIOS AUXILIARES.

10.1 ALCANCE.

10.1.1.1 Los servicios auxiliares que requiere el sistema eléctrico para su funcionamiento se definen y asignan según los criterios operativos que establece el Reglamento de Operación. El CND deberá establecer por Metodologías el detalle de los requisitos técnicos a cumplir para estar autorizado a proveer cada tipo de Servicio Auxiliar del sistema o reservas de corto plazo, el procedimiento a cumplir por un Participante para obtener del

CND la autorización a proveer el correspondiente Servicio Auxiliar así como los modos en que verificará el cumplimiento de dichos requisitos y el aporte comprometido cuando asigna uno de estos tipos de Servicios Auxiliares a un Participante autorizado a proveerle.

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

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

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

10.1.1.4 Los servicios auxiliares generales incluyen:

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

10.1.1.5 Los servicios auxiliares especiales incluyen:

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

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

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

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

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

10.1.1.10 La interrumpibilidad de la demanda se considera como un aporte al servicio ^{DE}

auxiliar de reserva de corto plazo.

TRIGÉSIMO NOVENO: Se modifica el numeral 10.2.1.1, del artículo 10.2 que trata de Monto Máximo para Servicios Auxiliares Generales correspondientes a Servicios Auxiliares, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

10.2 MONTO MÁXIMO PARA SERVICIOS AUXILIARES GENERALES:

10.2.1.1 El CND debe calcular para cada mes la remuneración máxima prevista por servicios auxiliares generales como un porcentaje, denominado porcentaje comercial de los servicios auxiliares generales, del monto que resulta al integrar la energía total abastecida a los Participantes Consumidores valorizada al precio de la energía en el Mercado Ocasional. Este monto máximo se reparte en partes iguales entre servicios auxiliares del sistema y servicios de reserva de corto plazo.

CUADRAGÉSIMO: Se modifica el numeral 10.3.1.4, del artículo 10.3 que trata de Servicios Auxiliares del Sistema correspondientes a Servicios Auxiliares, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

10.3 SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA:

10.3.1.4 El CND debe calcular para cada Participante Productor su remuneración mensual por servicios auxiliares del sistema como la integración de su potencia disponible en las horas en que estuvo disponible para servicios auxiliares del sistema, multiplicada por el precio por hora de disponibilidad de servicios auxiliares del sistema.

CUADRAGÉSIMO PRIMERO: Se modifican los numerales 10.4.1.3 y 10.4.1.4 y se adiciona el 10.4.1.5, del artículo 10.4 que trata de Servicios Auxiliares de Reserva de Corto Plazo correspondientes a Servicios Auxiliares, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

10.4 SERVICIOS AUXILIARES DE RESERVA DE CORTO PLAZO:

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

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

10.4.1.5 Para una hora, un Participante Consumidor se considera entregando al servicio auxiliar de reserva de corto plazo la potencia requerida como reserva por el CND y que no registra incumplimientos.

auxiliar de reserva de corto plazo la interrumpibilidad aceptada como reserva por el CND. Cada Participante Consumidor recibe una remuneración mensual por servicios de reserva de costo plazo igual a la integración en el mes de su interrumpibilidad en reserva por el precio por servicios de reserva de corto plazo.

CUADRAGÉSIMO SEGUNDO: Se modifica el numeral 10.5.1.1 al 10.5.1.3, del artículo 10.5 que trata de Cargos por Servicios Auxiliares Generales correspondientes a Servicios Auxiliares, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

10.5 CARGOS POR SERVICIOS AUXILIARES GENERALES:

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

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

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

CUADRAGÉSIMO TERCERO: Se modifica el numeral 10.6.1.1 al 10.6.1.3, del artículo 10.6 que trata de Servicios de Reserva de Largo Plazo correspondientes a Servicios Auxiliares, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

10.6 SERVICIO DE RESERVA DE LARGO PLAZO:

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

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

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

Distribuidor, dicho cargo se considerará parte de su costo de compra de potencia.

CUADRAGÉSIMO CUARTO: Se adiciona el artículo 10.7 que trata de Servicios Auxiliar de Seguimiento de Demanda correspondientes a Servicios Auxiliares, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

10.7 SERVICIO AUXILIAR DE SEGUIMIENTO DE DEMANDA:

10.7.1.1 Dada la forma de la demanda, el despacho económico debe incluir la optimización de las operaciones de arranque y parada de unidades generadoras. Para minimizar el costo total de operación diario, el despacho económico podrá requerir la parada o arranque de un GGC o mantenerlo generando por restricciones de tiempos en el ciclo de arranque y parada.

10.7.1.2 El costo de arranque de un GGC se incluirá en el Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda. Para su cálculo, los Generadores deberán informar al CND para cada GGC el combustible requerido para cada arranque, con la documentación o ensayo que lo justifica. Para cada GGC, el CND calculará el costo de cada arranque como el producto del combustible requerido para el arranque por el precio del combustible utilizado para el Costo Variable Aplicable al Despacho más el costo variable de operación y mantenimiento según la Metodología que apruebe el Comité Operativo. Mientras no se apruebe la Metodología sólo se considerarán los costos de combustible.

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

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

- a) El costo de arranque de un GGC, habiendo sido parado previamente por requerimiento del CND por resultar más económico desde el punto de vista del despacho. Incluirá el arranque 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.
- b) El sobrecosto por generación obligada de un GGC, cuando resulta forzada por decisión del despacho económico relacionado a su ciclo de arranque y parada, al resultar el costo total de operación menor con el sobrecosto de generación obligada que si se para el GGC.

10.7.1.5 Al finalizar cada mes, el CND debe calcular el monto total a recaudar en concepto de Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda totalizando los conceptos indicados en el numeral anterior. Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional, de

requeridos arranques por exportación no firme, dentro del Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda el CND deberá asignar el costo asociado a dicha exportación no firme. El monto total a recaudar por el despacho de demanda firme (demanda de los clientes de la República de Panamá más la demanda que se agrega por contratos de exportación de largo plazo) en concepto de Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda estará dada por el monto total del mes menos el monto asignado a exportación no firme.

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

10.7.1.7 Cada Participante Consumidor debe pagar mensualmente por el Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda, un cargo igual a valorizar la energía abastecida a dicho Participante Consumidor al precio por energía consumida del Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda. Adicionalmente, cada exportación no firme deberá pagar el costo del Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda asignado a estas exportaciones.

10.7.1.8 En la documentación de la liquidación, el CND deberá incluir el detalle de los costos de cada concepto incluido en el Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda, el costo total y, de corresponder, costo para por el despacho de demanda firme y costo para la exportación..

CUADRAGÉSIMO QUINTO: Se modifica el numeral 11.1.1.2 y 11.1.1.3 del artículo 11.1 que trata de Costo Económico de las Pérdidas correspondientes a Pérdidas, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

11. PÉRDIDAS.

11.1 COSTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS.

11.1.1.2 El CND debe calcular el costo económico de las pérdidas de energía como las pérdidas de energía medidas valoradas al precio de la energía del Mercado Ocasional. Hasta la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional y de haberse registrado exportación no firme, adicionalmente el CND deberá realizar el siguiente procedimiento:

- a) Calcular el costo económico de las pérdidas para los Participantes Consumidores, excluyendo exportaciones no firmes, como la diferencia entre la generación requerida por la demanda firme y el consumo de la demanda firme, dada por la demanda del consumo de La República de Panamá más la demanda por contratos de exportación de largo plazo, valorizada al precio de la energía en el Mercado Ocasional. Este es el costo económico de las pérdidas a aplicar para el cálculo del cargo mensual por pérdidas de los Distribuidores y Grandes Clientes.
- b) Calcular el costo económico total de las pérdidas como la diferencia entre la generación total requerida por la demanda del consumo de la República de los

Panamá más toda la exportación, valorizada al precio de la energía que corresponde (en el Mercado Ocasional o de exportación).

- c) Calcular el costo económico de las pérdidas para la exportación no firme como la diferencia entre b) y a).
- d) Al finalizar cada mes el CND debe calcular para cada exportación no firme el cargo mensual por pérdidas que le corresponde, asignando proporcionalmente el costo económico de las pérdidas para la exportación no firme.

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

CUADRAGÉSIMO SEXTO: Se modifica el numeral el artículo 11.2 que trata de Factores de Pérdidas correspondientes a Pérdidas, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

11.2 FACTORES DE PÉRDIDAS:

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

11.2.1.2 Para cada Período Característico, el CND debe calcular el costo económico de las pérdidas de energía integrando para las horas del periodo la diferencia entre generación horaria y consumo horario valorizada al precio de la energía en el Mercado Ocasional. En caso de exportación no firme, aplicará el procedimiento indicado en el numeral 11.1.1.2.

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

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

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

- a) El cargo mensual por pérdidas, totalizando los cargos que resultan para cada Período Característico de dicho mes;

- b) El precio mensual de las pérdidas dividiendo el cargo mensual por pérdidas por la energía mensual abastecida a dicho Participante Consumidor.

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

CUADRAGÉSIMO SÉPTIMO: Se modifica del numeral 12.2.1.3 al 12.2.1.7 del artículo 12.2 que trata de a Costos de Compras Previstos correspondientes a Costos Mayoristas de Distribuidores, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

12. COSTOS MAYORISTAS DE DISTRIBUIDORES:

12.2 COSTOS DE COMPRA PREVISTOS:

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) La compra prevista de energía de generación propia y el costo reconocido de dicha compra, calculado de acuerdo a lo que se establece en estas Reglas Comerciales;
- c) Las transacciones previstas de energía en el Mercado Ocasional como Participante Consumidor y el costo neto de dicha compra;
- d) Los sobrecostos previstos por generación obligada;
- e) El cargo previsto por pérdidas.
- f) 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 y el costo reconocido de generación propia, 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) La compra prevista de Potencia Firme de generación propia y el costo reconocido de dicha compra, calculado de acuerdo a lo que se establece en estas Reglas Comerciales;
- c) El cargo del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo;
- d) 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 y de generación propia más el resultado neto previsto de las compensaciones de potencia más el cargo previsto por el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo como Participante Consumidor.

12.2.1.7 El CND debe calcular el costo mayorista del servicio de transmisión de cada Distribuidor con las tarifas correspondientes de transmisión, exceptuando los cargos de transmisión que se hayan transferido a terceros a través de un contrato, más el costo por pérdidas previstas.

CUADRAGÉSIMO OCTAVO: Se modifica del numeral 12.3.1.2 al 12.3.1.4 del artículo 12.3 que trata de a Costos de Compras Reales correspondientes a Costos Mayoristas de Distribuidores, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

12.3 COSTOS DE COMPRA REALES:

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 costo reconocido de la compra de energía de generación propia, calculado de acuerdo a lo que se establece en estas Reglas Comerciales;

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

d) Más el resultado neto de los sobrecostos por generación obligada;

e) 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 costo reconocido de potencia de generación propia, calculado como se establece en estas Reglas Comerciales, más el resultado neto de las compensaciones de potencia como Participante Consumidor más el cargo por el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo como Participante Consumidor.

12.3.1.4 El CND debe calcular para cada Distribuidor el costo mayorista por el servicio de transmisión con las tarifas de transmisión, exceptuando los cargos de transmisión que se hayan transferido a terceros a través de un contrato, más el costo real por pérdidas.

CUADRAGÉSIMO NOVENO:: Se elimina el numeral 13.1 y se modifican los numerales 13.2, 13.3, 13.4 y 13.5 correspondientes a Importación y Exportación de Energía Eléctrica, contenidos en el Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de

1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

13. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

13.1 RESPONSABILIDAD DE LOS ORGANISMOS COORDINADORES:

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

13.1.1.2 Con cada país interconectado se deberá acordar el organismo en dicho país responsable de suministrar la información comercial de las operaciones de importación y exportación. El CND debe coordinar la operación física y comercial con dicho organismo responsable, que se denomina Coordinador de la Operación y el Despacho (COP) de cada país.

13.1.1.3 De existir en el futuro un organismo responsable Coordinador de los Intercambios Regionales (CIR), el CND deberá realizar la coordinación a través de dicho organismo y/o de los COP de acuerdo a las normas internacionales que se acuerden al respecto. En el presente Reglamento, toda referencia a un Coordinador de la Operación y Despacho (COP) debe entenderse en el futuro como se incluye al CIR, de acuerdo a los procedimientos que se acuerden para los intercambios regionales.

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

13.2 CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

13.2.1 GENERALIDADES:

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

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 debe ser canalizado entre el CND y el COP 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 el Mercado Ocasional o compensaciones de potencia (para contratos de importación de potencia) o pérdidas o servicio por uso de red de transmisión, al Participante Nacional que es la parte compradora. Para un contrato de exportación 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) Cumple todos los requisitos indicados en las presentes Reglas Comerciales.
- b) Existe capacidad disponible en el o las interconexiones internacionales en las se que realizará el intercambio, de acuerdo a los criterios de calidad y seguridad vigentes y teniendo en cuenta la capacidad ya asignada a contratos de largo plazo.

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, para su autorización, seguimiento de capacidad libre en interconexiones internacionales y para la administración y notificación de interrupción o reducción de un intercambio comprometido en un contrato de importación o exportación autorizado.

13.3.1 CONTRATOS DE LARGO PLAZO:

13.3.1.1 Un contrato de importación o exportación se considerará de largo plazo si corresponde a un intercambio firme prolongado. Para ello deberá cumplir todos los siguientes requisitos:

- a) Son informados al Ente Regulador y al CND con por lo menos treinta (30) días calendario de anticipación al inicio efectivo de las transacciones.
- b) Tienen un compromiso establecido de cantidades de energía a entregar o recibir, o un compromiso de potencia firme por un plazo no menor que 12 meses.

13.3.1.2 Con el fin de propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de electricidad acordado en el Tratado Marco, la autorización de un contrato de exportación de largo plazo requiere cumplir los requisitos referidos a seguridad de suministro del mercado nacional que se definen en las presentes Reglas Comerciales.

13.3.1.3 Un contrato de importación o exportación de corto plazo será considerado como un compromiso de ocasión. Todo contrato de importación o exportación que no cumpla los requisitos de contrato de largo plazo se considerará contrato de corto plazo. En la administración de la capacidad en interconexiones internacionales, la energía requerida por un contrato de largo plazo tendrá prioridad sobre la energía requerida por un contrato de corto plazo teniendo en cuenta que el primero corresponde a un compromiso firme de largo plazo y el otro a un compromiso de ocasión de corto plazo.

13.3.1.4 En tanto un contrato de exportación que cumpla los requisitos de largo plazo no esté autorizado por no cumplir los requisitos referidos a seguridad de suministro del mercado nacional, deberá ser autorizado provisoriamente por el CND como contrato de exportación de corto plazo.

13.3.2 CONTRATOS DE IMPORTACIÓN:

13.3.2.1 La empresa de otro país 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 las empresas extranjeras referido a la energía que inyectan o la potencia que comprometen en las interconexiones internacionales.

13.3.2.2 Un Participante que presente un contrato de importación con compra de potencia de otro país deberá incluir en sus cláusulas el modo en que el CND podrá verificar la disponibilidad de dicha potencia. Dicho modo podrá incluir la participación del COP del otro país o del EOR, cuando este organismo esté operativo 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.

13.3.3 CONTRATOS DE EXPORTACIÓN:

13.3.3.1 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, y
- c) No sea requerida por el Centro Nacional de Despacho para atender el mercado nacional.

13.3.3.2 La empresa de otro país 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 las empresas extranjeras que toman energía y/o potencia en las interconexiones internacionales.

13.3.3.3 Para cumplir el requisito de prioridad al abastecimiento del mercado nacional, el Participante Productor, o sea, la parte vendedora de un contrato de exportación de largo plazo deberá presentar al CND un Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo para demostrar que el contrato de largo plazo 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 suficiente en La República de Panamá, excluyendo la potencia a exportar, para el abastecimiento de la demanda prevista del Mercado Nacional con la reserva para confiabilidad establecida, en las condiciones hidrológicas históricas registradas. La demanda a utilizar será la correspondiente al último Informe Indicativo de Demanda aprobado por el ERSP. Los criterios de calidad y seguridad así como restricciones de operación son los que surgen del Reglamento de Operación y de las normas vigentes en la operación del sistema. Todo otro dato o hipótesis requerido no podrán diferir de los utilizados en el Plan de Expansión de la empresa de transmisión. El CND establecerá mediante Metodología el detalle de los procedimientos, datos y formato del Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo.

13.3.3.4 El CND sólo podrá rechazar un Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo

Plazo de un contrato 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) al ERSP 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.

13.3.3.5 Para cumplir el requisito de prioridad al abastecimiento del mercado nacional, el CND deberá administrar los contratos de exportación de corto plazo según los criterios de interrumpibilidad que se establecen en las presentes Reglas Comerciales.

13.3.3.6 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 INTERRUPTIBILIDAD DE INTERCAMBIOS EN UNA INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

13.3.1.1 Dentro de lo acordado en el Tratado Marco de propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de electricidad, el CND está habilitado a interrumpir un intercambio en una interconexión internacional, aún cuando el mismo surja de un contrato, si lo requiere la seguridad del sistema, para 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 un intercambio del mercado ocasional en una interconexión internacional, ya sea importación o exportación de ocasión.

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 o para la reserva operativa necesaria según los criterios de calidad y seguridad vigentes, solamente si los intercambios no corresponden a contratos de exportación de largo plazo autorizados.

13.3.1.4 Ante requerimientos de despacho económico, el CND está habilitado a interrumpir en la programación semanal un intercambio por contrato en una interconexión internacional solamente si es un contrato de corto plazo notificado con un preaviso no menor de una semana o una importación o exportación de ocasión (con el Mercado Ocasional).

13.3.1.5 Ante requerimientos de despacho económico, el CND está habilitado a interrumpir en el predespacho diario un intercambio por contrato en una interconexión internacional si corresponde a un contrato de corto plazo notificado con un preaviso no menor de tres días. Si el CND interrumpe un contrato de importación de corto plazo en el predespacho, no podrá acordar importación de ocasión. Si el CND interrumpe un contrato de exportación de corto plazo, no podrá acordar exportación de ocasión.

corto plazo en el predespacho, no podrá acordar exportación de ocasión.

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.

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

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

13.4 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE OCASIÓN.

13.4.1.1 Las ofertas y requerimientos de transacciones de ocasión con países interconectados deben ser intercambiados entre el CND y el COP de cada 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 Ocasional del 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 procedimientos y ser administrados con el mismo procedimiento que las ofertas y consumos en el Mercado Ocasional para Participantes Nacionales, excepto en lo que se refiere a criterios de interrumpibilidad establecidos 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 el nodo de interconexión con una potencia y/o energía igual a la importación de ocasión ofertada. De corresponder pago de cargos asociados a la importación (por ejemplo de existir cargos por uso de la red de transmisión o cargo por pérdidas) los mismos deben ser adicionados a los precios ofertado en la interconexión internacional para obtener los precios considerados como ofertados en el Mercado Ocasional. En caso que dichos cargos no puedan ser determinados con anticipación, el CND deberá utilizar los cargos previstos más un margen de tolerancia por posible error en la previsión. En la Metodología de importación y exportación se deberá establecer el criterio y procedimiento de detalle a utilizar y su justificación.

13.4.1.4 El CND debe modelar la exportación de oportunidad como un Gran Cliente que compra en el Mercado Mayorista ubicado en el nodo de interconexión, con una potencia y/o energía igual a la exportación de ocasión requerida. El CND informará a los COP los

precios previstos para exportación de ocasión con el precio previsto para este tipo de operaciones más la estimación de la previsión de los cargos a pagar en el Mercado Mayorista de la República de Panamá por la exportación, para obtener los precios considerados como ofertados en el nodo de interconexión. De aceptar un COP una exportación de ocasión, le corresponderá pagar la energía al precio real que resulte para este tipo de operaciones (que podrá resultar distinto al previsto) más los cargos que resulten por la exportación realizada (que también podrán resultar distintos que los previstos).

13.4.1.5 El CND debe calcular los cargos o créditos que surjan como resultado de importación en el Mercado Ocasional y descontarlos o agregarlos al monto que resulta de la venta de la energía importada en el Mercado Ocasional. El CND debe liquidar el saldo neto al COP para que dicho organismo lo liquide como corresponda en dicho país.

13.5 ENERGÍA INADVERTIDA.

13.5.1.1 La energía inadvertida debe ser considerada como comprando o vendiendo, según corresponda, en el Mercado Ocasional y será remunerada al precio de la energía en el Mercado Ocasional menos los descuentos que correspondan a cargos a pagar, tales como tarifas de transmisión y cargos por pérdidas.

13.5.1.2 Dado que el precio de la energía en el Mercado Ocasional varía horariamente, el CND debe operar el sistema y los intercambios en las interconexiones internacionales buscando mantener la energía inadvertida horaria en cero o lo más próximo a cero, y el costo mensual de la energía inadvertida en cero o lo más próximo a cero posible.

QUINCUAGÉSIMO: Se modifica del numeral 14.1.1.1 al 14.1.1.6 y se adiciona el numeral 14.2.1.7 al 14.2.1.13, del artículo 14.1 que trata del Alcance correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14. LIQUIDACIÓN.

14.1 ALCANCE.

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

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

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

QUINCUAGÉSIMO PRIMERO: Se modifica del numeral 14.2.1.1 al 14.2.1.13

ORDEN LOS

artículo 14.2 que trata del Sistema de Medición Comercial correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.2 SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL.

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

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, según lo que establece la normativa para Grandes Clientes emitida por el ERSP, 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, 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 aportes a los Servicios Auxiliares de Reserva y Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

14.2.1.3 El CND debe definir por Metodología los requisitos de los medidores comerciales junto con el sistema de comunicaciones y enlace de datos asociados. Mediante auditorías técnicas, a establecer también por Metodología, deberá certificar la habilitación de los puntos de medición y supervisar el cumplimiento de los requisitos definidos.

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

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

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

14.2.1.7 El CND deberá elaborar una norma técnica que defina el procedimiento asociado a los

al cálculo de la información comercial basado en mediciones horarias. El error cometido por uso de esta norma de cálculo será considerado como aceptable dentro del periodo de transición.

14.2.1.8 Junto con la preparación de cada el pliego tarifario, el Distribuidor realizará una campaña de medición para elaborar o actualizar por área representativa, y/o por nivel de tensión y/o por tipo de servicio los Perfiles Típicos de Consumo de sus clientes, con el propósito de representar el consumo horario que corresponde al consumo mensual de los clientes de cada categoría tarifaria. Con dichos perfiles se elaborarán las tarifas reguladas. Junto con la propuesta de nuevo pliego tarifario, el Distribuidor presentará los Perfiles propuestos o las actualizaciones propuestas para aprobación del ERSP, junto con los resultados de la campaña de medición que los avala. El ERSP podrá requerir ajustes en los Perfiles Típicos de Consumo previo a su aprobación, fundamentado en los resultados de la campaña de medición.

14.2.1.9 El Distribuidor deberá entregar los primeros Perfiles Típicos de Consumo propuestos, conjuntamente con el pliego tarifario que entrará en vigencia el 1 de julio de 2002. Junto con cada nuevo pliego tarifario, el Distribuidor deberá presentar una verificación de los Perfiles Típicos de Consumo y su actualización.

14.2.1.10 El Gran Cliente que quiera convertirse en Participante le corresponderá el Perfil Típico de Consumo de su categoría tarifaria para el Distribuidor al que está conectado.

14.2.1.11 A solicitud debidamente justificada del Distribuidor o de uno o más Grandes Clientes, extraordinariamente los Perfiles Típicos de Consumo de Grandes Clientes podrán ser actualizados a solicitud debidamente justificada, debiendo el que lo solicita pagar el costo de la campaña de medición. Los Perfiles de Consumo Típicos vigentes estarán en la página WEB del ERSP.

14.2.1.12 Los Perfiles Típicos de Consumo vigentes estarán en la página WEB del ERSP.

14.2.1.13 El Distribuidor tendrá la responsabilidad de enviar al CND, antes del tercer día hábil de cada mes, toda la información necesaria para que el CND calcule el consumo horario que corresponde al Perfil Típico de Consumo y realice la liquidación de los Grandes Clientes sin medidor horario.

QUINCUAGÉSIMO SEGUNDO: Se modifica del numeral 14.3.1.1 y 14.3.1.2 y se adicionan el 14.3.1.3 y el 14.3.1.4, del artículo 14.3 que trata de Errores o Datos Faltantes correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.3 ERRORES O DATOS FALTANTES:

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

14.3.1.2 Cuando por cualquier causa el CND no cuente con alguna información comercial

proveniente del sistema de medición comercial existente, debe completarla de acuerdo al siguiente procedimiento.

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.

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

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

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

QUINCUAGÉSIMO TERCERO: Se modifica del numeral 14.4.1.2 y 14.4.1.3, del artículo 14.4 que trata de los Plazos correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.4 PLAZOS:

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

14.4.1.3 Antes de las 18:00 de cada día hábil, el CND debe enviar a los Participantes una estimación indicativa de la energía comprada y vendida en el Mercado Ocasional, la

potencia comprada y vendida en compensaciones de potencia y Servicios Auxiliares especiales el o los días anteriores comprendidos hasta el día hábil anterior. Los Participantes contarán con un plazo de 48 hrs. para presentar sus observaciones de valores incorrectos, con la correspondiente justificación.

QUINCUAGÉSIMO CUARTO: Se modifica el numeral 14.5.1.1, del artículo 14.5 que trata de la Base de Datos Comercial correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.5 BASE DE DATOS COMERCIAL:

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

QUINCUAGÉSIMO QUINTO: Se modifica el artículo 14.6 que trata de los Deudores y Acreedores correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.6 DEUDORES Y ACREEDORES:

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

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

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

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

14.6.1.4 Las transacciones económicas son entre deudores y acreedores, donde todos los

Participantes con resultado negativo son deudores de todos los Participante acreedores, resultando una distribución proporcional de todas las ventas entre todos los compradores.

QUINCUAGÉSIMO SEXTO: Se modifica el artículo 14.7 que trata del Documento de Transacciones Económicas correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.7 DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS:

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

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

QUINCUAGÉSIMO SÉPTIMO: Se modifica el artículo 14.8 que trata de Reclamos correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.8 RECLAMOS:

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

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

14.8.1.3 El CND deberá analizar los reclamos dentro de un plazo no mayor que 15 días, y realizar los ajustes que correspondan. De no surgir acuerdo con el Participante que presenta el reclamo, el CND debe elevar el reclamo al ERSP, incluyendo la justificación que presentó el Participante y el motivo de su rechazo por parte del CND. El ERSP decidirá en instancia última e informará al CND para que lo tenga en cuenta en las transacciones comerciales.

14.8.1.4 El CND debe incluir los reclamos resueltos en la siguiente liquidación incluyendo en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) todos los datos que lo sustentan.

QUINCUGÉSIMO OCTAVO: Se modifica del numeral 14.9.1.1 al 14.9.1.5 y se adiciona el 14.9.1.6 del artículo 14.9 que trata de Liquidación y Cobranza correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.9 LIQUIDACIÓN Y COBRANZA:

14.9.1.1 El CND debe emitir a cada Participante que resulta deudor del procedimiento indicado en el numeral 14.6.1.2 una nota de débito (o factura) por el total de su saldo deudor de acuerdo a lo que resulta del Documento de Transacciones Económicas, el que actuará como memoria de cálculo del importe deudor.

14.9.1.2 El CND debe emitir la mencionada nota o factura por cuenta y orden de los acreedores, que resultan del procedimiento indicado en el numeral 14.6.1.2., de forma tal que el CND no adquiera la deuda sino que solamente la gestiona.

14.9.1.3 Al mismo tiempo, el CND debe emitir a cada Participante acreedor una nota de crédito por el total de su acreencia, de acuerdo a los resultados del Documento de Transacciones Económicas.

14.9.1.4 Todo Participante que resulte deudor tiene la obligación de pago dentro de un plazo no mayor de 30 días después de recibida la mencionada nota o factura.

14.9.1.5 De requerir los Participantes previo acuerdo en el Comité Operativo, el CND podrá administrar el sistema de cobranzas a través de un Banco de Gestión de Cobranza y un sistema de cuentas bancarias en dicho Banco, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Cada Participante debe tener una cuenta propia
- b) Todos los deudores deben depositar en la cuenta los montos que le fueron facturados dentro del plazo previsto para ello.
- c) El CND debe dar instrucciones al Banco para que todo monto que ingresa a la cuenta, sea transferido por el Banco a las respectivas cuentas de todos los acreedores, de acuerdo a proporciones que surgen de la propia transacción económica.
- d) El Banco debe acreditar a cada acreedor exclusivamente la proporción que le corresponde de lo que ingresa en la mencionada cuenta y no tiene dentro de sus funciones tomar a su cargo deudas por no pagos de terceros.
- e) Finalizado el plazo establecido para realizar los pagos, el Banco informará al CND los Participantes que presenten incumplimientos de pago, indicando los montos aún adeudados.

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

QUINCUGÉSIMO NOVENO: Se modifica el artículo 14.10 que trata de Mora y Falta de Pago correspondientes a Liquidación del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. 605 del 24 de abril de 1998.

JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

14.10 MORA Y FALTA DE PAGO:

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

14.10.1.2 Todos los Participantes Consumidores, excluyendo el Comprador Principal, deberán integrar un depósito de garantía por un monto igual a un mes de consumo, valorizado al precio medio anual previsto en el Mercado Ocasional. Dicho monto estará destinado a cubrir incumplimientos de pago.

14.10.1.3 Si durante la operación comercial de un Participante Consumidor se registran casos de morosidad y/o falta de pago, el ERSP podrá requerir incrementar el monto en su depósito de garantía a dos o más meses de consumo.

14.10.1.4 Ante una condición de mora y falta de pago, el o los Participantes perjudicados podrán elevar su reclamo al ERSP, quien intimará y sancionará al deudor. El ERSP definirá la sanción a aplicar de acuerdo a la gravedad o reiteración del incumplimiento, pudiendo incluir intereses punitivos, interrupción del suministro y/o pérdida de la condición de Participante

14.10.1.5 Las deudas con el Mercado sufrirán un recargo a partir de estar en mora, cuya tasa de interés debe ser superior a una tasa definida de referencia. Dicha tasa de referencia debe estar basada en tasas bancarias y/o tasas del mercado financiero local. El Comité Operativo acordará la tasa a utilizar e informará al ERSP.

14.10.1.6 Si el deudor moroso fuera un Participante Productor, el ERSP podrá autorizar al CND a administrar las transacciones de dicho Participante como si no tuviera contratos, o sea considerar que toda su energía se vende en el Mercado Ocasional y su potencia disponible es excedente para compensaciones de potencia.

14.10.1.7 Los montos por los que resulte acreedor en el Mercado el Participante moroso deben ser asignados al pago de su deuda hasta que cubra la suma adeudada, incluyendo los intereses que correspondan.

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

SEXAGÉSIMO: Se modifica del numeral 15.1.1.1 al 15.1.1.5 y se adiciona el numeral 15.1.1.16, del artículo 15.1 que trata de Información Comercial correspondientes a Transparencia del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

15. TRANSPARENCIA:

15.1 INFORMACIÓN COMERCIAL:

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

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

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

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

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

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

- a) Los costos variables aplicables al despacho;
- b) Las ofertas de Autogeneradores 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 realizados 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 reclamaciones a la información indicada en el numeral.

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

SEXAGÉSIMO PRIMERO: Se modifican los numerales 15.2.1.3, 15.2.1.5, 15.2.1.7 y se adiciona el 15.2.1.8, del artículo 15.2 que trata de Vigilancia del Mercado y Seguimiento de sus Reglas correspondientes a Transparencia del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

15.2 VIGILANCIA DEL MERCADO Y SEGUIMIENTO DE SUS REGLAS.

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

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

15.2.1.5 Sus funciones incluyen las siguientes.

- a) Investigar las quejas que presente un Participante o grupo de Participantes al ERSP respecto del funcionamiento comercial del Mercado. y/o solicitudes justificadas de necesidad de ajustes a la normativa.
- b) Investigar las posibles causas de precios inusualmente altos o bajos.
- c) Investigar acciones o circunstancias inusuales de comercialización o declaración de costos que indiquen una posible condición de colusión o abuso de posición dominante u otro tipo de actividad anticompetitiva.
- d) Investigar situaciones inusuales por generación que no se ofrece al Mercado o

falta de oferta en el Mercado, que afecte el comportamiento de los precios y el abastecimiento.

- e) Analizar actividades o circunstancias inusuales en importación y/o exportación de energía eléctrica.
- f) Investigar el mal uso o uso inapropiado de información comercial confidencial o manejo discriminatorio de la información por parte del CND.
- g) Investigar todo acto o comportamiento de los Participantes, el Comprador Principal o el CND que sean contrarios al espíritu y criterios definidos en la Ley No. 6 y las Reglas Comerciales.
- h) Proponer mejoras a las Reglas Comerciales o completar vacíos regulatorios, justificando el modo en que el ajuste propuesto resuelve o mejora problemas detectados.

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

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

15.2.1.8 El CND enviará la versión preliminar del Informe de Regulación a los Participantes, quienes contarán con 5 días hábiles para enviar sus observaciones. El CND deberá analizar las observaciones recibidas y producir la versión final del Informe de Regulación, incluyendo como Anexo las observaciones de los Participantes. El CND elevará la versión final del Informe de Regulación al ERSP para su aprobación. El ERSP analizará el Informe y lo enviará junto con sus observaciones, en particular las correspondientes al Grupo de Vigilancia, al CND y a los Participantes.

SEXAGÉSIMO SEGUNDO: Se modifican los numerales 15.3.1.2, 15.3.1.3 y 15.3.1.5, del artículo 15.3 que trata de Ajustes Reglamentarios correspondientes a Transparencia del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

15.3 AJUSTES REGLAMENTARIOS:

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

por de lo.

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

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

SEXAGÉSIMO TERCERO: Se adiciona el artículo 15.4 que trata de Metodologías correspondientes a Transparencia del Volumen II del Anexo A de la Resolución No. JD-605 del 24 de abril de 1998, quedando los mismos de la siguiente forma:

15.4 METODOLOGÍAS:

15.4.1.1 El CND, con el apoyo de los Participantes, tiene la responsabilidad de garantizar que existan las Metodologías requeridas para establecer la implementación de detalle de las presentes Reglas Comerciales y del Reglamento de Operación. Para ello podrá requerir asesoría especializada y conformar un grupo de Trabajo con la participación de los Participantes.

15.4.1.2 Podrán proponer la necesidad de una Metodología:

- a) El CND, al verificar su necesidad de la programación y operación del sistema, o la administración del Mercado.
- b) Uno o más Participantes, de acuerdo a su experiencia por los resultados de la programación y operación del sistema y la administración del Mercado, o conflictos que de ello surgen.

15.4.1.3 El ERSP, ante problemas detectados en la implementación o conflictos registrados, podrá sugerir al CND la necesidad de implementar Metodologías específicas que incluyan el detalle necesario para dar transparencia y eficiencia a la programación y operación del sistema y la administración del Mercado.

15.4.1.4 El CND y todos los Participantes 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;
- b) Abarcar el nivel de detalle necesario para evitar vacíos que habiliten diversidad de interpretaciones;

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

15.4.1.6 Cada Metodología deberá incluir:

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

15.4.1.7 El procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología deberá cumplir los siguientes criterios:

- a) Primero, se elaborarán los objetivos, criterios de detalle y diseño general de la Metodología. El CND o el grupo de Participantes que propone la Metodología elaborará un documento escrito con el diseño metodológico preliminar propuesto y su justificación, identificando las reglas cuyo detalle implementa la Metodología.
- b) Envío del documento a los Participantes, y luego una o más discusiones de trabajo entre el CND y los Participantes, para clarificar el diseño propuesto o acordar mejoras o cambios.
- c) Con los resultados de las etapas a) y b), el CND elaborará la versión final de diseño de la Metodología, incluyendo las reglas o artículo que implementa, procedimientos y criterios a utilizar así como su justificación y la enviará al Comité Operativo.
- d) Discusión en el Comité Operativo del diseño para su aprobación. En caso de requerirse mejoras o cambios o mayor clarificación, se hará con un documento escrito que justifica el pedido o el rechazo. En caso de rechazo, se elevará al ERSP para su conocimiento el diseño propuesto y el motivo del rechazo. El ERSP realizará el seguimiento de que no se rechacen cambios eficientes en el Comité Operativo.
- e) Una vez aprobado el diseño, el CND elaborará el detalle (los artículos) de la Metodología de acuerdo al diseño aprobado. Para ello, realizará una o más discusiones de trabajo con los Participantes, buscando mejorar y completar la Metodología y garantizar la consistencia con el diseño acordado. Como Anexo se incluirá el diseño aprobado, con la correspondiente justificación, que fuera elevado y aprobado por el Comité Operativo.
- f) El CND elevará la versión final de la Metodología al Comité Operativo, para

que éste verifique que cumple con el diseño aprobado. De no ser así, se requerirán los ajustes necesarios, con la correspondiente justificación. De cumplir el diseño aprobado, la Metodología debe ser aprobada por el Comité Operativo, indicando su fecha de entrada en vigencia.

15.4.1.8 El CND deberá enviar copia de cada Metodología aprobada al ERSP. El ERSP podrá rechazar y dar por no vigente una Metodología si la juzga inconsistente o contraria a los principios, criterios y procedimientos establecidos en la Ley, su Reglamento General, las presentes Reglas Comerciales o el Reglamento de Operación vigentes. La Resolución que el ERSP emita para rechazar alguna Metodología incluirá la justificación del rechazo y podrá realizar recomendaciones.

**RESOLUCION Nº JD-3208
(De 26 de febrero de 2002)**

"Por la cual se modifica el numeral NII.2.20 del Capítulo II, Tomo IV del Reglamento de Operación, aprobado mediante la Resolución No. JD-974 de 10 de agosto de 1998"

**El Ente Regulador de los Servicios Públicos
en uso de sus facultades legales**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley No. 26 de 29 de Enero de 1996, modificada por la Ley No. 24 de 30 de junio de 1999, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio, el cual tiene a su cargo el control y fiscalización 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 No. 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen a que 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 numeral 10 del artículo 20 de la referida Ley No. 6 de 1997, faculta al Ente Regulador para aprobar el Reglamento de Operación que permitirá la realización de la operación integrada del sistema interconectado nacional, así como normar los sistemas de medida asociados al despacho de los contratos y de las transferencias de energía en bloque, e interpretar el Reglamento de Operación en caso de discrepancia entre la Empresa de Transmisión y los generadores y distribuidores;
4. Que conforme al Artículo 70 de la mencionada Ley No. 6 de 1997, la operación integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el sistema interconectado nacional, en forma confiable, segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional;

5. Que el artículo 71 de la Ley No. 6 en mención, señala que las funciones de la operación integrada deberán realizarse ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación;
6. Que el Artículo 73 de la Ley No. 6 antes referida, establece que las normas para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) serán establecidas en el Reglamento de Operación, que será elaborado y revisado por el Centro Nacional de Despacho (CND), y sometido a la aprobación del Ente Regulador, quien consultará previamente a los distribuidores y generadores;
7. Que cumpliendo las disposiciones legales correspondientes, el Ente Regulador emitió la Resolución No. JD-947 del 10 de agosto de 1998, mediante la cual se aprobó el Reglamento de Operación, aplicable a todos los agentes del mercado conectados al sistema integrado nacional de la República de Panamá;
8. Que mediante las Resoluciones No. JD-1809 de 28 de enero de 2000 y JD-2976 de 3 de octubre de 2001, ambas emitidas por el Ente Regulador, se modificó el Reglamento de Operación antes mencionado, en lo relativo a la composición del Comité Operativo;
9. Que el numeral NGD.2.5 del referido Reglamento de Operación, determina que una de las funciones del Comité Operativo es la de elaborar propuestas de modificación al Reglamento de Operación;
10. Que el numeral NGD.1.5 de dicho Reglamento establece que la revisión y la modificación del Reglamento de Operación serán realizadas por el Centro Nacional de Despacho (CND) a través del Comité Operativo;
11. Que mediante nota ETE-CND-046-2002 del 11 de enero de 2002, el Gerente del CND remitió al Ente Regulador la propuesta de modificación del numeral NII.2.20, del Capítulo II, Tomo IV del Reglamento de Operación antes mencionado, que fue discutida y aprobada en la sesión ordinaria del 18 de diciembre de 2001, con la cual el Centro Nacional de Despacho está de acuerdo;
12. Que en cumplimiento de lo establecido en el artículo 73 de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, el Ente Regulador emitió las Notas DPER-196, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205 y 206, todas de 22 de enero de 2002, mediante las cuales consultó a las empresas distribuidoras y generadoras la modificación al Reglamento de Operación indicada en el considerando anterior, solicitándoles enviar sus comentarios dentro de los siete (7) días hábiles contados a partir del recibo de dichas notas;
13. Que dentro del plazo señalado para contestar la consulta mencionada en el considerando anterior, únicamente se recibieron respuestas de Bahía Las Minas Corp. (nota GG-011-02 de 28 de enero de 2002), de Elektra Noreste (nota DME-032-02 de 29 de enero de 2002), de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (nota VPE-48-02 de 30 de enero de 2002) y de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (nota VPE-47-02 de 30 de enero de 2002), siendo todas ellas a favor de la propuesta de modificación al Reglamento de Operación presentadas por el Comité Operativo, o neutras con relación a ella;
14. Que es deber del Ente Regulador hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, tal y como lo precisa el numeral 25 del artículo 19 de la Ley No. 26 de 1996.

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la modificación del numeral NII.2.20, del Capítulo II, Tomo IV del Reglamento de Operación, el cual quedará así:

(NII.2.20) A opción del agente, los medidores podrán poseer la capacidad de implementarles tres (3) relevadores de contactos sin potencial forma C,

con capacidad interruptiva de 10 A, hasta 150 VDC y con capacidad de ser programados como puertos de entrada de alarma, salida de control o como generadores de pulsos KYZ independientes.

SEGUNDO: La presente Resolución rige a partir de su promulgación.

Fundamento de Derecho: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, Ley No. 24 de 30 de junio de 1999, Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998 y disposiciones concordantes.

PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,

JOSE D. PALERMO T.
Director

CARLOS RODRIGUEZ B.
Director

ALEX ANEL ARROYO
Director Presidente

AVISOS

AL PUBLICO EN GENERAL

Por este medio yo, **NESTOR ENRIQUE AGUILAR GONZALEZ**, con cédula de identidad personal Nº 8-342-562, en mi calidad de Representante Legal y propietario del Registro Comercial Tipo "B", Nº 1999-5206 de fecha 14 de septiembre de 1999, concedida mediante Resolución Nº 1999-6520 del día 10 de septiembre de 1999, les anuncio que a partir de la fecha anuncio que será cancelado el Registro Comercial que opera bajo el nombre de **KIOSKO PRINCIPE**. Panamá, 26 de febrero de 2002.
L- 479-759-37
Tercera publicación

AVISO

Al tenor del Artículo 777 del Código de

Comercio, por este medio aviso al público que mediante Escritura Pública Nº 962 del 8 de febrero de 2002, de la Notaría Quinta del Circuito de Panamá, he vendido el establecimiento comercial denominado **LIKA LIKA**, amparado en el Registro Comercial Tipo A, 2000-1467, ubicado en el corregimiento Victoriano Lorenzo, Vía Simón Bolívar y Calle 16 Monte Oscuro, Centro Comercial La Gran Estación, Local #104-105, distrito de San Miguelito, provincia de Panamá, al señor **CHUNG KUM WUN**, con cédula de identidad personal Nº E-8-57194.

GUANPING ZHANG
Céd. E-8-76327
L- 479-751-23
Segunda publicación

AVISO

Por este medio, la sociedad **CYBER-T E C H INTERNATIONAL, S.A.**, notifica que ha celebrado un Contrato de Compraventa de bien mueble sobre la mayoría de sus bienes, el cual consta en Escritura Pública Nº 709 de veintiocho de febrero de 2002 de la Notaría Novena de Circuito de Panamá. Esta notificación se hace en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio. L- 479-808-69
Segunda publicación

Panamá, 14 de enero de 2002
Señores Gaceta Oficial
E. S. D.
Señores
Por este medio yo,

TOBY LEE YU WONG, con cédula de identidad personal Nº 8-701-373, concurro ante su despacho en representación del establecimiento **MOLINO BONANZA**, con Licencia Industrial Nº 1994-7722 del Ministerio de Comercio e Industria, para solicitar la publicación por tres días en la Gaceta Oficial del traspaso de dicha licencia industrial a la sociedad anónima denominada **MOLINO BONANZA, S.A.**, inscrita en el Registro Público a Ficha 412586, Documento 317852. Atentamente,
Toby Lee Yu Wong
L- 479-792-66
Segunda publicación

AVISO

Para dar cumplimiento al

Artículo 777 del Código de Comercio. Yo, **SANDRA ISABEL SALAMIN MILLAN**, panameña, portadora de la cédula de identidad personal Nº 8-400-644, con domicilio en Calle Segunda Urbanización La Loma casa Nº 11, Pueblo Nuevo, Telf. 261-3367, ciudad de Panamá, COMUNICO al público en general que el establecimiento comercial denominado **"ARGENTEUS 925 BOUTIQUE"**, amparado bajo la Licencia Comercial Nº 8-52854 de 20 de enero de 1995, ubicado en Ave. Boulevard El Dorado, Calle Miguel Brostella, C. Comercial Sheraton Grand Park Hotel, Correg. de Bethania, será traspasada a la

Persona Jurídica denominada **INVERSIONES ARGENTEUS, S.A.**, manteniendo su denominación comercial, conjuntamente la sucursal ubicada en Vía España, Plaza Concordia, Local Nº 124 Bella Vista, se traspasará a la Persona Jurídica denominada **Argenteus Joyeros, S.A.**, manteniendo su denominación comercial.
Panamá, 4 de marzo de 2002.
L- 479-873-58
Primera publicación

AVISO

Para dar cumplimiento al Artículo 777 del Código de Comercio. Yo, **SANDRA ISABEL SALAMIN MILLAN**, panameña, portadora de la cédula de identidad personal Nº 8-400-644, con domicilio en Calle Segunda Urbanización La Loma casa Nº 11,

Pueblo Nuevo, Telf. 261-3367, ciudad de Panamá, COMUNICO al público en general que el establecimiento comercial denominado **"ARGENTEUS 925 BOUTIQUE"**, amparado bajo el Registro Comercial Nº 5529 de 24 de enero de 2000, ubicado en Calle D Norte y Ave. Segunda Este, C. Com. Oteima, Local Nº 11, David, Chiriquí, se traspasará a la Persona Jurídica denominada **SILVER JOYEROS, S.A.**, manteniendo su denominación comercial.

Panamá, 4 de marzo de 2002.
L- 479-875-78
Primera publicación

Panamá, 25 de febrero de 2002
AVISO AL PUBLICO
Para cumplir con lo establecido en el Artículo 777 del Código del Ministerio

de Comercio e Industrias, informo que he vendido al señor **RONG GUI QIU**, varón, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal Nº E-8-72640 el establecimiento comercial denominado **LAVANDERIA GIRASOL**, ubicado en Calle Principal, Barriada San Antonio, Ave. Urraca #2, casa #1, José Domingo Espinar.
Atentamente,
Yau Siu Fai (usual)
Qiu Shao Hui
Cédula Nº E-8-58330
L- 479-829-68
Primera publicación

Panamá, 28 de febrero de 2002

AVISO AL PUBLICO

Para cumplir con lo establecido en el Artículo 777 del Código del Ministerio de Comercio e Industrias, informo que he vendido al señor **WING WAI CHOCK CHIM**,

varón, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal Nº PE-10-1239, el establecimiento comercial denominado **FERRETERIA Y AUTO REPUESTOS BUEN HOGAR #2**, ubicado en Vía Boyd Roosevelt, Quebrada Ancha, Finca Nº 24205, lotes 51A y 53, corregimiento de Las Cumbres-Alcalde Díaz.

Atentamente,
Wai Tong Cham
Chen
Cédula Nº N-18-1000
L- 479-829-76
Primera publicación

Panamá, 4 de marzo de 2002

AVISO

Cumpliendo con el Artículo 777 del Código de Comercio yo, **CARLOS ARIEL LEON URRIOLA** con cédula Nº 8-231-66 hago saber que la señora **JILMA DEL C. FERNANDEZ DE LEON** con cédula de identidad personal Nº

2-46-360 me ha traspasado los derechos de la Licencia Comercial Nº 2828, razón comercial **"JARDIN AQUI ME QUEDO"**, ubicado en la Ave. Gaspar Espinoza, distrito de Natá expedida el día 6 de diciembre de 1972.

Atentamente,
CARLOS ARIEL LEON U.
Céd. 8-231-66
L- 479-840-67
Primera publicación

AVISO

Por este medio se hace pública la venta del establecimiento comercial denominado **DISCO CLUB TROPICAL**, ubicado en Calle 12 y Avenida B, Local C Edificio 1, San Felipe, provincia de Panamá, celebrado entre la señora **ELIZABEH NILKA TANG DE HO** (vendedora) y el nuevo propietario, señor **HAO XIN WANG LIM**.
L- 479-843-00

EDICTOS AGRARIOS

REPUBLICA DE PANAMA
AGUADULCE,
PROVINCIA DE COCLE
EDICTO PUBLICO
El Alcalde Municipal del Distrito de Aguadulce, al público HACE SABER:
Que el señor (a) **SIXA CEDEÑO DE VASQUEZ**, mujer, panameña, mayor de edad, casada, con domicilio en El Roble, jubilada, cédula Nº 2-47-108 ha solicitado a este despacho se le

adjudique a título de plena propiedad por venta, un lote de terreno municipal, ubicado en Calle La Concepción, corregimiento de Pocrí y dentro de las áreas adjudicables a la finca 2985, Tomo 345, Folio 408 de propiedad del Municipio de Aguadulce.
Con una superficie de quinientos catorce metros cuadrados con noventa y cinco centímetros cuadrados (514.95

Mts.2), tal como se describe en el plano Nº RC-201-7006, inscrito en la Dirección de Catastro del Ministerio de Hacienda y Tesoro el día 24 de enero de 1991 y dentro de los siguientes linderos.
NORTE: Calle sin nombre y mide 33.77 Mts.
SUR: Calle La Concepción y mide 10.80 Mts. y 23.50 Mts.
ESTE: Finca 2985 y mide 7.40 Mts.

OESTE: Gladys P. de Simittí, usuaria de la finca 2985 y mide 25.83 Mts..
Con base a lo que dispone el Acuerdo Municipal Nº 6 del 30 de enero de 1995, se fija este edicto en lugar visible de este despacho y en la corregiduría respectiva; por un lapso de quince (15) días hábiles para que dentro de este tiempo puedan oponerse la (s) persona (s) que se siente (n) afectada (s) por la presente

solicitud.
Copia de este edicto se le entregará a la interesada para que lo publique en la Gaceta Oficial por un día y en un periódico de circulación nacional por tres días seguidos.
Aguadulce, 20 de febrero de 2002.
El Alcalde
(Fdo.) **ARIEL A. CONTE S.**
La Secretaria
(Fdo.) **HEYDI D. FLORES**
Es fiel copia de original, Aguadulce,

20 de febrero de 2002.
L-035823
Única Publicación

EDICTO Nº 5

El Honorable Presidente del Consejo Municipal del Distrito de Ocú

HACE SABER:

Que el señor (a) **RAMON ALMANZA PINTO**, con cédula Nº 7-67-594, varón panameño, mayor de edad, natural del Distrito de Ocú, con residencia en la Barriada San Isidro de esta misma población.

Ha solicitado a este Despacho del Consejo Municipal, se le extienda a título de propiedad por compra y de manera definitiva sobre un lote de terreno (solar) municipal adjudicable dentro del área del poblado de Ocú con una superficie de 343.94 M2 y se encuentra dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Anicete Mitre.

SUR: Carretera a Cerro Largo.

ESTE: Prudente Quintero y Eligio Rodríguez.

OESTE: Ignacio López.

Y, para que sirva de formal notificación, a fin de que todos los que se consideren perjudicados con la presente solicitud haga valer sus derechos en tiempo oportuno, se fija el presente edicto en lugar visible de este despacho por el término de quince días hábiles, además se entregan copias al interesado para que haga publicar por una sola vez en la Gaceta Oficial y en un periódico de

circulación en el país. Ocú, 15 de febrero de 2,002.

RUBEN GOMEZ MELA

Presidente del Concejo

DORIS DE ARJONA
Secretaria del Concejo

Fijo el presente hoy 15 de febrero de 2,002.

Lo desfijo hoy 6 de marzo de 2,002.

L-035824

Única Publicación

EDICTO Nº 8

El Honorable Presidente del Consejo Municipal del Distrito de Ocú

HACE SABER:

Que el señor (a) **NILVIA PIMENTEL OSORIO**, mujer panameña, mayor de edad, natural del Distrito de Ocú, con residencia en Peñas Chatas cedulada Nº 6-49-1039.

Ha solicitado a este Despacho del Consejo Municipal, se le extienda a título de propiedad por compra y de manera definitiva sobre un lote de terreno (solar) municipal adjudicable dentro del área del poblado de Ocú con una superficie de 1,303.89 M2. y se encuentra dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Nilvia Pimentel Osorio.

SUR: Porfirio Escobar.

ESTE: Calle la "T".

OESTE: Domingo Osorio y Esteban Vega.

Y, para que sirva de formal notificación, a fin de que todos los que se consideren perjudicados con la presente solicitud haga valer sus derechos en tiempo oportuno, se fija el

presente edicto en lugar visible de este despacho por el término de quince días hábiles, además se entregan copias al interesado para que haga publicar por una sola vez en la Gaceta Oficial y en un periódico de circulación en el país. Ocú, 28 de febrero de 2,002.

RUBEN GOMEZ MELA

Presidente del Concejo

DORIS DE ARJONA
Secretaria del Concejo

Fijo el presente hoy 28 de febrero de 2,002.

Lo desfijo hoy 20 de marzo de 2,002.

L-479-824-97

Única Publicación

EDICTO Nº 73 DEPARTAMENTO DE CATASTRO ALCALDIA DEL DISTRITO DE LA CHORRERA

El suscrito Alcalde del distrito de La Chorrera,

HACE SABER:

Que el señor (a) **VALENTINA HIGUERA DE DIEGUEZ**, panameña, mayor de edad, casada, secretaria, con residencia en Calle 26-D, Sur, Barrio Balboa, portadora de la cédula de identidad personal Nº 6-41-537, en su propio nombre o representación de su propia persona ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno municipal urbano; localizado en el lugar denominado 1ra. 11 de Octubre de la Barriada 1a. 11 de O c t u b r e ,

corregimiento Colón, donde se llevará a cabo una construcción distinguido con el número _____ y cuyos linderos y medidas son los siguientes:

NORTE: Resto de la finca 6028, Folio 104, tomo 194, ocupado por: María Montero con: 30.00 Mts.

SUR: Resto de la finca 6028, Folio 104, tomo 194, ocupado por: Moisés Ruiz Fernández con: 30.00 Mts.

ESTE: Calle 7a. Sur con: 20.00 Mts.

OESTE: Resto de la finca 6028, Folio 104, tomo 194, ocupado por: Pedro Fuentes Holman con: 20.00 Mts.

Area total del terreno seiscientos metros cuadrados (600.00 Mts.2).

Con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal Nº 11 del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote del terreno solicitado, por el término de diez (10) días, para que dentro de dicho plazo o término pueda oponerse la (s) que se encuentren afectadas.

Entréguesele, sendas copias del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez en un periódico de gran circulación y en la Gaceta Oficial.

La Chorrera, 22 de julio de mil novecientos ochenta y ocho.

El Alcalde

(Fdo.) SR. VICTOR

MORENO JAEN

Jefe del Dpto. de

Catastro

(Fdo.) SRA.

CORALIA DE

ITURRALDE

Es fiel copia de su original.

La Chorrera, veintidós de julio de mil novecientos ochenta y ocho.

L-479-817-42

Única Publicación

MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA DEPARTAMENTO DE REFORMA AGRARIA REGION 10, DARIEN EDICTO

Nº 029-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria en la provincia de Darién al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **CECILIA TAMAYO DE FARRELL**, vecino (a) de Metetí corregimiento de Metetí, distrito de Pinogana, portador de la cédula de identidad personal Nº 5-18-1568, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 10-0370-85, según plano aprobado Nº 502-08-1180, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 89 Has. + 3126.22 M2, ubicada en el corregimiento de Metetí, distrito de Pinogana, provincia de Darién, comprendida dentro de los siguientes linderos:

Globo A: Superficie: 85 Has. + 8401.10 mc.

NORTE: José Marín,

río Metetí, callejón.
SUR: Nobel Elpidio Castro.
ESTE: Eva Tapia de Méndez, Santos Herrera.
OESTE: Nobel Elpidio Castro, río Metetí.
Globo B: Superficie: 3 Has. + 4725.12 mc.
NORTE: Callejón.
SUR: Elacio Cubilla, río Metetí.
ESTE: Río Metetí.
OESTE: Elacio Cubilla, callejón.
 Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía municipal del distrito de Pinogana o en la corregiduría de Metetí y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.
 Dado en Santa Fe, a los 26 días del mes de febrero de 2002.
JANEYA VALENCIA
 Secretaria Ad-Hoc
ING. EDUARDO QUIROS
 Funcionario Sustanciador
 L- 479-842-53
 Unica publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
 ALCALDIA MUNICIPAL DE PARITA
 PALACIO MUNICIPAL
 ERASMO PINILLA CHIARI
 EDICTO Nº 012
 La suscrita Alcaldesa Municipal del distrito de Parita, al público
HACE SABER
 Que a este

despacho, la señora **XENIA ODERAY SAAVEDRA DE GOMEZ**, con cédula Nº 6-38-346 y otros, han solicitado la compra de un lote de terreno municipal, localizable en el corregimiento de Potuga, distrito de Parita, provincia de Herrera, de un área de 1,353.82 M2 (mil trescientos cincuenta y tres con ochenta y dos metros cuadrados) y que será segregado de la finca Nº 12798 rollo Nº 173 documento Nº 1, propiedad del Municipio de Parita y que será adquirido por la señora **XENIA ODERAY SAAVEDRA DE GOMEZ Y OTROS**. Los linderos son los siguientes:
NORTE: Calle sin nombre.
SUR: Calle sin nombre.
ESTE: Mercado público.
OESTE: Calle sin nombre.
 Sus rumbos y medidas son las siguientes:
 Estación-Distancia-Rumbos
 1-2 - 51.35 - N46º 44'W
 2-3 - 49.74 - S15º 53'W
 3-4 - 16.54 - S73º 33'E
 4-1 - 39.19 - N63º 45'E
 Con base a lo que dispone el acuerdo municipal Nº 7 del 6 de mayo de 1975, reformado por el acuerdo municipal Nº 6 de fecha 6 de julio de 1976, Nº 2 de 4 de octubre de 1983 y Nº 2 del 7 de mayo de 1997, se fija el Edicto emplazatorio por (15) quince días para que dentro de ese plazo de tiempo puedan presentarse las quejas de personas

que se encuentren involucrados o afectados y aleguen algún derecho sobre el lote de terreno solicitado en compra. Copia del presente Edicto se enviará a la Gaceta Oficial para su debida publicación por una sola vez.
 Dado en Parita, a los 6 días del mes de noviembre de 2001.
GUMERCINDA P. DE POLO
 Honorable Alcaldesa del Distrito de Parita
INDIRA DEL C. CASAS R.
 Secretaria
 L- 479-862-39
 Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
 MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
 DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
 REGION 1, CHIRIQUI
 EDICTO Nº 102-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí al público.
HACE SABER:
 Que el señor (a) **JOSE ANGEL PITTI MONTENEGRO**, vecino (a) de Changuinola, corregimiento de Changuinola, distrito de Bocas del Toro, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-87-25, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-1180-97, según plano aprobado Nº 405-02-16882, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra

Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 3936.54 M2, ubicada en Aserrió, corregimiento de Aserrió de Gariché, distrito de Bugaba, provincia de Chiriquí, comprendida dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Carretera Interamericana.
SUR: Gilberto Lezcano Caballero.
ESTE: Justo Loo.
OESTE: Gilberto Lezcano Caballero.
 Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Bugaba o en la corregiduría de Aserrió de Gariché y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.
 Dado en David, a los 5 días del mes de febrero de 2002.
LIDIA A. DE VARGAS
 Secretaria Ad-Hoc
SAMUEL E. MORALES M.
 Funcionario Sustanciador
 L- 479-260-85
 Unica publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
 MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
 DEPARTAMENTO DE REFORMA AGRARIA
 REGION 1, CHIRIQUI
 EDICTO Nº 103-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario en la provincia de Chiriquí.
HACE SABER:
 Que el señor (a) **LUZ MILA GONZALEZ BONILLA**, vecino (a) del corregimiento de Monte Lirio, distrito de Renacimiento, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-183-814, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-0763-01, según plano aprobado Nº 410-04-16917, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 5829.76 M2, ubicada en la localidad de Santa Clara, corregimiento de Monte Lirio, distrito de Renacimiento, provincia de Chiriquí, comprendida dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Carretera.
SUR: Camino.
ESTE: Cafetales S.A., Rep. Leg. Lorenzo Romagosa D.
OESTE: Carretera y camino.
 Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de Renacimiento o en la corregiduría de Monte Lirio y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art.

108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación. Dado en David, a los 5 días del mes de febrero de 2002.

LIDIA A. DE VARGAS
Secretaria Ad-Hoc
SAMUEL E. MORALES M.
Funcionario Sustanciador
L- 479-264-41
Unica publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DEPARTAMENTO DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,
CHIRIQUI
EDICTO
N° 104-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario en la provincia de Chiriquí. HACE SABER: Que el señor (a) **XIOMARA IDSED TORRES GOMEZ**, vecino (a) del corregimiento de Cañas Gordas, distrito de Renacimiento, portador de la cédula de identidad personal N° 4-141-296, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud N° 4-0143-95, según plano aprobado N° 409-03-13252, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 1 Has. + 9869.95 M2, ubicada

en la localidad de Alto Quiel, corregimiento de Cañas Gordas, distrito de Renacimiento, provincia de Chiriquí, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Lauriano Quiel.
SUR: Carretera, Iglesia Adventista del Séptimo Día.
ESTE: José A. Serrano, Celestino Serrano e Iglesia Adventista del Séptimo Día.
OESTE: María De Los Santos Gómez.
Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de Renacimiento o en la corregiduría de Cañas Gordas y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación. Dado en David, a los 5 días del mes de febrero de 2002.

LIDIA A. DE VARGAS
Secretaria Ad-Hoc
SAMUEL E. MORALES M.
Funcionario Sustanciador
L- 479-275-86
Unica publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DEPARTAMENTO DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,

CHIRIQUI
EDICTO
N° 105-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario en la provincia de Chiriquí. HACE SABER:

Que el señor (a) **JULIA YANETH LEZCANO DE CABALLERO**, vecino (a) del corregimiento de San Pablo Viejo, distrito de David, portador de la cédula de identidad personal N° 4-202-441, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud N° 4-1030-01, según plano aprobado N° 405-10-17280, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 795.01 M2, ubicada en la localidad de Montilla, corregimiento de San Pablo Viejo, distrito de David, provincia de Chiriquí, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Rafael Caballero.
SUR: Calle.
ESTE: Rafael Caballero.
OESTE: Tomás Morales.
Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de David o en la corregiduría de San Pablo Viejo y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal

como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación. Dado en David, a los 6 días del mes de febrero de 2002.

JOYCE SMITH V.
Secretaria Ad-Hoc
ING. SAMUEL E. MORALES M.
Funcionario Sustanciador
L- 479-309-95
Unica publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,
CHIRIQUI
EDICTO
N° 106-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí, al público. HACE SABER:

Que el señor (a) **FAUSTINO ARCIA**, vecino (a) del corregimiento de Rodolfo Aguilar Delgado, distrito de Barú, portador de la cédula de identidad personal N° 4-131-1312, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud N° 4-1135-00, la adjudicación a título oneroso de tres (3) globos de terreno que forman parte de la finca N° 4698, inscrita al Rollo 14218, Doc. 24 y de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, con una superficie de:

Globo A, 1 Has. + 1540.26 M2, ubicado en Palmito, corregimiento de Rodolfo Aguilar Delgado, distrito de Barú, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Julián Gutiérrez M.
SUR: Servidumbre.
ESTE: Camino callejón.

OESTE: Agripino Salinas Montenegro. Finca 4698, inscrita Rollo 14218, Doc. 24 y de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, con una superficie de: Globo B: 0 Has. + 5073.08, ubicado en Palmito, corregimiento de Rodolfo Aguilar Delgado, distrito de Barú, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Julián Gutiérrez M.
SUR: Agripino Salinas Montenegro.
ESTE: Jacinto Araúz C.

OESTE: Camino callejón. Finca 4698, inscrita al Rollo 14218, Doc. 24 y de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, con una superficie de: Globo C: 1 Has. + 0301.18, ubicado en Palmito, corregimiento de Rodolfo Aguilar Delgado, distrito de Barú, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Camino de servidumbre.
SUR: Callejón.
ESTE: Callejón.
OESTE: Agripino Salinas Montenegro.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Barú o en la corregiduría de Rodolfo Aguilar y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 7 días del mes de febrero de 2002.

LIDIA A. DE VARGAS
Secretaria Ad-Hoc
SAMUEL E.
MORALES M.
Funcionario
Sustanciador
L- 479-345-33
Unica
publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,
CHIRIQUI
EDICTO
Nº 107-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Chiriquí al público.

HACE CONSTAR:

Que el señor (a) **ELIECER ENRIQUE SANCHEZ ACOSTA**,

vecino (a) de Qda. Grande del corregimiento de Aserrio de Gariché, distrito de Bugaba, portador de la cédula

de identidad personal Nº 4-251-1002, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-0597-01, según plano aprobado Nº 405-02-17151, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 1 Has. + 9026.25 M2, que forma parte de la finca 3939, inscrita al Rollo: 14,417, Doc. 5, de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Qda. Grande, corregimiento de Aserrio de Gariché, distrito de Bugaba, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Eliécer E. Sánchez.

SUR: Eliécer E. Sánchez.

ESTE: Qda. Grande.

OESTE: Camino.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Bugaba o en la corregiduría de Aserrio de Gariché y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en David, a los 7 días del mes de febrero de 2002.

JOYCE SMITH V.
Secretaria Ad-Hoc
ING. SAMUEL E.

MORALES M.
Funcionario
Sustanciador
L- 479-355-05
Unica
publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DEPARTAMENTO DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,
CHIRIQUI
EDICTO
Nº 108-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario en la provincia de Chiriquí.

HACE SABER:

Que el señor (a) **ELIZABETH MORALES QUIROZ**, vecino (a) del corregimiento de Río Sereno, distrito de Renacimiento, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-104-1853, ha solicitado a la Dirección de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-0915, según plano aprobado Nº 410-01-17303, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 629.84 M2, ubicada en la localidad de Río Sereno, corregimiento de Cabecera, distrito de Renacimiento, provincia de Chiriquí, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Río Sereno.

SUR: Camino.

ESTE: Francisco Yanguéz L.

OESTE: Camino.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Departamento, en la Alcaldía de Renacimiento o en la corregiduría de Cabecera y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 5 días del mes de febrero de 2002.

JOYCE SMITH V.
Secretaria Ad-Hoc
ING. SAMUEL E.

MORALES M.
Funcionario
Sustanciador
L- 479-357-33
Unica
publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,
CHIRIQUI
EDICTO
Nº 111-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria en la provincia de Chiriquí al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **EVIDELIA MOJICA DE GANTES**, vecino (a) del corregimiento de Cabecera, distrito de David, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-57-614, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº

4-0007-00, la adjudicación a título de compra, de dos parcelas que forman parte de la finca Nº 8249, inscrita al Tomo 795, Folio 202, y de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, con una superficie de Globo A: 0 Has. + 7713.22 M2, ubicada en Colorado, corregimiento de Progreso, distrito de Barú, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Luis Chavarría.

SUR: Camino.

ESTE: Callejón.

OESTE: Luis Chavarría.

Finca 8249, inscrita al Tomo 795, Folio 202 y de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, con una superficie de Globo B: 10 Has. + 9427.12, ubicada en Colorado, corregimiento de Progreso, distrito de Barú, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Camino y Luis Chavarría.

SUR: Luis Antonio Gantes.

ESTE: Jesús Mora Ortiz y camino.

OESTE: Camino.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Barú, o en la corregiduría de Progreso y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal

como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 8 días del mes de febrero de 2002.

LIDIA A. DE VARGAS

Secretaria Ad-Hoc

SAMUEL E.

MORALES M.

Funcionario

Sustanciador

L- 479-375-81

Unica publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,
CHIRIQUI
EDICTO
Nº 112-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Chiriquí.

HACE CONSTAR:

Que el señor (a) **AZUEL ENRIQUE GUERRA VILLARREAL** Céd. 4-702-327, **MATILDE VILLARREAL DE GUERRA**, vecino (a) de Paso Canoas del corregimiento de Progreso, distrito de Barú, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-50-247, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-1246-00, según plano aprobado Nº 402-03-16706, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial

adjudicable, con una superficie de 5 Has. + 1608.67 M2, que forma parte de la finca 2637 inscrita al Rollo 23735, Doc. 4, de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Canoa Abajo, corregimiento de Progreso, distrito de Barú, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Jorge Lara.

SUR: Gilberto Ledezma.

ESTE: Matilde

Villarreal de Guerra, Azael Enrique Guerra Villarreal, Río Cuervito y Gilberto Ledezma.

OESTE: María Guerra, camino y Juan de Dios Guerra V.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Barú o en la corregiduría de Progreso y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 9 días del mes de febrero de 2002.

LIDIA A. DE VARGAS

Secretaria Ad-Hoc

SAMUEL E.

MORALES M.

Funcionario

Sustanciador

L- 479-387-99

Unica publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,
CHIRIQUI
EDICTO
Nº 113-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Chiriquí al público.

HACE CONSTAR:

Que el señor (a) **MATILDE GUERRA VILLARREAL**, vecino (a) de David, del corregimiento de David, distrito de David, portador de la cédula de identidad personal Nº 4-129-171, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-1247-00, según plano aprobado Nº 402-03-16786, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 3480.19 M2, que forma parte de la finca 2637, Rollo 23735, Doc. 4, de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Canoa Abajo, corregimiento de Progreso, distrito de Barú, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Camino.

SUR: Gilberto Ledezma.

ESTE: Lilia Guerra.
OESTE: Juana Guerra.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Barú o en la corregiduría de Progreso y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 8 días del mes de febrero de 2002.

LIDIA A. DE VARGAS

Secretaria Ad-Hoc

SAMUEL E.

MORALES M.

Funcionario

Sustanciador

L- 479-387-73

Unica publicación R

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION 1,
CHIRIQUI
EDICTO
Nº 114-2002

El suscrito funcionario sustanciador de la Reforma Agraria del Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Chiriquí al público;

HACE SABER:

Que el señor (a) **ODILIA PEREZ MIRANDA**, vecino (a) de San Juan del Tejar corregimiento de San Pablo Viejo, distrito de David, portador de la cédula de identidad

personal Nº 4-97-290, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-1138-98, según plano aprobado Nº 406-10-17100, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 1041.65 M2, ubicada en San Juan del Tejar, corregimiento de San Pablo Viejo, distrito de David, provincia de Chiriquí, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Cristino

Miranda.

SUR: Cristino

Miranda.

ESTE: Cristino

Miranda.

O E S T E :
Servidumbre.

Para efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de David o en la corregiduría de San Pablo Viejo y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicación correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de su última publicación.

Dado en David, a los 14 días del mes de febrero de 2002.

LIDIA A. DE VARGAS

Secretaria Ad-Hoc

SAMUEL E.

MOBALES M.

Funcionario

Sustanciador

L- 479-397-61

Unica publicación R