

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

AÑO XCIV

PANAMÁ, R. DE PANAMÁ MARTES 28 DE ABRIL DE 1998

Nº 23,531

CONTENIDO

ASAMBLEA LEGISLATIVA

LEY Nº 21

(De 22 de abril de 1998)

" POR LA CUAL SE DEROGAN Y REFORMAN DISPOSICIONES DEL CODIGO ADMINISTRATIVO PARA ADECUARLO AL CONVENIO 29 SOBRE EL TRABAJO FORZOSO, DE LA ORGANIZACION INTERNACIONAL DEL TRABAJO, RATIFICADO EN 1930 ." PAG. 1

CONSEJO DE GABINETE

RESOLUCION DE GABINETE Nº 68

(De 20 de abril de 1998)

" POR LA CUAL SE DECLARA LA VENTA DE ACCIONES DE LAS EMPRESAS QUE SURGIERON DE LA REESTRUCTURACION DEL INSTITUTO DE RECURSOS HIDRAULICOS Y ELCTRIFICACION ." PAG. 4

INSTITUTO DE INVESTIGACION AGROPECUARIA DE PANAMA (IDIAP)

RESUELTO Nº -049-98

(De 5 de marzo de 1998)

" AUTORIZAR AL DIRECTOR GENERAL O EN SU DEFECTO AL SUB-DIRECTOR GENERAL DEL INSTITUTO DE INVESTIGACION AGROPECUARIA DE PANAMA (IDIAP), PARA HACER EFECTIVO EL PAGO DE MEDIO MILLON DE DOLARES (\$500,000.00) AL FONDO REGIONAL DE TECNOLOGIA AGROPECUARIA ." PAG. 6

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION Nº 605

(De 24 de abril de 1998)

" POR MEDIO DE LA CUAL SE APRUEBAN LAS REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE LA REPUBLICA DE PANAMA ." PAG. 7

AVISOS Y EDICTOS

ASAMBLEA LEGISLATIVA

LEY Nº 21

(De 22 de abril de 1998)

Por la cual se derogan y reforman disposiciones del Código Administrativo para adecuarlo al Convenio 29 sobre el Trabajo Forzoso, de la Organización Internacional del Trabajo, ratificado en 1930

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA

DECRETA:

Artículo 1. Se deroga el numeral 1 del artículo 878 y los artículos 882, 887, 945 y 1246 del Código Administrativo.

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

OFICINA

Avenida Norte (Eloy Alfaro) y Calle 3a. Casa Nº 3-12.
Edificio Casa Amarilla, San Felipe Ciudad de Panamá.
Teléfono 228-8631, 227-9833 Apartado Postal 2189

Panamá, República de Panamá

LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS

PUBLICACIONES

NUMERO SUELTO: B/3.60

YEXENIA I. RUIZ
SUBDIRECTORA

Dirección General de Ingresos

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.

Artículo 2. Se modifica el artículo 888 del Código Administrativo, así:

Artículo 888. Siempre que por asuntos de policía, un empleado público haya de sufrir arresto, quien queda suspenso de su destino desde que se le notifica la sentencia condenatoria en última instancia, se dispondrá lo conveniente para que sea reemplazado mientras cumple la pena, si ésta fuera menor de tres meses, de suerte que no sufra trastorno alguno la administración pública.

Artículo 3. Se modifica el artículo 892 del Código Administrativo, así:

Artículo 892. La pena de arresto puede suspenderse en una tercera parte, a solicitud del penado y por la autoridad que la impuso, siempre que dicha pena fuera o excediera de treinta días, que la conducta de aquél hubiera sido irrepreensible, comprobando esta circunstancia con el informe del alcalde o empleado encargado de la casa de corrección o de vigilar al correccionado, y que la resolución por la cual se concede la suspensión tenga la aprobación del superior inmediato. En caso de mala conducta cesarán los efectos de la suspensión.

Artículo 4. Se modifica el artículo 1172 del Código Administrativo, así:

Artículo 1172. Cuando resulte supuesta la invalidez de un individuo dado a la mendicidad, será condenado a la pena de tres a seis meses de arresto.

Artículo 5. Se modifica el artículo 1256 del Código Administrativo, así:

Artículo 1256. El que jugara, en cualquier lugar, con personas que no deben ser admitidas en las casas de juego, con ebrios o con enfermos mentales, y les ganaren o cobraren alguna suma, sufrirá, por ese solo hecho, la pena de uno a tres meses de arresto, y devolverá lo ganado, siempre que haya procedido a sabiendas.

Las mismas penas se aplicarán a los dueños de casa que, a sabiendas, consientan o toleren en la suya, juegos con dichas personas.

Artículo 6. Se modifica el artículo 1277 del Código Administrativo, así:

Artículo 1277. En caso de reincidencia en la embriaguez, se aplicarán al reincidente las siguientes penas, en este orden:

La primera vez, dos días de arresto, inmutable;

La segunda, cuatro, días de arresto, inmutable;

La tercera, seis días de arresto, inmutable;

La cuarta, ocho días de arresto, inmutable;

La quinta, diez días de arresto, inmutable;

La sexta y séptima, doce días de arresto, inmutable;

La octava, veinte días arresto, inmutable;

La novena, será condenado como vago y castigado como tal, siempre que las reincidencias por nueve veces hayan sido en el curso de un semestre. En caso contrario, y en las siguientes reincidencias, se le castigará con treinta días de arresto inmutable; y siempre que se completen nueve reincidencias en el siguiente semestre, se le castigará como vago.

Artículo 7. Se modifica el artículo 1715 del Código Administrativo, subrogado por el artículo 8 de la Ley 58 de 1919, así:

Artículo 1715. Siempre que las autoridades de policía impongan pena de arresto, o de multa de más de quince balboas, el interesado podrá interponer el recurso de apelación

ante el inmediato superior. Al superior se le enviará copia auténtica de la resolución que imponga la pena, y para decidir se seguirá un procedimiento análogo al establecido en artículos anteriores.

Artículo 8. Esta Ley modifica los artículos 888, 892, 1172, 1256, 1277 y 1715, y deroga el numeral 1 del artículo 878 y los artículos 882, 887, 945 y 1246 del Código Administrativo, así como toda disposición legal reglamentaria contraria.

Artículo 9. La presente Ley entrará en vigencia a partir de su promulgación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Aprobada en tercer debate, en el Palacio Justo Arosemena, ciudad de Panamá, a los 16 días del mes de marzo de mil novecientos noventa y ocho.

GERARDO GONZALEZ VERNAZA
Presidente

VICTOR M. DE GRACIA M.
Secretario General

ORGANO EJECUTIVO NACIONAL - PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA.-
PANAMA, REPUBLICA DE PANAMA, 22 DE ABRIL DE 1998.-

ERNESTO PEREZ BALLADARES
Presidente de la República

RAUL MONTENEGRO DIVIAZO
Ministro de Gobierno y Justicia

CONSEJO DE GABINETE
RESOLUCION DE GABINETE N° 68
(De 20 de abril de 1998)

"Por la cual se declara la venta de acciones de las empresas que surgieron de la reestructuración del INSTITUTO DE RECURSOS HIDRÁULICOS Y ELECTRIFICACIÓN"

EL CONSEJO DE GABINETE

CONSIDERANDO

Que por mandato del artículo 160 de la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, y de conformidad con lo establecido en la Resolución de Gabinete N° 266 de 27 de noviembre de 1997, se han constituido ocho (8) sociedades anónimas por acciones, que deberán ejecutar las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para servicio público que realiza el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE).

Que, conforme se ordena en el artículo 161 de la Ley 6 de 1997, éstas sociedades anónimas han aprobado emitir, a favor del Estado, como liberadas y pagadas, la totalidad las acciones autorizadas por sus pactos sociales de constitución.

Que el artículo 163 de la citada Ley 6 de 1997 autoriza al Órgano Ejecutivo a vender, mediante el proceso en ella contemplado, las acciones de las sociedades anónimas a que se refiere el considerando anterior.

Que para dirigir el proceso de venta de tales acciones, mediante el artículo 164 de la Ley 6 de 1997, se ha creado la Comisión de Venta de Acciones.

Que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 46 de la referida Ley 6 de 1997, el Órgano Ejecutivo, mediante resolución del Consejo de Gabinete, debe formular la declaratoria de venta de acciones de las empresas de generación y de distribución creadas por mandato del artículo 160 de esa ley.

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO: Procédase a la venta de acciones de las sociedades anónimas que a continuación se detallan, en los porcentajes que en cada caso indique la Comisión de Venta de Acciones de las Empresas Eléctricas (COMVA) y conforme a las formalidades establecidas en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997:

Distribución

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., un mínimo de cincuenta y uno por ciento (51%) de la totalidad de las acciones emitidas y liberadas.

Empresa de Distribución Eléctrica Noreste, S.A., un mínimo de cincuenta y uno por ciento (51%) de la totalidad de las acciones emitidas y liberadas.

Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., un mínimo de cincuenta y uno por ciento (51%) de la totalidad de las acciones emitidas y liberadas.

Generación

Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S.A., un mínimo de cincuenta y uno por ciento (51%) de la totalidad de las acciones emitidas y liberadas.

Empresa de Generación Eléctrica Bayano, S.A., un máximo de cuarenta y nueve por ciento (49%) de la totalidad de las acciones emitidas y liberadas.

Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A., un máximo de cuarenta y nueve por ciento (49%) de la totalidad de las acciones emitidas y liberadas.

Empresa de Generación Eléctrica Chiriquí, S.A., un máximo de cuarenta y nueve por ciento (49%) de la totalidad de las acciones emitidas y liberadas.

ARTÍCULO SEGUNDO: Esta Resolución se aprueba para dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 163 y 46 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

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

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los 20 días del mes de abril de mil novecientos noventa y ocho (1998).

ERNESTO PEREZ BALLADARES
Presidente de la República
RAUL MONTENEGRO DIVIAZO
Ministro de Gobierno y Justicia
RICARDO ALBERTO ARIAS
Ministro de Relaciones Exteriores
MIGUEL HERAS CASTRO
Ministro de Hacienda y Tesoro
PABLO ANTONIO THALASSINOS
Ministro de Educación
LUIS E. BLANCO
Ministro de Obras Públicas
AIDA LIBIA M. DE RIVERA
Ministra de Salud
MITCHELL DOENS
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral

RAUL ARANGO GASTEAZORO
Ministro de Comercio e Industrias
FRANCISCO SANCHEZ CARDENAS
Ministro de Vivienda
CARLOS A. SOUSA-LENNOX M.
Ministro de Desarrollo Agropecuario
GUILLERMO O. CHAPMAN JR.
Ministro de Planificación
y Política Económica
JORGE EDUARDO RITTER
Ministro para Asuntos del Canal
LEONOR CALDERON A.
Ministra de la Juventud, la Mujer, la
Niñez y la Familia

OLMEDO DAVID MIRANDA JR.
Ministro de la Presidencia y Secretario
General del Consejo de Gabinete

INSTITUTO DE INVESTIGACION AGROPECUARIA DE PANAMA (IDIAP)
RESUELTO Nº -049-98
(De 5 de marzo de 1998)

Junta Directiva del Instituto de Investigación Agropecuaria de Panamá (IDIAP), Panamá 5 de marzo de Mil Novecientos Noventa y Ocho (1998).

RESUELTO No.049-98

Quienes suscriben, el Presidente de la Junta Directiva y Ministro de Desarrollo Agropecuario, Ingeniero Carlos A. Sousa Lennox; el Secretario de la Junta Directiva y Director del Instituto de Investigación Agropecuaria de Panamá, Ingeniero Omar R. Chavarría De Gracia; y miembros de la Junta Directiva del Instituto de Investigación Agropecuaria de Panamá el Ingeniero Rodrigo Cambra, Decano de la Facultad de Ciencias Agropecuarias, y el Director General del Banco de Desarrollo Agropecuario, Ingeniero Olmedo Espino, en uso de sus facultades legales otorgadas por la Ley 51 de 28 de agosto de 1975.

CONSIDERANDO

Que la República de Panamá es miembro del Fondo Regional de Tecnología Agropecuaria, mediante la suscripción del convenio constitutivo de administración.

Que el Fondo es un Consorcio para promover la investigación agropecuaria estratégica de interés regional, con la participación directa de los países de América Latina y El Caribe en la fijación de prioridades y en la financiación de proyectos de investigación.

Que el principal propósito del Fondo es el de promover el incremento de la competitividad del Sector Agropecuario.

Que se estima en Doscientos Millones de Dólares (\$200,000.00), el aporte de los países de la Región al capital del Fondo.

Que los países y organizaciones (públicas y privadas), que contribuyen al fondo participan en la administración del mismo a través de un Consejo Directo.

Que en la reunión realizada en Cartagena en julio de 1996, fue aprobado a solicitud del Consejo Interno que el Banco Interamericano de Desarrollo administre los recursos del Fondo, durante el período inicial de operación.

Que de los cinco (5) millones de dólares que le corresponde aportar a Panamá, se ha confirmado un primer aporte de 0.5 millones para el año 1998 a pagar en dos (2) cuotas iguales del Presupuesto del IDIAP.

Que mediante Resuelto No. 046 de 15 de abril de 1997, la Junta Directiva, autorizó a la Dirección General del IDIAP a efectuar los pagos correspondientes a dicho Fondo.

RESUELVE

PRIMERO: Autorizar al Director General o en su defecto al Sub-Director General del Instituto de Investigación Agropecuaria de Panamá (IDIAP), para hacer efectivo el pago de Medio Millón de Dólares (\$500,000.00), al Fondo Regional de Tecnología Agropecuaria, los cuales se harán en dos (2) partidas de acuerdo a la asignación presupuestaria de 1998, aplicable a esa materia y que es de B/.250.000.00 c/u.

REGÍSTRESE, PUBLÍQUESE Y CUMPLASE

CARLOS A. SOUSA-LENNOX M.
Ministro de Desarrollo Agropecuario
Presidente Junta Directiva

OMAR R. CHAVARRIA DE G.
Director General, Instituto de Investigación
Agropecuaria de Panamá (IDIAP)
Secretario Junta Directiva

OLMEDO ESPINO
Gerente General, Banco de Desarrollo
Agropecuario (BDA).
Miembro Junta Directiva

RODRIGO CAMBRA
Decano de la Facultad de Ciencias
Agropecuarias (FACA).
Miembro Junta Directiva

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION N° 605
(De 24 de abril de 1998)

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

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, 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 y electricidad,

Que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, 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, así como las actividades normativas y de coordinación consistentes en la planificación de la expansión, operación integrada del sistema interconectado nacional, regulación económica y fiscalización;

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 Ley No. 6 de 1997;

Que el numeral 9 del Artículo 20 citado anteriormente le otorga al Ente Regulador de los Servicios Públicos la función de 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;

Que el Artículo 6 de la Ley No. 6 de 1997, establece que el Reglamento de Operación es el conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del sistema interconectado nacional y compensar los intercambios de energía entre los agentes del mercado;

Que debido a que el centro Nacional de Despacho (CND), es una parte integrante de la Empresa de Transmisión, que tendrá a su cargo de acuerdo a la Ley No. 6 de 1997 llevar a cabo el despacho de las unidades de generación en el sistema interconectado nacional, bajo la figura de un simple intermediario, se hace necesario establecer los principios mínimos que deberá contener el Reglamento de Operación, para garantizar reglas que permitan transparencia y competencia en el mercado mayorista de la República de Panamá;

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 Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, de acuerdo al contenido del Anexo A de esta Resolución, a fin de contar con normas claras y precisas que permita compensar los intercambios de energía entre agentes del mercado del sistema de interconectado nacional

SEGUNDO: Ordenar a la Empresa de Transmisión que las Reglas Comerciales incluidas en el Anexo A de la presente Resolución deberán estar contenidas, como mínimo, en el Capítulo Comercial del Reglamento de Operación que debe elaborar el Centro Nacional de Despacho,

TERCERO: Las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, contenidos en el Anexo A de esta Resolución, podrán modificarse por el Ente Regulador a través del procedimiento de Audiencia Pública. La Audiencia Pública de que trata este artículo podrá realizarse a solicitud de parte o de oficio y se efectuará en la fecha que determine el Ente Regulador.

CUARTO: Esta resolución regirá a partir de su publicación

Fundamento de Derecho: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, y la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

PUBLÍQUESE Y CUMPLASE,

NILSON A. ESPINO
Director

RAFAEL A. MOSCOTE
Director

JOSE GUANTI G.
Director Presidente

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS **ANEXO A**

REPUBLICA DE PANAMA

**REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE
ELECTRICIDAD**

ABRIL 1998

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

REPÚBLICA DE PANAMA

**REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE
ELECTRICIDAD**

VOLUMEN I: INFORME METODOLOGICO

ABRIL, 1998

ÍNDICE

1. ALCANCE.....	
2. OBJETIVOS Y PRIORIDADES.....	
3. CONSIDERACIONES GENERALES.....	
3.1. LOS PRECIOS EN UN MERCADO ELÉCTRICO COMPETITIVO.....	
3.2. LA GARANTÍA DE SUMINISTRO Y LA ESTABILIDAD EN LOS INGRESOS DE GENERADORES.....	
4. MODIFICACIONES A LA LEY ELÉCTRICA.....	
4.1. DESPACHO ECONÓMICO.....	
4.2. COMPRA DE ENERGÍA EN BLOQUE POR EL COMPRADOR PRINCIPAL.....	
4.3. COSTO RECONOCIDO POR COMPRA EN BLOQUE.....	
5. REQUISITOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL MERCADO.....	
6. METODOLOGÍAS PARA LA ORGANIZACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO.....	
6.1. CRITERIOS GENERALES.....	
6.2. AGENTES QUE OPERAN EN EL MERCADO.....	
6.3. MERCADO DE CONTRATOS.....	
6.4. LA POTENCIA FIRME Y EL MERCADO DE CONTRATOS.....	
6.5. EL MERCADO OCASIONAL Y EL DESPACHO.....	
6.6. COMPENSACIONES DE POTENCIA.....	
6.7. OBLIGACIONES DE COMPRA Y DE CONTRATAR.....	
6.8. SERVICIOS.....	
6.9. PÉRDIDAS.....	
6.10. TRASLADO DE COSTOS MAYORISTAS A TARIFAS.....	
7. METODOLOGÍA PARA EL PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.....	
7.1. CONCEPTOS GENERALES.....	
7.2. OFERTAS DE COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO.....	
7.3. UNIDADES FALLA.....	
7.4. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA.....	
7.5. PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.....	
8. METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA RESERVA.....	
8.1. CRITERIOS GENERALES.....	
8.2. RESERVA DE LARGO PLAZO.....	
8.3. RESERVA OPERATIVA DE CORTO PLAZO.....	
9. METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA.....	
9.1. CONCEPTOS GENERALES.....	
9.2. OFERTAS DE LA DEMANDA.....	
9.3. REMUNERACIÓN DE LA CAPACIDAD.....	
9.4. METODOLOGÍA DE CONTRATACIÓN DE POTENCIA (LARGO Y MEDIANO PLAZO).....	
9.5. METODOLOGÍA DE COMPENSACIONES DE POTENCIA (CORTO PLAZO).....	
10. METODOLOGÍA PARA LA ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS.....	
10.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	
10.2. TIPOS DE CONTRATOS.....	
10.3. CONTRATOS DE RESERVA.....	
10.4. CONTRATOS DE SUMINISTRO.....	
11. METODOLOGÍA PARA LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.....	
11.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	
11.2. CONTRATOS DE RESERVA.....	
11.3. CIERRE POR DIFERENCIAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO.....	
12. METODOLOGÍA PARA LOS SERVICIOS AUXILIARES.....	
13. METODOLOGÍA PARA LAS PÉRDIDAS.....	
13.1. PRECIOS EN CADA NODO.....	
13.2. COSTO DE LAS PÉRDIDAS.....	
14. METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE COSTOS MAYORISTAS DE DISTRIBUIDORES.....	
14.1. OBLIGACIÓN DE CONTRATAR.....	

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**REPÚBLICA DE PANAMA****REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD****INFORME METODOLÓGICO****1. ALCANCE.**

1.1.1. Dentro del Servicio de Consultoría para Desarrollar las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Panamá para el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá (ERSP), MERCADOS ENERGÉTICOS S.A. (ME) elaboró el diagnóstico, propuesta metodológica y el proyecto de reglas comerciales a aplicar en el Mercado Mayorista Eléctrico de Panamá dentro del nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico establecido por la Ley Nº 6 del 3 de febrero de 1997, en adelante la Ley Eléctrica. A su vez elaboró las observaciones y modificaciones propuestas al proyecto de Reglamento de Operación.

1.1.2. Ante la decisión de realizar modificaciones a la Ley Eléctrica y dentro de los términos acordados en la Enmienda 1 del Servicio de Consultoría, el objeto del presente trabajo es analizar el alcance de las modificaciones previstas, de acuerdo a la información suministrada por el ERSF, y realizar una propuesta metodológica para la implementación de dichas modificaciones incluyendo el análisis de las mismas y los motivos que las justifican.

1.1.3. El presente documento incluye el Informe Metodológico y dos anexos.

* Anexo A = Resumen de las Reglas Comerciales.

2. OBJETIVOS Y PRIORIDADES.

2.1.1. La presente propuesta metodológica se ajusta al marco regulatorio definido por la Ley Eléctrica y sus ajustes posteriores, manteniendo como prioritarios los siguientes objetivos.

- a) Promover la libre competencia, tanto a nivel de ingreso de nueva generación como del abastecimiento de la demanda.
- b) Incentivar eficiencia a través de precios y cargos que reflejen costos económicos, y que permitan la existencia de un "negocio de generación", o sea la viabilidad financiera de empresas eléctricas eficientes, y la inversión necesaria para el desarrollo económico y comportamiento eficiente del sector eléctrico.

- c) Permitir que el mercado "descubra" sus precios, a través de procedimientos competitivos de contratación por parte de los Distribuidores, metodologías de precios que reflejen las condiciones de oferta y demanda, la incorporación de la demanda flexible a la oferta, y metodologías que permitan decisiones comerciales libres a los agentes no regulados.
- d) Garantizar el acceso abierto a la información, la transparencia del mercado y el trato no discriminatorio a todos sus agentes, de forma tal de minimizar el riesgo regulatorio para un inversor privado y viabilizar la libertad de elegir de los Grandes Clientes.
- e) Definir una transición de la situación actual a una condición final de mercado de competencia en un proceso gradual que no provoque inestabilidades a los inversores ni afecte negativamente la seguridad del abastecimiento de los usuarios.
- f) Viabilizar la importación y exportación de energía eléctrica, incrementando de esta manera el tamaño del Mercado, la seguridad de suministro y la competencia, y el desarrollo de un Mercado Regional de electricidad.

2.1.2. Se ha buscado que las reglas comerciales sean claras y predecibles, y lo más simples posibles, manteniendo el grado de complejidad dentro del nivel que requiere el sistema eléctrico de Panamá y su integración a nivel regional.

2.1.3. El objetivo es garantizar la transparencia del comportamiento del Mercado y sus precios, a través de reglas con un grado de complejidad acorde con la realidad de Panamá. El procedimiento de detalle para implementar metodologías complejas puede requerir simplificaciones, predicciones u otro tipo de decisiones que pueden ser consideradas arbitrarias o conflictivas, o producir distorsiones en el desarrollo eficiente del mercado. Toda complejidad en una regla necesita estar justificada económicamente no sólo desde un punto de vista teórico sino también de su aplicabilidad operativa, y en la mejora real que logra teniendo en cuenta el procedimiento de detalle y las restricciones físicas que existen en la operación real del sistema eléctrico.

2.1.4. Por otra parte, es necesario tener en claro que el desarrollo de un mercado eléctrico eficiente y competitivo requiere no sólo de reglas comerciales adecuadas sino también, y fundamentalmente, de una estructura física que permita que exista competencia. En particular requiere:

- a) libre ingreso de nueva generación;
- b) clientes con libertad de elegir su suministrador y tomar por sí sus decisiones comerciales;
- c) la no existencia de posiciones dominantes tanto a nivel de generación como de abastecimiento de la demanda;
- d) diversidad de vendedores (Generadores) y de compradores, o sea que un comprador tenga distintos oferentes de quien pueda elegir comprar y que un vendedor tenga distintos compradores a quienes pueda ofertar vender.

2.1.5. El lograr esta estructura básica en Panamá requiere decisiones estratégicas de cambios en IRHE (por ejemplo cuántas empresas Generadoras se crearán y el tamaño de cada una de ellas), nueva inversión y nuevos agentes, y también la interconexión a nivel regional para incrementar el tamaño del mercado. En consecuencia, requiere de tiempo para su desarrollo. Las metodologías comerciales que se proponen para el Mercado Mayorista de Panamá tienen en cuenta que existirá un periodo de transición, en tanto se logran los cambios estructurales necesarios y surjan condiciones reales de competencia.

3. CONSIDERACIONES GENERALES.

3.1. *Los Precios en un Mercado Eléctrico competitivo.*

3.1.1. En un mercado marginalista de energía, la teoría demuestra que, si el parque está económicamente adaptado, el margen entre el Costo Variable de cada planta y los precios del mercado de corto plazo de la energía (comúnmente denominado Mercado Spot, y en Panamá denominado Mercado Ocasional) es suficiente para cubrir sus costos fijos. Esto requiere que ese mercado de corto plazo refleje el faltante o riesgo de faltante con precios superiores a los Costos Variables. De este modo, el vender la energía en el mercado de corto plazo llevaría al Generador a cubrir todos sus costos y al que compra (el consumidor) a pagar a lo largo del tiempo en promedio dichos costos totales.

3.1.2. De este modo, en teoría un mercado eléctrico competitivo llevaría a la existencia de niveles adecuados de capacidad para la garantía de suministro, a través de precios de mercado y relaciones comerciales (contratos) entre los agentes. Se debe tener en cuenta que los ingresos por energía (y que incluirían una remuneración a la capacidad) que resultan de este mercado de corto plazo surgen de precios de mercado, o sea que son variables, y aumentan y disminuyen en función de la relación entre oferta y demanda.

3.1.3. Dadas las características particulares de un sistema eléctrico, la realidad, que nunca es perfecta, se encuentra con distintos problemas respecto de la teoría.

- a) Un mercado eléctrico perfectamente competitivo y un sistema eléctrico económicamente adaptado no existe.
- b) Si el precio del mercado de corto plazo se basa exclusivamente en Costos Variables térmicos, el precio no puede llegar a valores suficientemente altos en condiciones de escasez o riesgo de escasez como para permitir la recuperación de los costos totales de algunas plantas que son requeridas para el suministro, en particular de las unidades marginales.
- c) Si a través de requisitos de confiabilidad forzados por la regulación se lleva a la existencia de niveles de reserva importantes, la mayor parte del tiempo el Mercado estará sobreofertado. Este exceso de capacidad puede llevar a distorsiones que es necesario compensar ya que los precios se mantendrán artificialmente bajos.

3.1.4. Por otra parte, si se considera que la energía eléctrica es un commodity, las reglas comerciales deben ser tales que permitan que el mercado encuentre su equilibrio (ni sobre ni faltar). Esto requiere:

- a) Precios que sean el resultado de la relación entre oferta y demanda;
- b) Participación de la demanda, para que pueda actuar ante los precios;
- c) Acuerdos bilaterales entre agentes, que permitan definir estrategias comerciales para compartir riesgos y establecer compromisos a futuro.

3.1.5. Para que financieramente pueda existir un negocio de generación, las reglas comerciales deben ser tales que los precios del Mercado reflejen más que los Costos Variables térmicos. Existen dos modos de lograr esto.

- Un pago implícito a la capacidad, a través de establecer en el Mercado Spot que el precio Spot aumente a valores significativos en periodos de escasez, superando los Costos Variables térmicos. Esta es la tendencia regulatoria que se observa en los nuevos mercados eléctricos que se están creando en el mundo.

- Un pago explícito a la capacidad de generación, a través de establecer para los Generadores una remuneración por energía y una remuneración por capacidad. La dificultad en la implementación de este tipo de mercado es que la regulación debe lograr mantener en el tiempo el equilibrio entre la capacidad instalada disponible y el requerimiento de capacidad para el abastecimiento con la confiabilidad pretendida, sin promover un exceso de capacidad que distorsione el mercado, o sea que la regulación debe acompañar el dinamismo de los cambios que se produzcan en el mercado.

3.1.6. Los mecanismos regulatorios que se han implementado en el mundo para lograr remunerar adecuadamente los costos fijos son variados, lo que demuestra que no existe una única solución al problema o, quizás, que todavía no se ha encontrado la solución perfecta. En particular, en América del Sur se han creado mercados eléctricos basados en ofertas de costos variables térmicos, con un cargo explícito por capacidad.

3.2. La garantía de suministro y la estabilidad en los ingresos de Generadores.

3.2.1. Los contratos son el mecanismo de mercado para que los agentes de un Mercado Mayorista eléctrico logren :

- a) de tratarse de Productores, reducir la volatilidad de los precios y recuperar su inversión;
- b) de tratarse de Consumidores, estabilizar sus costos por energía eléctrica y lograr la existencia de capacidad para su garantía de suministro.

3.2.2. La preocupación en cuanto a la volatilidad en el ingreso de los Generadores y la posible falta de inversión, particularmente en sistemas con una importante participación hidroeléctrica en que la hidrología produce diferencias importantes en los precios de la energía, ha llevado en algunos países a diseñar reglas comerciales para una remuneración explícita a la potencia, independientemente de que la unidad genere o no.

3.2.3. La justificación de este tipo de metodologías es válida en cuanto a lograr incentivos económicos que logren la garantía de suministro. La dificultad surge en cómo implementarla para que en la práctica el resultado sea justo, económico y eficiente, o sea como definir metodologías para remunerar la capacidad que simulen condiciones de mercado y que no produzca resultados económicamente incorrectos ni distorsiones en el desarrollo del sistema eléctrico.

4. MODIFICACIONES A LA LEY ELÉCTRICA.

4.1. Despacho Económico:

4.1.1. El Artículo 74 de la Ley Eléctrica define los criterios para el despacho económico, estableciendo que el mismo se deberá realizar por orden creciente de "costo variable aplicable al despacho". La modificación a dicho Artículo elimina la definición de qué se entiende por "costo

variable aplicable al despacho", estableciendo implícitamente que dicha definición surgirá del Reglamento de Operación.

4.1.2. El segundo y tercer párrafo del Artículo 74, que se han eliminado, explicitaban como Costo Variable aplicable al despacho :

- a) para una unidad térmica que vende por contrato al Comprador Principal, el precio de la energía de dicho contrato.
- b) para una unidad térmica que no venden por contrato al Comprador Principal, el precio cotizado de acuerdo a las reglas establecidas en el Reglamento de Operación;
- c) para las centrales hidroeléctricas, el valor del agua calculado por el CND.

4.1.3. Esta definición llevaba a un Mercado Mayorista en que :

- a) la generación térmica no contratada por el Comprador Principal podía realizar ofertas competitivas de precios;
- b) la competencia del agua quedaba en manos del CND, con la posibilidad de conflictos con los Generadores por el modo en que ello permitiría al CND manipular precios y afectar sus ingresos;
- c) la competencia de las unidades contratadas por el Comprador Principal se realizaba en el momento de la contratación, permitiendo un grado de variabilidad en la medida que el precio de la energía en el contrato se estableciera como una fórmula.

4.1.4. En las reuniones mantenidas con el ERSP se presentaron los problemas que podía ocasionar esta regulación para la generación hidráulica y llevó a la necesidad de definir reglas comerciales especiales para los contratos con centrales hidroeléctricas. En la medida que el ajuste al Artículo 74 no establece cómo se administrará comercialmente el agua, proponemos la siguiente metodología para el Costo Variable aplicable al despacho de las centrales hidroeléctricas.

- a) El cálculo del valor del agua lo realiza el CND con la participación de los agentes, en particular de los Generadores hidroeléctricos involucrados, con un modelo de cálculo autorizado y auditable, y con criterios, hipótesis y datos de conocimiento y analizados por todos los agentes.
- b) Sería conveniente analizar si en el futuro los Generadores hidroeléctricos pueden realizar sus propias ofertas de valor del agua, o participar activamente en su evaluación junto con el CND.

4.1.5. El ajuste a la Ley Eléctrica permitirá eliminar los requisitos especiales que se habían establecido para los contratos con centrales hidroeléctricas en las reglas comerciales propuestas anteriormente, en cuanto a que el precio de la energía en el contrato debía ser cero.

4.1.6. En lo que hace al cambio sobre qué precios o costos utilizar para el despacho de unidades contratadas, un caso particular a tener en cuenta son los contratos en que la compra de energía representa un compromiso físico, o sea en que el contrato no establece una compra de un bloque de energía sino que establece que el comprador compra toda la energía que produce la potencia que contrata y **si la unidad genera el comprador está obligado a pagar por toda la energía que produce.** Esta es una característica de los contratos PPA. En vista que en Panamá hoy existe un contrato de este tipo, es necesario tener en cuenta su regulación dentro del Mercado.

- a) Los contratos internos no pueden establecer un intercambio bilateral físico que altere el despacho económico.

b) A los efectos del despacho, un contrato no puede obligar una generación mínima. De existir contratos take or pay, sus restricciones no serán tenidas en cuenta por el CND para el despacho, y las partes dentro del contrato deberán considerar el take or pay sólo como un compromiso de pago pero no un compromiso físico de generación.

c) Los contratos de importación y exportación establecen un compromiso de entrega física en la interconexión.

4.1.7. Consideramos fundamental que, para lograr un Mercado de Contratos eficiente, las reglas comerciales permitan la necesaria flexibilidad en la contratación. Esto llevará, en el tiempo y de surgir competencia, a que los agentes puedan desarrollar su propia estrategia de contratación y que todos los clientes puedan acceder a un costo de abastecimiento que refleje en mayor o menor grado el costo de su abastecimiento en el Mercado Mayorista de Panamá.

4.1.8. En particular pasa a tener gran importancia el modo en que se diseñarán los contratos iniciales. Se debe en ello dar prioridad a dos objetivos esenciales relacionados con proteger a los clientes del Distribuidor en la puesta en marcha del Mercado.

a) Que los precios que surjan de dichos contratos protejan a los clientes de posibles inestabilidades en los precios de Mercado en la etapa de transición hacia condiciones estructurales de competencia.

b) Que se acuerde ajustes al precio de la energía en el contrato ante condiciones establecidas, que permitan transferir beneficios que surjan del Mercado a los clientes.

4.1.9. El ajuste propuesto a las reglas comerciales es :

a) dar mayor flexibilidad a los modos de contratación, para promover el desarrollo de un Mercado de Contratos dinámico y eficiente, y así facilitar la inversión necesaria (al existir herramientas que protegen al inversor de la volatilidad posible en sus ingresos futuros) y estabilizar las tarifas;

b) en los contratos tipo PPA, el Costo Variable aplicable al despacho está dado por el precio de la energía del contrato.

4.1.10. Con respecto a las ofertas de Generadores térmicos, consideramos que lo más conveniente es que en el Reglamento de Operación se utilicen metodologías simples y flexibles, para posibilitar su implementación práctica en forma transparente y eficiente.

4.1.11. Se debe tener en cuenta que las ofertas en las interconexiones internacionales reflejarán precios de oportunidad de otros mercados y que éste será el Costo Variable aplicable al despacho para la importación y exportación en el Mercado Ocasional. Los Generadores ubicados en Panamá deberán competir con este tipo de ofertas de precios en la medida que se desarrolle el Mercado Regional de electricidad. El modo de ofertar para los Generadores nacionales que defina el Reglamento de Operación debe ser tal, en cuanto a tiempos, características y flexibilidad, que sea compatible con las ofertas de otros países.

4.1.12. Para incentivar que el cubrimiento de los costos fijos resulte de metodologías eficientes de mercado, el ajuste propuesto a las reglas comerciales es :

a) definir reglas para que el precio de la potencia "de oportunidad" surja de la oferta y la demanda;

b) clarificar en la metodología de cálculo del precio de la energía las componentes que se adicionan al Costo Variable y que reflejan el riesgo de no abastecer con la calidad pretendida.

4.2. Compra de energía en bloque por el Comprador Principal :

4.2.1. El Artículo 80 de la Ley Eléctrica establecía el requisito que el Comprador Principal solicitará en sus contratos que el precio de la energía refleje los Costos Variables de operación. Esta exigencia se ha eliminado en el ajuste de la Ley, lo que es coherente con los cambios introducidos en el Artículo 74.

4.2.2. El ajuste propuesto a las reglas comerciales es :

- a) eliminar los requerimientos referidos a que los precios de la energía de los contratos del Comprador Principal debían reflejar para las unidades térmicas su Costo Variable.

4.3. Costo Reconocido por compra en bloque:

4.3.1. El Artículo 112 establece la metodología para definir el costo de los contratos que es autorizado a trasladar a tarifas.

4.3.2. En los cambios realizados a la Ley se establece que los costos mayoristas que surgen de los contratos para los clientes de Distribuidores se trasladan a tarifas. Siendo el ERSP el responsable de vigilar la competencia y vigilar por los clientes finales, las reglas comerciales propuestas establecen que los contratos de Distribuidores deben cumplir con la reglamentación que a los efectos establezca el ERSP para su autorización y traslado a tarifas.

4.3.3. Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones.

- a) Como el precio de la energía de los contratos de Distribuidores (incluyendo los del Comprador Principal) se trasladan a las tarifas de sus clientes y los contratos son tales que el comprador (en este caso de hecho los clientes de las empresas de distribución) compra una determinada energía al precio de la energía establecido en el contrato, el costo del abastecimiento del comprador no está afectado por el desarrollo futuro del Mercado ni los precios en el Mercado Ocasional durante el periodo de vigencia del contrato.
- b) Esto es consistente con el objeto de los contratos, o sea ser herramientas para estabilizar precios y establecer compromisos a futuros.
- c) En los mercados eléctricos en que se ha logrado un Mercado de Contratos "maduro", los contratos se sofistican con el tiempo, en la medida que los agentes aprenden y mejoran su gestión comercial, para ajustarse a las necesidades de ambas partes y encontrar la mejor manera de compartir el riesgo de precios. Esto, que sólo es posible en la medida que las metodologías de contratación puedan ser flexibles, ha llevado a que el precio de la energía no sea un dato constante en un contrato sino que es variable en el tiempo y con las condiciones en el Mercado. Como resultado el Mercado de Contratos es eficiente, y refleja en cierto modo la evolución de la competencia en el Mercado y los cambios en sus precios.

4.3.4. En el periodo de transición a la competencia suele ser conveniente proteger a los clientes de Distribuidores ante la falta de un Mercado con diversidad de oferta. Esta situación, que se presentan en muchos mercados eléctricos al momento de su puesta en marcha, queda resuelta en el Mercado Mayorista de Panamá en un primer periodo por la existencia del Comprador Principal y por los contratos iniciales que se establezcan.

4.3.5. Para los contratos posteriores, consideramos como más conveniente establecer un procedimiento del ERSP para autorizar contratos de Distribuidores, que garantice la compra eficiente y que se traslada a tarifas la "compra económica". El requisito regulado de compra eficiente puede incluir flexibilidad en el precio de la energía.

4.3.6. Asimismo teniendo en cuenta que, en tanto surgen condiciones de competencia, existe la posibilidad que existan abusos o posición dominante de Generadores, las reglas comerciales propuestas establecen la posibilidad de que el ERSP transitoriamente autorice a un Distribuidor a no cumplir la obligación de contratar ante una condición especial debidamente justificada de falta de oferta física (cantidad) o falta de oferta económica (precios) en el Mercado de Contratos.

4.3.7. Se debe tener en cuenta que, con el tiempo, si el Mercado de Contratos madura y se desarrolla la competencia, cada agente contratará voluntariamente (aún sin existir obligación de hacerlo) por el beneficio económico que surge de contratar.

5. REQUISITOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL MERCADO.

5.1.1. La puesta en marcha del Mercado Mayorista en Panamá significará no sólo un cambio en las reglas operativas y comerciales del sector eléctrico, sino también una transformación en los usos y costumbres relativos a la operación del sistema eléctrico y al despacho de la oferta y la demanda.

5.1.2. La Ley pone en cabeza del CND la importante responsabilidad de realizar la operación integrada del sistema eléctrico con calidad y seguridad, y de ser el administrador de las transacciones comerciales del Mercado que no surgen de acuerdos libres entre partes (transacciones fuera de contratos). En consecuencia, el CND pasará de ser el responsable de la operación técnica a ser también el responsable de los cálculos que hacen al resultado comercial de cada agente. Más aún, los resultados de la operación técnica que realice el CND afectarán los resultados comerciales de los agentes.

5.1.3. En vista que el CND pertenece a la empresa de transmisión, y que dicha empresa permanecerá en manos del Estado, resulta fundamental garantizar a través de las reglas comerciales y operativas un marco claro y preciso en que deberá desarrollar sus tareas, garantizando su transparencia y objetividad. Se necesita dar confianza a los futuros inversores que el Estado no utilizará esta herramienta (un administrador del Mercado que se mantiene dentro de su ámbito) para afectar los precios (y en consecuencia tarifas) ni los resultados de los agentes del Mercado. Es por ello, que en las reglas comerciales de Panamá resulta necesario y conveniente tratar de evitar procedimientos administrativos en la definición de precios y asignación de remuneraciones y pagos, en los que el CND pueda, a través de las hipótesis u otro tipo de decisiones que deba tomar, ser visto como actuando con parcialidad.

5.1.4. En particular, el cálculo del valor del agua permite al CND "usar" el agua de los embalses para modificar los precios. En la medida que el uso del agua surja de reglas claras y detalladas, se minimizarán las posibilidades de conflicto. Se debe tener en cuenta que el manejo del agua que realice el CND afectará cuánto y cuándo venden los Generadores hidroeléctricos, pero también afectará los precios en el Mercado Ocasional y en consecuencia a todos los que compran y a todos los que venden. Las reglas comerciales propuestas establecen que las hipótesis y modelados que utilice el CND para el cálculo del valor del agua deben ser puestas en conocimiento de los agentes, para que las analicen y puedan proponer justificadamente modificaciones.

5.1.5. Del mismo modo, el modo en que realice el despacho diario el CND, incluyendo el modo en que se represente la realidad del sistema y sus restricciones y los criterios de calidad que se establezcan como obligados, definirá qué unidad genera y cual deja de generar, afectando no sólo los ingresos de los Generadores sino también cuánto le cuesta a cada cliente su consumo. Los resultados del predespacho, programas de cargas y redespachos en tiempo real deben resultar de modelos objetivos y adecuados a la realidad del sistema eléctrico en Panamá. El CND debe contar con las herramientas que garanticen su objetividad en el despacho: un modelo de despacho diario que represente el sistema y sus restricciones con el nivel de detalle necesario, del que surjan programas de carga y precios transparentes y verificables (repetibles).

4.3.6. Asimismo teniendo en cuenta que, en tanto surgen condiciones de competencia, existe la posibilidad que existan abusos o posición dominante de Generadores, las reglas comerciales propuestas establecen la posibilidad de que el ERSP transitoriamente autorice a un Distribuidor a no cumplir la obligación de contratar ante una condición especial debidamente justificada de falta de oferta física (cantidad) o falta de oferta económica (precios) en el Mercado de Contratos.

4.3.7. Se debe tener en cuenta que, con el tiempo, si el Mercado de Contratos madura y se desarrolla la competencia, cada agente contratará voluntariamente (aún sin existir obligación de hacerlo) por el beneficio económico que surge de contratar.

5. REQUISITOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL MERCADO.

5.1.1. La puesta en marcha del Mercado Mayorista en Panamá significará no sólo un cambio en las reglas operativas y comerciales del sector eléctrico, sino también una transformación en los usos y costumbres relativos a la operación del sistema eléctrico y al despacho de la oferta y la demanda.

5.1.2. La Ley pone en cabeza del CND la importante responsabilidad de realizar la operación integrada del sistema eléctrico con calidad y seguridad, y de ser el administrador de las transacciones comerciales del Mercado que no surgen de acuerdos libres entre partes (transacciones fuera de contratos). En consecuencia, el CND pasará de ser el responsable de la operación técnica a ser también el responsable de los cálculos que hacen al resultado comercial de cada agente. Más aún, los resultados de la operación técnica que realice el CND afectarán los resultados comerciales de los agentes.

5.1.3. En vista que el CND pertenece a la empresa de transmisión, y que dicha empresa permanecerá en manos del Estado, resulta fundamental garantizar a través de las reglas comerciales y operativas un marco claro y preciso en que deberá desarrollar sus tareas, garantizando su transparencia y objetividad. Se necesita dar confianza a los futuros inversores que el Estado no utilizará esta herramienta (un administrador del Mercado que se mantiene dentro de su ámbito) para afectar los precios (y en consecuencia tarifas) ni los resultados de los agentes del Mercado. Es por ello, que en las reglas comerciales de Panamá resulta necesario y conveniente tratar de evitar procedimientos administrativos en la definición de precios y asignación de remuneraciones y pagos, en los que el CND pueda, a través de las hipótesis u otro tipo de decisiones que deba tomar, ser visto como actuando con parcialidad.

5.1.4. En particular, el cálculo del valor del agua permite al CND "usar" el agua de los embalses para modificar los precios. En la medida que el uso del agua surja de reglas claras y detalladas, se minimizarán las posibilidades de conflicto. Se debe tener en cuenta que el manejo del agua que realice el CND afectará cuánto y cuándo venden los Generadores hidroeléctricos, pero también afectará los precios en el Mercado Ocasional y en consecuencia a todos los que compran y a todos los que venden. Las reglas comerciales propuestas establecen que las hipótesis y modelos que utilice el CND para el cálculo del valor del agua deben ser puestas en conocimiento de los agentes, para que las analicen y puedan proponer justificadamente modificaciones.

5.1.5. Del mismo modo, el modo en que realice el despacho diario el CND, incluyendo el modo en que se represente la realidad del sistema y sus restricciones y los criterios de calidad que se establezcan como obligados, definirá qué unidad genera y cual deja de generar, afectando no sólo los ingresos de los Generadores sino también cuánto le cuesta a cada cliente su consumo. Los resultados del predespacho, programas de cargas y redespachos en tiempo real deben resultar de modelos objetivos y adecuados a la realidad del sistema eléctrico en Panamá. El CND debe contar con las herramientas que garanticen su objetividad en el despacho: un modelo de despacho diario que represente el sistema y sus restricciones con el nivel de detalle necesario, del que surjan programas de carga y precios transparentes y verificables (repetibles).

5.1.6. Una valorización del agua, un uso de un embalse, un despacho o un cálculo de precios que pueda ser calificado por "incorrecto" por uno o más agentes dificultará el funcionamiento del Mercado y podrá llevar a conflictos que desincentiven inversiones (riesgo por falta de transparencia del CND o riesgo de verse afectados comercialmente por errores del CND).

5.1.7. Resultan entonces como requisitos primordiales para el buen funcionamiento del Mercado en Panamá que el CND :

- a) cuente con personal de nivel para la importancia de las tareas a realizar;
- b) capacite a su personal, con la suficiente anticipación, en las nuevas tareas comerciales;
- c) cuente con modelos de computo adecuados (despacho, valor del agua, etc.) y con personal capacitado en su uso.

5.1.8. Otro requisito fundamental es contar con un sistema de medición comercial (medidores de calidad en los puntos de compra y venta del Mercado), un sistema de medición en tiempo real que permita realizar el seguimiento de la operación y ajustes al despacho, así como enlaces de datos y comunicaciones que los complementen. Las mediciones que tradicionalmente tenían importancia a fines estadísticos pasan en cambio a ser la base de las transacciones comerciales, o sea la medida de cuanto se compra y cuanto se vende.

6. METODOLOGÍAS PARA LA ORGANIZACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO.

6.1. Criterios Generales.

6.1.1. Las reglas comerciales propuestas buscan definir transacciones comerciales que reflejen el cubrimiento eficiente, o sea a mínimo costo, de la demanda requerida en base a la oferta de generación y de interrumpibilidad del consumo, y dando prioridad a las restricciones vigentes, incluyendo los requisitos de calidad y confiabilidad.

6.1.2. El diseño de estas reglas tiene en cuenta la practicabilidad operativa de su aplicación dentro de la realidad física del sistema eléctrico.

6.1.3. El diseño de detalle de reglas económicas eficientes, si bien comparten los mismos objetivos económicos en los distintos Mercados Mayoristas de electricidad que se han creado en el mundo, deben desarrollarse en particular para la realidad de cada país.

6.1.4. Se resumen a continuación la organización comercial propuesta, que cumple con el marco legal previsto, las prioridades de eficiencia y transparencia establecidas, y tiene en cuenta la realidad de Panamá:

6.2. Agentes que operan en el Mercado:

6.2.1. Los agentes del Mercado Mayorista de Panamá están habilitados a vender y comprar en el Mercado de Contratos (MC) y el Mercado Ocasional. A su vez pueden realizar el cierre de sus obligaciones de potencia a través de compensaciones de potencia.

6.2.2. Los agentes que en el Mercado Mayorista de Panamá pueden producir y entregar energía eléctrica se definen como agentes Productores, y abarcan :

- a) los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores ubicados en Panamá;

- b) las empresas Generadoras o Comercializadoras de otro países, a través de interconexiones internacionales.

6.2.3. Se entiende por Generador, Autogenerador y Cogenerador a la definición incluida en la Ley.

6.2.4. Los agentes Productores :

- a) Venden, por contratos o de oportunidad, potencia, propia o contratada de terceros, y energía asociada a dicha potencia.
- b) Compran, por contratos o de oportunidad, la potencia y la energía faltante respecto de sus compromisos contratados.

6.2.5. Los agentes que en el Mercado Mayorista de Panamá representan consumo de energía eléctrica se definen como agentes Consumidores, y abarcan :

- a) los Grandes Clientes;
- b) los Distribuidores (con la intermediación del Comprador Principal en la etapa inicial);
- c) la demanda de exportación.

6.2.6. Los agentes Consumidores :

- a) Compran, por contratos o de oportunidad, su demanda de potencia y consumo de energía.
- b) Venden, por contratos o de oportunidad, la potencia y la energía sobrante (no requerida por su demanda) respecto de sus compromisos contratados.

6.3. Mercado de Contratos:

6.3.1. El Mercado de Contratos (MC) es el conjunto de transacciones de mediano y largo plazo, de potencia y/o energía, pactadas entre agentes.

- a) La contratación de la potencia corresponde a un compromiso físico, que establece la relación comercial asociada a la relación física : demanda - potencia instalada. Se realiza bajo la metodología de disponibilidad eficiente, para permitir flexibilidad al establecer obligaciones de disponibilidad que varían a lo largo del tiempo y que se adecúan a las necesidades y disposición a pagar de las partes.
- b) La contratación de la energía corresponde a un compromiso financiero que permite la estabilización del precio de la energía, y su administración en el Mercado Ocasional se realiza bajo la metodología de administración por diferencias, o sea utilizando como referencia el precio de la energía en el Mercado Ocasional.

6.3.2. El Mercado de Contratos (MC) es el ámbito donde los agentes toman sus decisiones comerciales libres, que afectarán sus egresos/ingresos por compra/venta de energía eléctrica. Para permitir su desarrollo con eficiencia, es necesario dar flexibilidad y libertad a los agentes en su elección de quién y cuánto comprar, o a quién y cuánto vender. Existe dos excepciones a regular.

- a) El Distribuidor es sólo un intermediario en la compra, y su relación con los clientes "cautivos" (o sea los clientes que están obligados a comprar del Distribuidor de su área) está regulado. Como tal, el Distribuidor debe comprar "regulado" ya que el costo de sus decisiones comerciales lo pagan sus clientes. La regulación comercial propuesta establece cuánto está obligado a comprar y las características de los contratos y modo de contratación para que compre con eficiencia.

- b) El Comprador Principal en la etapa inicial es a su vez un intermediario de los Distribuidores. Sus decisiones deben surgir del acuerdo con dichos Distribuidores, que deberán cumplir con las normas reguladas de contratación.

6.3.3. Respecto de las reglas comerciales, el ajuste a realizar abarca :

- a) permitir la existencia de Contratos de Suministro que compren/venden exclusivamente potencia, o exclusivamente energía, o combinan potencia y energía.
- b) aplicar la metodología de disponibilidad eficiente a todos los Contratos de Suministro que incluyan la venta de potencia;
- c) extender la metodología de administración por diferencias a todos los contratos de suministro que incluyan venta de energía, exceptuando los contratos tipo PPA;
- d) eliminar los requisitos al precio de la energía en los contratos del Comprador Principal;
- e) eliminar el requisito de precio de la energía igual a cero en los contratos de centrales hidroeléctricas;
- f) minimizar las restricciones a los contratos, para permitir la mayor flexibilidad posible en su diseño y que así se puedan adecuar a las necesidades particulares de cada agente y acordar entre las partes el mejor modo de compartir el riesgo de mercado.

6.4. La Potencia Firme y el Mercado de Contratos:

6.4.1. Una central hidroeléctrica tiene una disponibilidad de energía y/o potencia que depende de variables fuera del manejo del Generador : la aleatoriedad hidrológica. Es tradicional en este tipo de generación definir una energía firme, o sea la energía que puede garantizar producir la central con una determinada confiabilidad (probabilidad de excedencia). El motivo de esta definición ha sido definir una "medida del riesgo" que introduce en un parque de generación la componente hidroeléctrica, con el objetivo de compensar este riesgo con potencia de respaldo.

6.4.2. A la energía firme de una central hidroeléctrica es posible asociarle una potencia firme que mide la potencia que puede garantizar entregar y mantener durante un determinado periodo (un número preestablecido de horas) con una determinada confiabilidad (probabilidad).

6.4.3. Si el objetivo es que el Mercado de Contratos logre la existencia de la potencia necesaria para garantizar el abastecimiento de la demanda con una confiabilidad establecida, puede ser necesario establecer límites a la potencia contractable por un Generador hidroeléctrico, para que no cubra (no venda por contratos) más demanda que la que puede garantizar con una determinada "firmeza".

6.4.4. Sin embargo, no es conveniente mezclar requisitos físicos y comerciales, en la medida que ello puede distorsionar la eficiencia de los Contratos como herramientas comerciales y limitar las posibilidades de contratación. Cada agente debe ser libre de elegir el riesgo que asume, especialmente en el momento de tomar sus decisiones comerciales por acuerdo entre partes, y recibir las consecuencias de dichos riesgos.

6.4.5. Como ya se indicó, esto no es válido para el Distribuidor ya que las consecuencias de sus decisiones pasan a sus clientes regulados, que no pueden actuar en el momento de decidir el riesgo a asumir.

6.4.6. El ajuste a realizar a las reglas comerciales, abarca :

- a) clarificar el concepto de máxima potencia y energía contractable, tanto para Productores como Consumidores, y el riesgo asociado;

- b) establecer que la potencia comprada por un Distribuidor para cumplir su obligación de contratar no puede incluir potencia hidroeléctrica que no sea firme.

6.5. El Mercado Ocasional y el Despacho:

6.5.1. El Mercado Ocasional es el ámbito para la compra y venta de corto plazo de energía de oportunidad que permite despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho, los compromisos contractuales y la realidad del consumo y la generación.:

- a) El paso de cálculo para el precio y transacciones de energía en el Mercado Ocasional se define inicialmente en una hora, pudiendo el ERSP posteriormente reducir dicho periodo de justificar su conveniencia económica y viabilidad operativa.
- b) El precio de la energía se calcula ex pos. en base a la oferta real disponible, la demanda real, los Costos Variables y precios para el despacho y el nivel de reserva operativa (demanda de reserva) requerida para la calidad y seguridad de la operación.
- c) El precio de la energía se define como el costo marginal de corto plazo, y se calcula con el costo de abastecer la última unidad de demanda en el centro de carga del sistema, con la reserva necesaria para la calidad y confiabilidad pretendida. Dicho precio reflejará, de acuerdo a las condiciones de oferta y demanda : el Costo Variable aplicable al despacho térmico, o el costo de oportunidad de la oferta hidroeléctrica (valor del agua), o el precio de oportunidad de la oferta de otros países interconectados (importación de oportunidad), o el costo del riesgo de desabastecimiento.

6.5.2. La participación de la demanda en el precio de la energía se basará en su capacidad de ser flexible al precio.

- a) Un agente Consumidor queda habilitado como "interrumpible" si demuestra su "interrumpibilidad", o sea el modo en que la implementará y el modo (por ejemplo medidores) que podrá demostrar su cumplimiento.
- b) El agente Consumidor habilitado como "interrumpible" podrá (es opcional) ofertar para el despacho bloques de demanda interrumpible ante determinados precios o condiciones.
- c) Si en el predespacho resultan precios o condiciones previstas que activarían interrumpibilidad, el CND debe informar a los agentes Consumidores que correspondan para que tomen las medidas necesarias con la suficiente anticipación y estén listos para retirar esa demanda si fuera necesario el día siguiente.
- d) En la operación en tiempo real y redespachos, de resultar precios o condiciones previstas que activan interrumpibilidad a un agente que fue previsto como interrumpido en el predespacho, el CND debe requerir a dicho agente que en un plazo máximo de una hora retire la demanda que corresponde a su compromiso de interrumpibilidad ofertado.
- e) Los incumplimientos serán penalizados, con un pago y la pérdida de la habilitación como interrumpible.

6.5.3. Con respecto al tratamiento de los contratos, se debe considerar como un caso particular los contratos en que se compromete la compra de toda la energía que produce la potencia contratada, tipo PPA. El objetivo tradicional de este tipo de contratos es que el comprador es el responsable de definir cuándo requiere esa energía, o sea decidir cuándo el vendedor debe producir. Típicamente, el comprador era un monopolio integrado que incorporaba generación a través de inversiones de un tercero (el vendedor) para el cubrimiento del consumo de sus

clientes y venta a otras empresas con consumo propio. En un mercado competitivo en que el CND recibe las ofertas de Costo Variable aplicable al despacho y las acepta (despacha) centralizadamente por orden creciente de ofertas, el comprador pierde la posibilidad de decidir cuando necesita la generación de su contrato PPA salvo que él sea el responsable de realizar la oferta. En consecuencia, en las reglas comerciales propuestas para la generación comprada por contratos PPA :

- a) el agente comprador es el responsable de informar al CND el Costo Variable aplicable al despacho, o sea el costo variable a partir del cual quiere que se despache dicha generación;
- b) este Costo Variable podrá ser declarado en base al precio de la energía en el contrato.

6.5.4. Respecto de las reglas comerciales, el ajuste a realizar abarca :

- a) clarificar y completar la metodología de cálculo del precio de la energía, identificando los casos en que dicho precio supera el Costo Variable de Producción marginal térmico;
- b) definir la metodología de Costo Variable aplicable al despacho para la generación con contratos PPA;
- c) clarificar y desarrollar la participación en los precios de las unidades falla (o sea del riesgo de desabastecimiento);
- d) definir la participación del requerimiento de reserva operativa en el cálculo del precio de la energía;
- e) clarificar y desarrollar la participación de la demanda (interrumpibilidad);
- f) ajustar las metodologías de administración de la energía de los contratos en lo que hace a su relación con las transacciones en el Mercado Ocasional.

6.6. Compensaciones de Potencia :

6.6.1. Para los Distribuidores las transacciones de potencia se deben acordar obligatoriamente en primer lugar en el Mercado de Contratos.

6.6.2. Las Compensaciones de Potencia reflejan la compra y venta de corto plazo de faltantes y sobrantes de potencia de oportunidad:

- a) El paso de cálculo para el precio y transacciones de compensaciones de potencia se define en un día, pudiendo el ERSP posteriormente reducir dicho periodo de justificar su conveniencia económica y viabilidad operativa.
- b) El precio de la potencia está dado por el costo de oportunidad requerido por los agentes por poner a disposición la potencia firme para la garantía de suministro de la demanda de terceros.
- c) Inicialmente, dicho precio tendrá un tope regulado que resulta del Mercado de Contratos : el precio máximo de la potencia en los contratos de Distribuidores y del Comprador Principal.
- d) Posteriormente, de considerarlo conveniente en vista de los resultados que surjan de las transacciones de potencia, se podrá establecer como tope un precio representativo de la anualización de la inversión de la tecnología de punta representativa y adecuada para las condiciones de la oferta y demanda eléctrica en Panamá.

- e) Cada 4 años el ERSP analizará las condiciones que se han registrado en la compra/venta de potencia en el Mercado de Contratos y los precios en las compensaciones de potencia, así como el desarrollo de la generación y número de oferentes en el Mercado. En base a dicha información, el ERSP podrá eliminar el tope regulado de justificarlo por existencia de suficiente competencia en la oferta de potencia garantida en el Mercado Mayorista de Panamá.

6.6.3. Respecto de las reglas comerciales, el ajuste a realizar abarca :

- a) definir la metodología para determinar el precio de las compensaciones de potencia que surge del Mercado;
- b) definir la metodología de cálculo para el tope máximo regulado para dicho precio;
- c) clarificar y adecuar la metodología para la oferta y demanda en las compensaciones de potencia.

6.7. Obligaciones de Compra y de Contratar :

6.7.1. Todos los agentes Consumidores tienen la obligación de comprar la potencia requerida para el abastecimiento de su demanda, ya sea en el Mercado de Contratos o mediante transacciones por compensaciones de potencia. Dicha demanda, denominada demanda máxima de generación, incluye no sólo su requerimiento máximo de consumo, sino también las pérdidas previstas asociadas y un margen de reserva regulado de largo plazo.

6.7.2. Con respecto a los Distribuidor, se definen obligaciones especiales respecto de su demanda cautiva, o sea la demanda de los clientes no habilitados como Grandes Clientes.

- a) Los Distribuidores tiene la obligación de realizar contratos de suministro de potencia, o sea bajo la metodología de disponibilidad eficiente, que cubran la participación en su demanda cautiva en la demanda máxima de generación prevista (potencia obligada a contratar) que no esté prevista cubierta con generación propia del Distribuidor.
- b) Los Distribuidores tiene la obligación de realizar contratos de suministro de energía, a administrar en el Mercado Ocasional bajo la metodología por diferencias, que cubran su demanda prevista que no esté prevista cubierta con generación propia.
- c) Los Contratos de Suministro de Distribuidores para cumplir su obligación de contratar deben respetar las normas y criterios de eficiencia que establecen las normas comerciales y la reglamentación propia del ERSP. El ERSP verificará el cumplimiento de dichos requisitos para autorizar la compra por contratos de un Distribuidor, en vista que el Distribuidor quedará habilitado a trasladar los precios del contrato a las tarifas de sus clientes.
- d) El ERSP podrá transitoriamente habilitar el no cubrimiento de la obligación de contratar de un Distribuidor y la compra a través de compensaciones de potencia, ante condiciones extraordinarias debidamente justificadas de falta de oferta física en el Mercado de Contratos o de ofertas en dicho Mercado de Contratos no económicas (precios requeridos que no son eficientes y perjudicarían a los clientes).

6.7.3. Con respecto a los Grandes Clientes no existe obligación de contratar, siendo libres de elegir la estrategia comercial que consideren mas conveniente en cuanto a comprar la potencia y energía requerida por su demanda a través del Mercado de Contratos y/o del Mercado Ocasional y/o compensaciones de potencia.

- a) El Gran Cliente que elija comprar a nivel mayorista deberá cumplir los requisitos físicos de consumo regulados para su habilitación.

- b) Dos o más Grandes Clientes podrán agruparse para agregar demanda y comprar a través de un mismo contrato. El Contrato de Suministro deberá identificar a los agentes compradores y la participación de cada uno en la compra total del contrato.

6.7.4. Respecto de las reglas comerciales, el ajuste a realizar abarca :

- a) eliminar los requisitos al precio de la energía en los contratos del Comprador Principal;
- b) desarrollar la metodología de traslado a las tarifas de los costos de compra de los contratos autorizados por el ERSF
- c) definir la metodología de contratación de demanda agregada de varios Grandes Clientes.

6.8. Servicios:

6.8.1. El Reglamento de Operación debe definir los criterios de calidad para la operación del sistema, y el modo de determinar requerimientos técnicos y nivel de servicios auxiliares.

6.8.2. Cada Generador tiene obligación de suministrar servicios auxiliares.

- a) Para estar habilitado a un servicio auxiliar, un Generador deben cumplir los requisitos técnicos que defina el Reglamento de Operación y procedimientos o normas técnicas de detalle.
- b) El CND debe auditar su cumplimiento, pudiendo, sin preaviso, realizar pruebas para verificar que el Generador cumple con los requisitos y compromisos asociados.

6.8.3. Los Distribuidores y Grandes Clientes tienen la opción de participar en proveer servicios auxiliares en la medida que estén habilitados.

- a) Para estar habilitados a un servicio auxiliar, deben demostrar que pueden suministrarlo y que el CND puede verificar su cumplimiento.
- b) El CND debe auditar su cumplimiento, pudiendo, sin preaviso, realizar pruebas para verificar que el Generador cumple con los requisitos y compromisos asociados.

6.8.4. El agente que oferta un servicio auxiliar es remunerado en función de su disponibilidad para dicho servicio. Pierde la remuneración cuando no está disponible o no cumple las obligaciones asociadas, incluyendo el no cumplimiento de los requisitos técnicos para su habilitación.

6.8.5. Para maximizar la eficiencia del servicio auxiliar de reserva, vista la importancia del mismo en el mantenimiento de la calidad y seguimiento de la carga, es necesario que la remuneración de la reserva la reciba el agente que la suministra.

6.8.6. Dentro de esta reserva, se diferencian distintos requerimientos que hacen a la calidad operativa de corto plazo (cada hora) y la confiabilidad del sistema con una visión de más largo plazo (un año).

- a) La reserva operativa es la que se requiere a lo largo de cada hora para el seguimiento de los apartamientos normales de la generación y la demanda, así como para contingencias en equipamiento de generación y transmisión.
- b) La reserva de largo plazo es la que se requiere para contar con la suficiente anticipación con respaldo para condiciones extraordinarias que tienen permanencia (por ejemplo, una condición de hidrología seca).

6.8.7. El ajuste a realizar a las reglas comerciales abarca :

- a) Desarrollar y clarificar los requisitos de servicios auxiliares de reserva;
- b) Desarrollar y clarificar la participación de la demanda en los servicios auxiliares de reserva;
- c) Definir las transacciones asociadas a reserva de corto plazo (operativa);
- d) Definir las transacciones asociadas a reserva de Largo Plazo.

6.9. Pérdidas:

6.9.1. El costo económico de las pérdidas de energía refleja las pérdidas medidas valoradas al precio de la energía del Mercado Ocasional, y garantiza el cierre de las operaciones comerciales en dicho mercado.

6.9.2. Los factores medios de pérdidas serán calculados e informados al CND por la empresa de transmisión.

- a) Inicialmente, se calcularán factores medios de pérdidas para que punto en que toma un agente Consumidor pudiendo posteriormente adoptarse otra modalidad de cálculo.
- b) Los factores se pueden calcular por grupo de nodos o en cada nodo. En caso que el cálculo se haga por área (un grupo de nodos) a cada nodo se asigna el factor de pérdidas del área al que pertenece.
- c) Los factores se calculan para períodos característicos de una o más horas, representativo de configuraciones típicas.

6.9.3. El costo económico de las pérdidas se reparte entre los agentes Consumidores en función de su factor de pérdidas medias.

6.9.4. En las transacciones de potencia, tanto en el Mercado de Contratos como en las compensaciones de potencia, las pérdidas de potencia serán incluidas como demanda adicional.

6.10. Traslado de costos mayoristas a tarifas:

6.10.1. Se mantienen la misma metodología comercial.

7. METODOLOGÍA PARA EL PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.

7.1. Conceptos Generales.

7.1.1. El precio horario de la energía en el Mercado Ocasional debe reflejar el costo marginal de corto plazo de operación. La implementación práctica de esta definición permite distintos procedimientos de cálculo, con un mayor o menor grado de sofisticación. Como se indicó anteriormente, el objetivo es definir reglas comerciales que produzcan señales económicas simples y claras, evitando complejidades que no se justifiquen.

7.1.2. Para que la metodología para el cálculo del precio de la energía sea eficiente debe existir un equilibrio entre la teoría (por ejemplo variables y detalle a incluir como Costo Variable de

operación, la asignación entre los agentes de los costos asociados al Transporte resultantes de las pérdidas y de las restricciones, etc.) y la realidad práctica.

7.1.3. La metodología de cálculo del precio de la energía tiene el objetivo prioritario de producir señales económicas que reflejen el costo económico de abastecer, pero manteniendo la compatibilidad con los otros requisitos a cumplir por las señales económicas del Mercado.

- a) Minimizar el costo asociado al cálculo del precio y las transacciones de energía. Las metodologías deben ser tales que el incremento en el costo del cálculo de dicho precio (sistemas de medición, organización de la información y modelos computacionales de cálculo, etc.) y en el costo de la transacción para los Grandes Clientes (tipos de medidores) debe justificarse económicamente no sólo a nivel operativo sino también en un incremento significativo en la eficiencia de las señales de precios en lo que hace al desarrollo del Mercado.
- b) Predictibilidad y simplicidad. Para que los agentes tomen decisiones económicas, no sólo deben recibir las señales correctas en los ingresos que reciben del mercado, sino también deben poder predecirlas con anticipación. Por otra parte, la transparencia del Mercado y, como consecuencia, la mayor disposición a invertir por inversores privados, requiere de reglas simples. Nuevamente, las metodologías comerciales deben ser tales que todo incremento en la complejidad de cálculo se justifique económicamente ante la realidad operativa y produzca una mejora significativa en el desarrollo previsto del Mercado.

7.1.4. La realidad física de un sistema eléctrico (definida por las características de la red, las restricciones de Transporte, los criterios de calidad y confiabilidad, la ubicación relativa de oferta y demanda, las necesidades de generación obligada, etc.) es la variable fundamental a tener en cuenta en la definición de las metodologías para el cálculo de los precios, especialmente en la energía en el procedimiento de detalle para el cálculo del costo marginal de corto plazo. En particular en el caso de Panamá es necesario tener en cuenta el papel que juegan en el abastecimiento las centrales hidroeléctricas y la política a aplicar en su desarrollo futuro, a nivel nacional y regional.

7.1.5. Se describen las reglas comerciales para el cálculo del precio de la energía en el Mercado Ocasional de Panamá y su justificación.

7.2. Ofertas de Costo Variable aplicable al despacho:

7.2.1. Para el cálculo del precio de la energía en el Mercado Ocasional se utilizarán las ofertas de Costo Variable aplicable al despacho, o sea los mismos costos con que se realiza la optimización del despacho.

- a) Para las unidades térmicas de Agentes Productores nacionales, el Costo Variable ofertado por el Generador, salvo las unidades comprometidas en contratos PPA en que el Costo Variable será ofertado por el agente comprador dentro del contrato.
- b) Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse de Agentes Productores nacionales, el valor del agua.
- c) Para las ofertas de importación de ocasión, el precio ofertado en la interconexión.

7.2.2. El valor del agua para cada central hidroeléctrica representa el costo económico futuro de reemplazo, que permite la optimización del uso y ubicación en el tiempo del agua embalsada. Se obtiene a partir del siguiente procedimiento.

- a) Inicialmente, el valor del agua lo calcula el CND, a partir de modelos autorizados. El CND debe acordar el modelado de las cuencas y restricciones hidráulicas con los correspondientes Generadores hidroeléctricos. Los agentes proponen al CND datos, restricciones e hipótesis a utilizar. El CND desarrolla la base de datos a utilizar, en base a proyecciones propias y la información suministrada por los agentes. El CND debe informar a los agentes los datos a utilizar y su justificación.
- b) Posteriormente, en la medida que el Generador hidroeléctrico no tenga posición dominante y/o pueda manipular precios, se permitirá que participe más activamente con el CND en el cálculo del valor del agua de sus embalses.

7.2.3. El valor del agua podrá resultar mayor que el máximo Costo Variable térmico en la medida que, de acuerdo a las condiciones existentes en el mercado, el costo de oportunidad del agua incluya riesgo de desabastecimiento, actual o futuro. En consecuencia, cuando en estas condiciones el valor del agua margine y fije precio, para las unidades térmicas la remuneración por energía incluirá un adicional que recupera parte de sus costos fijos.

7.2.4. Las ofertas de importación reflejarán las condiciones de otros mercados. Si el precio ofertado resulta mayor que los Costos Variables de las unidades térmicas de Panamá, sólo será aceptada en condiciones críticas de máxima requerimiento de generación térmica. En esta condición de escasez, el precio de la importación aceptada reflejará la condición de faltante y podrá superar el Costo Variable de todas las unidades térmicas de Panamá y al marginar (fijar el precio) permitirá a las unidades térmicas recuperar costos fijos.

7.3. Unidades Falla:

7.3.1. En Mercados en que los Generadores deben ofertar costos y no precios, es necesario introducir en el cálculo del precio de la energía variables adicionales que permitan dar mayor eficiencia a la señal económica, incrementando el precio ante condiciones de escasez en la oferta. De lo contrario, el precio de la energía se mantendría fijo a partir de requerir el despacho la unidad térmica más cara.

7.3.2. Como se indicó, esto se logra en parte a través del valor del agua y el precio ofertado por la importación de oportunidad. Sin embargo, puede ser no suficiente ante condiciones extremas, de desabastecimiento o condiciones muy próximas al desabastecimiento.

7.3.3. Existen distintas medidas del costo de falla a incorporar al precio de la energía.

- a) Riesgo de desabastecimiento de mediano y largo plazo : medido en el valor del agua y costos de oportunidad de otros mercados.
- b) Riesgo de falla por falta de reserva horaria : pérdida de calidad ante un incremento en la probabilidad de cortes al suministro por falta de un nivel adecuado de reserva.
- c) Déficit real : racionamiento forzado al suministro.

7.3.4. Para dar mayor eficiencia y valor económico al precio de la energía, se propone un mecanismo artificial, simulando el precio de la escasez (costos de racionamiento y costo de riesgo de desabastecimiento por falta de reserva) a través de agregar a la oferta en el despacho para el cálculo del precio de la energía unidades falla con un Costo Variable aplicable al despacho relacionado con el costo de la energía no suministrada.

- a) Se agregan cuatro o más unidades falla, cada una representando un nivel de energía no suministrada creciente : un primer nivel por pérdida de calidad (reserva), un segundo nivel de retiro voluntario de demanda (flexibilidad), dos o más escalones de racionamiento.

- b) A cada unidad falla se le asigna una "potencia máxima generable" igual al nivel de desabastecimiento que representa, definido como un porcentaje de la demanda. Cada unidad resulta con un porcentaje creciente, con la última igual al 100%.
- c) A cada unidad falla se le asigna un Costo Variable aplicable al despacho relacionado con el costo de la energía no suministrada o costo de falla, y el nivel de desabastecimiento o riesgo de desabastecimiento que representa. Cada unidad refleja el costo de niveles crecientes de racionamiento, o riesgo de racionamiento, con la última unidad con un costo igual al costo de falla.

7.4. Participación de la demanda:

7.4.1. En la medida que exista consumo que pueda administrar tomar más o menos del mercado, la demanda deja de ser un dato fijo para el despacho sino que es una variable dinámica que puede variar con el precio del Mercado.

7.4.2. Para que un mercado sea eficiente es necesario incorporar a la oferta la demanda, ya que la interrupción del consumo puede ser utilizada como una generación negativa. La implementación de reglas comerciales para la participación de la demanda necesita tener en cuenta que en general el consumo no responde (no varía) ante señales de muy corto plazo y necesita conocer con la suficiente anticipación las condiciones y precios previstos.

7.4.3. El consumidor que es flexible, o sea que puede administrar un menor consumo de serie requerido, participa activamente en el mercado fijando de modo indirecto el precio en periodos de escasez con el precio máximo al que están dispuestos a consumir. El retiro de parte o todo su consumo logra reducir el precio del Mercado. De este modo el precio del mercado surge no sólo de la disponibilidad de generación y sus precios (Costos Variables aplicable al despacho y costos de oportunidad ofertados), sino también de la flexibilidad de la demanda y sus precios (precio a partir del cual no está dispuesto consumir).

7.4.4. Los tiempos de respuesta de dicha interrumpibilidad, o retiro voluntario de demanda, son los que limitan su grado de participación posible. La metodología propuesta considera un día de anticipación.

- a) Un Distribuidor o Gran Cliente es habilitado como "interrumpible" por el CND en la medida que demuestre que es posible realizar la interrupción (reducir voluntariamente su demanda) y que es posible verificar posteriormente su cumplimiento.
- b) El agente Consumidor habilitado como interrumpible puede ofertar disposición a retirar consumo ante determinados precios previstos en el Mercado Ocasional.
- c) Cada oferta de interrumpibilidad puede discriminar uno o más bloques de energía con un precio asociado.
- d) En el predespacho, el CND debe comparar los precios que resultan previstos en el Mercado Ocasional con los precios de interrumpibilidad ofertados, y determinar la demanda previstas a requerir retirar del Mercado el día siguiente.
- e) El CND debe informar a los agentes Consumidores involucrados la interrumpibilidad prevista (reducción voluntaria de demanda y precios previstos en el predespacho), para que conozcan las condiciones con la suficiente anticipación y estén listos para realizar la interrupción de ser requerida por el CND. Todas las interrumpibilidades informadas serán consideradas como reserva operativa, de cumplimiento comprometido para el día siguiente. De mejorar las condiciones y reducirse el precio de la energía, el CND deberá informar a los agentes Consumidores que se puede reponer el consumo que se retiró del Mercado.

- f) En la operación real, de verificarse las condiciones previstas en el predespacho, el CND debe requerir el retiro de las interrumpibilidades comprometidas, que se deberán realizar en un plazo menor que una hora.
- g) Con los datos ex pos el CND deberá verificar el cumplimiento de cada interrumpibilidad requerida. Será remunerada como reserva operativa en la medida que cumpla durante todo el día el compromiso acordado.

7.4.5. La exportación de oportunidad es considerada como demanda flexible (interrumpible) de corto plazo, con un tiempo de respuesta de una hora sin preaviso el día anterior.

7.5. Precio de la energía en el Mercado Ocasional:

7.5.1. El precio de la energía en el Mercado Ocasional se calcula en base al Costo Variable térmico aplicable al despacho de la oferta, el valor del agua, el precio de las ofertas de importación y el costo de las unidades falla que resultan del Costo de Falla regulado por el ERSP.

7.5.2. El precio estará afectado por la interrumpibilidad de la demanda, de resultar aceptadas en el predespacho ofertas de interrumpibilidad de agentes Consumidores, ya que la demanda se reduce antes que el precio supere determinados valores.

7.5.3. El precio está dado por el costo marginal de corto plazo de generación, calculado con el costo variable requerido para el cubrimiento de la última unidad de demanda en el mercado (o sea el consumo que no se retira voluntariamente) en el centro de carga del sistema con un despacho económico sin restricciones de transmisión que da prioridad a los requerimientos de reserva para servicios de respaldo. Este despacho se denomina despacho de precio.

7.5.4. En consecuencia, resultan dos despachos.

- a) Un despacho de precio, que refleja condiciones ideales en la red con un sistema de Transporte que no impone restricciones al despacho económico. Este despacho permite identificar las unidades económicas, o sea las que resultarían convocadas a cubrir la demanda que no se retira, cumpliendo prioritariamente los requerimientos de calidad de reserva.
- b) Un despacho de carga, teniendo en cuenta todas las restricciones que afectan la operación de la red eléctrica. Este despacho permite determinar los programas de carga para cada grupo y central, identificar la generación que resulta obligada por restricciones, establecer las ofertas de interrumpibilidad previstas y, de ser necesario, los programas de racionamiento forzado.

7.5.5. Para el despacho de precio, en caso de condiciones de racionamiento, se utiliza como demanda el valor total previsto que no se retira voluntariamente. La demanda que resulte asignada en el despacho a las unidades falla permite identificar el racionamiento a aplicar.

7.5.6. El despacho de precio determina la última unidad requerida (la más cara entre las ofertas aceptadas) para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda que no se retira voluntariamente más la reserva rodante pretendida por los requerimientos de calidad. Esta última unidad requerida (aceptada) podrá ser una unidad térmica, una central hidroeléctrica, una importación de oportunidad o una unidad falla. El Costo Variable aplicable al despacho de la unidad más cara requerida define el precio de la energía.

7.5.7. En los casos en que la unidad que fija el precio sea una central hidroeléctrica con un valor del agua que incluye riesgo de falla, o una importación de oportunidad con precios superiores a los Costos Variables de las unidades térmicas, o una unidad falla, la remuneración de la energía para las unidades térmicas será mayor que el Costo Variable y permitirá el cubrimiento de costos fijos.

7.5.8. En los casos en que surja una condición de emergencia o racionamiento o falta de reserva, el precio quedará definido por una unidad falla.

7.5.9. Al realizar cada día el predespacho del día siguiente, el CND debe calcular e informar los precios de la energía previstos ex ante, con el propósito de suministrar información indicativa que permita a los agentes ajustar, de ser posible, a la realidad prevista su oferta o demanda real del día siguiente. También debe informar los programas de generación y las ofertas de interrumpibilidad programadas, para que los agentes tomen las medidas necesarias con la suficiente anticipación para cumplir con el compromiso asociado al predespacho.

7.5.10. Para cada grupo o central, toda energía que resulta requerida en la realidad a pesar de no ser económica, o sea que está generando y no resulta requerida por el despacho de precio, se considera una máquina obligada y recibe en compensación la diferencia entre su Costo Variable aplicable al despacho y el precio horario de la energía.

7.5.11. Cada día el CND calcula ex pos los precios y, para mantener la transparencia del Mercado, informa a los agentes las ofertas, las restricciones activas que afectaron el despacho, y los precios del Mercado Ocasional.

8. METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA RESERVA.

8.1. Criterios Generales:

8.1.1. Para producir señales económicas claras y resultados económicos adecuados, las reglas comerciales deben diferenciar dos conceptos distintos:

- a) de ser necesario, la implementación de una remuneración adicional por capacidad, para que el conjunto de unidades requeridas para el abastecimiento cubran sus costos fijos;
- b) la implementación de un pago explícito a determinadas máquinas, para garantizar que exista el nivel de reserva pretendido.

8.1.2. La remuneración de la reserva se define como un cargo asociado a los servicios auxiliares, ya que dicha reserva está dirigida a la calidad del abastecimiento de la demanda en su conjunto. Con el objetivo que la señal económica sea correcta e incentive disponibilidad y eficiencia, se paga reserva a aquellas unidades generadoras o consumos que la suministran y que asumen ex ante el compromiso de disponibilidad para ello.

8.2. Reserva de Largo Plazo:

8.2.1. En sistemas hidrotérmicos suele considerarse necesario contar con capacidad de respaldo para cubrir los faltantes ante periodos secos en que disminuye la oferta hidroeléctrica.

8.2.2. La garantía de suministro de un mercado surge de la existencia de potencia instalada que asume un compromiso de disponibilidad para el abastecimiento de la demanda. En el caso de las reglas propuestas para el mercado de Panamá, este compromiso puede surgir de acuerdo libre entre partes en el Mercado de Contratos o a través de aportar al servicio de reserva de largo plazo.

8.2.3. Se denomina reserva de largo plazo a la potencia requerida como respaldo para garantizar el cubrimiento de la demanda con una determinada confiabilidad ante condiciones extraordinarias de baja oferta hidroeléctrica. El respaldo de potencia necesario se determina en base a la demanda prevista, nivel de pérdidas previstas y el nivel de reserva para confiabilidad previsto. El nivel de requerimiento del correspondiente Servicio Auxiliar se determina teniendo en cuenta el requerimiento de demanda y la parte de su cubrimiento que se ha realizado a través de compromisos en el Mercado de Contratos.

8.2.4. Inicialmente, todos los agentes Consumidores están obligados a comprar a través del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo el requerimiento de demanda de generación que no cubre por sí mediante la contratación de potencia.

8.2.5. Los Grandes Clientes que hayan comprado a nivel mayorista (como agentes del Mercado) durante un periodo consecutivo no inferior a 24 meses serán libres de elegir de comprar o no reserva de largo plazo. Tendrá tres opciones : no pidiendo el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo, o declarando un precio máximo a partir del cual no están dispuestos a comprar el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo para su garantía de suministro, o requiriendo dicha reserva independientemente de su precio .

8.2.6. Los criterios de confiabilidad deben ser regulados ex ante, y reflejar la política de seguridad de abastecimiento pretendida. Inicialmente es posible adoptar los mismos criterios que se utilizaban en el planeamiento centralizado, o sea el riesgo de desabastecimiento máximo permitido (probabilidad de no cubrimiento de la demanda) con que se programaban las necesidades de nueva inversión en generación.

8.2.7. Inicialmente, se define un paso de cálculo de un mes como el periodo de requerimiento de la reserva de largo plazo. Posteriormente se podrá reducir, por ejemplo a una semana, de considerarlo más conveniente.

8.2.8. Para la confiabilidad regulada, se determina :

- a) la energía firme y potencia firme asociada de cada central hidroeléctrica;
- b) la demanda máxima prevista (inicialmente para periodos mensuales) a lo largo del año, que incluye pérdidas previstas y un porcentaje de reserva para el cubrimiento de aleatorios de demanda, exceptuando la demanda de Grandes Clientes que informan no requerir el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.

8.2.9. Los agentes Consumidores pueden cubrir con anticipación sus riesgos futuros de abastecimiento, a través de contratos de potencia que establezcan un compromiso de disponibilidad. En particular, los Distribuidores están obligados a tomar estos contratos para el cubrimiento de la demanda de sus clientes cautivos.

8.2.10. El requerimiento de potencia para la confiabilidad pretendida que no resulte cubierto con suficiente anticipación en el Mercado de Contratos, será asignado como un requisito del servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

- a) Antes de finalizar cada año, el CND verifica el cubrimiento de requerimiento de potencia de largo plazo a través del Mercado de Contratos totalizando la potencia contratada para cada periodo (mes) del año siguiente, o sea la potencia contratada con suficiente anticipación, excluyendo la potencia hidroeléctrica contratada que supere su potencia firme y la contratada por Grandes Clientes que informan no requerir el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.
- b) El CND calcula el requerimiento de Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo para cada periodo del año siguiente como la diferencia entre la demanda de potencia prevista (incluyendo pérdidas y reserva operativa) y el cubrimiento de reserva de largo plazo acordado libremente en el Mercado de Contratos.

8.2.11. Antes de la finalización de cada año, los agentes ofertan al CND libre para cubrir el requerimiento del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.

- a) Los Generadores pueden ofertar la potencia no comprometida en Contratos de Suministro ni vendida en Contratos de Reserva, indicando la disponibilidad comprometida y el precio requerido por el compromiso de disponibilidad. En el caso de generación hidroeléctrica, sólo pueden ofertar potencia calificada como firme que no está comprometida en un Contrato.
 - b) Los Distribuidores y Grandes Clientes pueden ofertar retiro de demanda con permanencia, y el precio requerido, en la medida que demuestren cómo la implementarán y cómo se podrá verificar.
 - c) Inicialmente, se establecerá un tope al precio, que es el precio máximo de la potencia en los contratos de Distribuidores y del Comprador Principal en el periodo de requerimiento.
 - d) Posteriormente se podrá definir una metodología de cálculo de dicho precio tope que refleje el costo de inversión en potencia de reserva, con una metodología similar al precio tope para las compensaciones de potencia, o incluso eliminar dicho tope.
- 8.2.12. Para cada periodo de requerimiento, el CND realiza un predespacho de reserva de largo plazo, para determinar qué ofertas aportarán este servicio y a qué precio.
- a) Se asigna la reserva de largo plazo por orden de precios ofertados crecientes.
 - b) El precio de la reserva de largo plazo será el de la última oferta aceptada (la más cara).
 - c) Las ofertas aceptadas se convierten en un compromiso de cumplimiento del agente involucrado, y no pueden ser vendidas por contratos durante el periodo en que se compromete como reserva salvo que el Generador aporte potencia (comprada o propia) en su reemplazo.
 - d) Si las ofertas son insuficientes para cubrir toda la potencia necesaria como Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo, a lo largo del año los Generadores podrán ofertar reserva adicional en la medida, pero no podrán requerir un precio mayor que el establecido en la oferta inicial.
 - e) Ante un incumplimiento el agente será penalizado con el pago de una compensación igual a potencia en reserva no suministrada valorizada al precio de la reserva de largo plazo, más la pérdida de su remuneración por reserva en el mes del incumplimiento. El monto recaudado por incumplimientos se acredita al pago del correspondiente Servicio Auxiliar.
 - f) Ante incumplimiento reiterado, será penalizado además con la inhabilitación a participar en el servicio de reserva de largo plazo en el año en curso y siguiente año.
- 8.2.13. El pago de la reserva de largo plazo se asigna a los agentes que la ocasionan.
- a) Para los agentes Consumidores, pagan por la parte de su demanda de potencia prevista que no cubre en el Mercado de Contratos.
 - b) Para los Generadores hidroeléctricos, pagan por la potencia que no es firme y que comprometen en contratos de potencia.
- 8.2.14. La potencia que surge como comprometida del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo es una reserva para la garantía de suministro compartida por los agentes que pagan por dicho servicio. Su tratamiento es similar al de un contrato de potencia con opción de compra.
- a) Ante una condición de racionamiento, la energía asociada a la potencia comprometida en el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo tiene prioridad de uso (se asigna) para los agentes que pagan por dicho servicio.

- b) La asignación se realiza en forma proporcional a la proporción de dicho servicio que paga cada agente.
- c) Actúa emulando la contratación de potencia con opción (ver definición y metodología en el punto 9.4.), con un precio de la energía (precio de ejercicio de la opción) igual al costo de la primera unidad falla, protegiendo de este modo a los agentes que reciben (y pagan) el servicio con un seguro de precios del Mercado Ocasional relacionados con el costo de racionamiento.
- d) El resultado comercial del agente que provee el servicio es que recibe una remuneración por la disponibilidad comprometida, de la que se descuenta penalidades de existir incumplimientos y compensaciones por energía cuando actúa la opción.

8.2.15. A los efectos que la reserva de largo plazo surja en lo posible del Mercado de Contratos, para los Contratos Iniciales resulta conveniente que se limite la potencia de cada contrato a potencia firme hidroeléctrica y/o potencia térmica que se pueda comprometer con seguridad su disponibilidad (o sea descontando de la potencia térmica efectiva la indisponibilidad probable). Esto permitirá identificar desde la puesta en marcha del mercado los faltantes, de existir, en reserva de largo plazo.

8.3. Reserva Operativa de Corto Plazo:

8.3.1. La reserva operativa es la reserva requerida a lo largo de cada hora para garantizar la operatividad y calidad del sistema eléctrico, permitir el seguimiento de los apartamientos en la generación y la demanda, y cubrir contingencias evitando el colapso del sistema.

8.3.2. La metodología comercial para la reserva de corto plazo (reserva operativa) se basa en un monto regulado mensual, función del precio de la energía en el Mercado Ocasional ya que éste refleja la relación entre oferta y demanda, o sea la escasez o exceso de reserva.

8.3.3. Dicho monto se asigna entre las unidades que aportan horariamente reserva y demanda que compromete interrumpibilidad en forma proporcional a la magnitud de la reserva total.

9. METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA.

9.1. Conceptos Generales.

9.1.1. En sistemas eléctricos con planificación centralizada la garantía de suministro se logra a través de especificar y regular un margen requerido de reserva por encima de la demanda de punta prevista y obligando la construcción de las plantas de generación necesarias para lograr dicha reserva. El costo de construir y mantener esta capacidad excedente en reserva se traslada a las tarifas de los usuarios.

9.1.2. Con la tendencia mundial a transformar la industria eléctrica en mercados competitivos de electricidad, se requieren desarrollar mecanismos más sofisticados para promover la inversión necesaria en generación y establecer metodologías para que el mercado permita recuperar dicha inversión.

9.1.3. En un Mercado competitivo de electricidad, el diseño de las reglas comerciales debe ser tal que dichas regulación sea sustentable en el tiempo, o sea que las metodologías de precios permitan a los Generadores económicos, entendiéndose como tal los requeridos para garantizar el abastecimiento de la demanda con un nivel de confiabilidad establecido, recuperar sus costos totales.

9.1.4. Cuando el precio de la energía en el Mercado se basa en el costo marginal de corto plazo, dicha recuperación proviene, en parte o totalmente según la unidad generadora y la metodología de cálculo del precio de la energía, de los ingresos por energía que permiten a una unidad recuperar más que sus Costos Variables cada vez que resulte generando con un Costo Variable inferior a dicho precio de la energía.

9.1.5. El diseño de las reglas comerciales de un Mercado Mayorista debe definir también el compromiso de firmeza en las ofertas de generación y los requerimientos (obligaciones, compensaciones y penalidades) de sus agentes.

9.1.6. Adicionalmente, es posible establecer una relación comercial de la potencia con el objetivo de incentivar el cubrimiento de los requerimientos de capacidad de generación para la demanda, buscando fomentar el desarrollo de un mercado que sea capaz de satisfacer la garantía de suministro. Esto se puede lograr a través de un pago explícito a la potencia, afectado por su disponibilidad (oferta)

9.1.7. Mantener un nivel de confiabilidad pretendido, puede requerir la instalación de nueva capacidad. Para satisfacer los requisitos de la unidad marginal para confiabilidad (tipo y tamaño de la unidad, tipo de combustible, etc.), un determinado tipo de tecnología puede resultar la más adaptada. En muchos casos estos requisitos llevan a que el óptimo sea una unidad térmica de punta, con bajo costo de capital y alto Costo Variable. Pero, de acuerdo a las condiciones existentes en cuanto a sistema económicamente adaptado y la forma de la curva de la demanda, una tecnología distinta a la térmica de punta puede ser la más adaptada.

a) Si existe demanda flexible, el marginal de confiabilidad puede resultar asignado al precio de la flexibilidad (el precio para reducir o interrumpir demanda).

b) Si existen unidades térmicas antiguas, ya amortizadas, pueden ser las más adaptadas y el precio de la potencia surge del costo fijo necesario para no retirarse.

9.1.8. Los efectos de la metodología que se implemente para remunerar la capacidad de generación, o sea la posible sobre instalación o subinstalación de generación, son lo suficientemente graves para el desarrollo del mercado y del sector eléctrico como para requerir un tratamiento y análisis particular en cada país. Teniendo en cuenta esto, la metodología propuesta:

a) tiene como objetivo incentivar la inversión eficiente;

b) busca producir señales económicas que reflejen las condiciones del Mercado en lo que hace a disponibilidad de capacidad de generación garantizada como firme y requerimiento de demanda firme (no interrumpible);

c) minimiza la intervención administrativa.

9.1.9. En lo que hace al diseño de la metodología de cálculo del precio de la potencia, el objetivo prioritario es producir señales económicas que reflejen la disposición a ofertar y comprar potencia firme para el cubrimiento de la demanda. En consecuencia, el precio de la potencia debe variar en función de las condiciones del Mercado, pudiendo en un extremo de sobreoferta incluso resultar cero.

9.1.10. Para que un pago a la capacidad esté justificado, los clientes finales deben recibir a cambio un compromiso de disponibilidad, o sea que el pago está relacionado con la garantía de suministro que se logra a través de no sólo suficiente capacidad instalada sino también que la misma esté disponible cuando la requiere la demanda. Se puede utilizar como dato la indisponibilidad histórica, pero es más eficiente utilizar la indisponibilidad real, de forma tal que el usuario paga lo que efectivamente recibe y al que efectivamente se lo garantiza. En efecto,

para la realidad del abastecimiento, cada hora la disponibilidad histórica no tiene ningún valor, mientras que la disponibilidad real define el producto al que puede acceder.

9.1.11. Se resumen las reglas propuestas para la remuneración de la potencia.

9.2. Ofertas de la demanda.

9.2.1. El procedimiento para determinar la necesidad de capacidad instalada, para cubrir la demanda y la reserva que garantiza confiabilidad pretendida, tiene en cuenta la interrumpibilidad de la demanda, ya que permite requerir menor cantidad de reserva de generación instalada.

9.2.2. Los agentes Compradores podrán ofertar interrumpibilidad de potencia, o sea la disposición a retirar consumo por periodos prolongados. Estas ofertas serán incorporadas a la remuneración de la reserva de largo plazo.

9.3. Remuneración de la Capacidad.

9.3.1. Existen dos modos de incentivar y compensar la inversión en capacidad de generación en mercados competitivos de electricidad.

9.3.2. Las reglas comerciales permiten que el precio de la energía aporte al cubrimiento de costos fijos, a través de la metodología de cálculo del precio de la energía que incluye adicionales al Costo Variable térmico de producción. La ventaja de esta metodología es que garantiza:

- a) que el pago lo realizan los agentes que efectivamente toman energía en periodos críticos;
- b) la remuneración la reciben los agentes que efectivamente suministran la capacidad en periodos críticos;
- c) que el pago se realiza a través de "precios altos", o sea que refleja la relación entre oferta y demanda de potencia real en el Mercado y como consecuencia es una señal eficiente a Productores y Consumidores en cuanto a sus decisiones de consumo y disponibilidad, respectivamente, mejora el cubrimiento de los costos totales a las unidades que operan en las horas de punta, incentivando inversión en generación de punta y la disponibilidad en las horas de máximo requerimiento de la demanda..

9.3.3. En el caso de las reglas propuestas para el Mercado Mayorista de Panamá, como ya se indicó, el precio de la energía incluye implícitamente en determinados casos un cubrimiento de costos fijos :

- a) cuando el valor del agua sanciona precio y dicho valor del agua incluye en su cálculo el costo por riesgo de desabastecimiento;
- b) cuando existe falta de reserva y/o condición de déficit para cubrir el abastecimiento, en que el precio de la energía se calcula con la unidad falla;
- c) cuando existen condición de faltantes o riesgo de faltantes y se acepta importación Spot con precio superior al Costo Variable térmico en Panamá.

9.3.4. Se propone definir además reglas comerciales con una remuneración explícita de la potencia. Sin embargo, resulta difícil a través de un procedimiento de cálculo ex ante establecer una asignación correcta de la remuneración de la potencia instalada, o sea definir técnica y económicamente qué unidad tiene el "derecho" de que se le reduzca el riesgo de precios del Mercado. En consecuencia, las reglas comerciales propuestas utilizan como criterio de asignación las condiciones reales que resultan en el mercado.

9.3.5. La base de la metodología de remuneración de la potencia es que cada agente debe demostrar con "**suficiente anticipación**" que cuenta con una "**adecuada**" **capacidad de generación** instalada a su disposición para cubrir el requerimiento de su demanda de punta, con el nivel pretendido de reserva.

9.3.6. En el caso de las reglas propuestas para Panamá se definen dos plazos en cuanto a la anticipación.

- a) En el mediano y largo plazo, mediante la compra/venta del requerimiento de demanda de potencia previsto, a través de Contratos de Suministro. Es una transacción comercial en que los vendedores son agentes Productores y los compradores los agentes Consumidores.
- b) En el corto plazo (un día), mediante la obligación de comprar la potencia requerida para el cubrimiento de la demanda de punta real que se registra cada día. Dicha obligación se puede cubrir a través del Mercado de Contratos o de compensaciones de potencia.

9.4. Metodología de Contratación de potencia (Largo y Mediano Plazo).

9.4.1. El cumplimiento de este requisito es sólo obligación del Distribuidor para la demanda de sus clientes que no cumplen los requerimientos que habilitan al Gran Cliente (clientes cautivos).

9.4.2. El cubrimiento de la potencia de mediano y largo plazo se realiza a través de Contratos de Suministro, en que la potencia se compromete bajo la metodología de disponibilidad eficiente. En consecuencia, la asignación (qué unidades cobran potencia) y la remuneración correspondiente (a qué precio) surge del Mercado.

9.4.3. Cada agente Consumidor tiene la libertad de contratar la potencia que considere conveniente, excepto el Distribuidor que tiene la obligación de contratar hasta un máximo dado por su participación en la demanda de generación pico mensual prevista, incluyendo pérdidas previstas y reserva por confiabilidad (nivel regulado).

9.4.4. Antes del comienzo de cada año, cada Distribuidor tiene la obligación de contratar para el siguiente año la participación prevista en la demanda máxima de generación de sus clientes cautivos que no prevé cubrir con generación propia.

9.4.5. Cada agente Productor no puede comprometer en sus contratos más potencia que la que tiene instalada o compromete instalar.

9.4.6. Se define la potencia firme como un atributo de una unidad generadora o central que mide la potencia que es capaz de garantizar en condiciones reguladas de máximo requerimiento y que el Generador está dispuesto a comprometer.

9.4.7. Para las centrales hidroeléctricas y eólicas la potencia firme queda definida con la potencia que puede garantizar para el cubrimiento de los requerimientos de potencia con una probabilidad de excedencia definida durante un periodo establecido de permanencia (periodo de requerimiento previsto para el sistema). La metodología regulada de cálculo deberá tener en cuenta:

- a) la aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos, que representa la disponibilidad de combustibles;
- b) para las hidroeléctricas, las características del embalse, de existir, y su capacidad de regulación;
- c) las características de la central;

- d) para las hidroeléctricas, la topología de otras centrales ubicadas sobre la misma cuenca, de existir, que afectan los caudales entrantes y/o capacidad de generación de la central. (en el caso de centrales encadenadas)

9.4.8. Para las unidades térmicas la potencia firme queda definida con las características técnicas de la unidad y el compromiso de disponibilidad que asume el Productor. La metodología de cálculo tiene en cuenta :

- a) la potencia máxima efectiva que puede entregar;
- b) la disponibilidad técnica que ofrece comprometer, que puede ser variable a lo largo del año.

9.4.9. Un Generador térmico que compromete en su contrato el 100 % de disponibilidad podrá contratar la totalidad de su potencia. Sin embargo, el riesgo de este compromiso tendrá un costo asociado alto dado por los pagos que deberá realizar en caso de incumplimientos : las penalidades del contrato y las compensaciones por potencia. Para que los agentes Consumidores cuente con la información necesaria para evaluar su riesgo al tomar sus decisiones comerciales, el CND deberá poner en conocimiento la calidad (nivel de disponibilidad) de la oferta de potencia de los Generadores.

- a) El CND deberá llevar los registros de indisponibilidad de cada unidad térmica e incluir dicha información, discriminada por grupo y por agente Productor, en los informes para conocimiento de los agentes.
- b) El CND deberá realizar el seguimiento de los incumplimientos a los compromisos contratados de potencia de cada Generador.
- c) Para un Generador ante incumplimientos reiterados en un año, salvo contingencias extraordinarias debidamente justificadas, se limitará su máxima potencia contractable no permitiéndole para los dos años subsiguientes comprometer una disponibilidad superior a la disponibilidad histórica verificada en el año en que se registró el incumplimiento reiterado.

9.4.10. Esta metodología permite dar flexibilidad a la contratación de potencia, establecer transitorios hacia la competencia, y que los resultados en cuanto remuneración de la potencia, tanto en cantidad, asignación como precio, surjan del propio Mercado e incentiven eficiencia en la disponibilidad de potencia.

- a) La asignación de la capacidad, surge del Mercado de Contratos, o sea del Productor con disposición de comprometer potencia para la garantía de suministro a un precio competitivo dentro de la realidad de la oferta de capacidad en el Mercado.
- b) El precio de la potencia refleja la realidad de las condiciones de oferta y demanda en el Mercado de Contratos, o sea que no es un valor regulado mediante un procedimiento sino que surge de acuerdo entre partes, las condiciones de competencia existentes en el Mercado y la disposición a invertir (en nueva generación y en mantenimiento de las unidades existentes).
- c) Las obligaciones del agente Productor en cuanto a disponibilidad y penalidades surge también de acuerdo entre partes. La metodología regulada de contratación por disponibilidad eficiente permite diseñar contratos con señales económicas que incentivan la disponibilidad que requiere el comprador. Resulta así que existe una herramienta flexible que se adapta a las necesidades propias de cada agente Consumidor.
- d) El resultado comercial, o sea la transacción mensual asociada al contrato, está afectada por los incumplimientos, tanto a nivel de régimen de disponibilidad y penalizaciones establecidos en el contrato como en lo que hace a transacciones por

compensaciones de potencia. Esto garantiza la existencia de señales económicas que incentivan la garantía de suministro de cada día.

9.4.11. El agente Consumidor adquiere el derecho de uso de la potencia que contrata.

- a) Puede vender potencia de oportunidad cuando tiene excedentes respecto su abastecimiento.
- b) El agente que cubre su garantía de abastecimiento con potencia contratada para la garantía de otro agente, debe pagar una compensación por dicho uso.

9.4.12. Al contratar potencia el agente Consumidor logra una garantía de suministro dedicada, ajustada a necesidades propias.

- a) Adquiere la prioridad de uso de la energía asociada ante una condición de racionamiento.

9.4.13. El contrato de potencia puede incluir como una opción, o sea un seguro de precio máximo por energía, con un precio de la energía a partir del cual se activa dicha opción (precio de ejercicio de la opción).

- a) Cada hora en que el precio en el Mercado Ocasional supera el precio de la energía establecido en el contrato, se activa la opción y el vendedor paga una compensación al comprador igual a la energía horaria correspondiente a la potencia contratada valorizada a la diferencia entre el precio en el Mercado Ocasional y el precio de la energía en el contrato.
- b) El resultado comercial del agente que es la parte compradora es igual al pago por la disponibilidad de potencia contratada menos los créditos que surjan por penalidades ante incumplimientos y por compensaciones de la energía cuando se activa la opción.

9.5. Metodología de Compensaciones de potencia (Corto Plazo).

9.5.1. La necesidad de diferenciar la potencia hidroeléctrica de la térmica surge solamente cuando se utiliza un horizonte de mediano y largo plazo, debido a que se debe tener en cuenta el riesgo del aleatorio hidráulico. En la operación diaria, la única diferenciación que existe es la potencia es entre la que está disponible y aquella que no lo está. En la realidad de cada día, la potencia firme operativa es la potencia que puede efectivamente cubrir el abastecimiento, o sea la potencia que está disponible, que se puede producir y entregar.

9.5.2. El requisito de contar con potencia disponible para cubrir cada día el abastecimiento de la demanda en el periodo de punta es obligación de cada agente Consumidor.

9.5.3. El cubrimiento de la potencia de corto plazo se realiza a través de :

- a) Contratos de Suministro, en que la potencia se compromete bajo la metodología de disponibilidad eficiente;
- b) compensación de potencia para los faltantes y sobrantes.

9.5.4. Se define un valor de referencia de la potencia de punta.

- a) Inicialmente se define con el precio máximo de la potencia en los contratos de Distribuidores y del Comprador Principal vigentes en dicho día.

- b) Posteriormente, de considerarlo más representativo, se podrá definir en base al costo fijo de una unidad de punta adaptada económicamente a las características de la oferta y la demanda en Panamá. Las características técnicas de dicha unidad y los datos a utilizar para la valorización de los costos de capital, deben ser autorizadas por el ERSF.

9.5.5. La metodología para las compensaciones de potencia busca incentivar que la potencia esté disponible cuando la necesita la demanda, a través de producir una señal económica.

- a) Promover la disponibilidad del parque cuando la demanda lo requiera y la ubicación eficiente de los mantenimientos.
- b) Incentivar el mantenimiento adecuado de las plantas de generación, minimizando el número de fallas y reduciendo el tiempo de reposición ante fallas.

9.5.6. Los faltantes de potencia pueden surgir de :

- a) demanda de un agente Consumidor que no cuenta con respaldo de potencia a través de Contratos de Suministro;
- b) indisponibilidad en un Contrato de Suministro que no permite al Generador cubrir el requerimiento de demanda asociado a dicho contrato.

9.5.7. Para cada agente cada día resulta una relación entre la potencia requerida y la potencia disponible, que refleja su balance entre requerimiento y disponibilidad. Dicho balance se calcula :

- a) Para cada agente Consumidor como la suma de la potencia contratada más la potencia comprada como Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo, menos la demanda máxima de generación (abastecimiento más pérdidas más reserva).
- b) Para cada agente Productor como su disponibilidad de potencia (incluyendo unidades propias y contratadas de terceros) menos la suma de la potencia comprometida en Contratos de Suministro y la potencia comprometida en el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.

9.5.8. Si el resultado del balance es positivo, tiene un excedente. Si por el contrario es negativo, tiene un faltante.

9.5.9. Los agentes con faltantes de potencia deben pagar una compensación por la potencia faltante, a través de compensaciones de potencia :

- a) Los vendedores son los agentes que tienen excedentes de potencia, ya sea Consumidores con excedentes contratados o Productores con potencia disponible no contratada, que pueden ofertar dicho excedente en uno o más bloques con su precio.
- b) Los compradores son los agentes que tienen faltantes respecto de sus compromisos, ya sea Consumidores con faltantes no contratados o Productores con potencia comprometida en contratos y no disponible.

9.5.10. Cada agente oferta el precio al que está dispuesto a vender excedentes de potencia.

9.5.11. La oferta se puede realizar discriminada por unidad térmica y central en caso de Productores, o por Contratos de Suministro en caso de agentes Consumidores. Inicialmente la oferta será semanal. Posteriormente, en función del desarrollo de condiciones de competencia en el Mercado, el ERSF podrá reducir el plazo de ofertas a un día.

9.5.12. Cuando un agente no presente oferta de venta, se considera que se mantiene su oferta de venta anterior. De no existir oferta anterior se considera que su oferta es igual a la oferta de venta máxima presentada por los agentes incrementada en una unidad. De no existir ninguna oferta de venta entre los agentes se asumirá que todos ofertan el precios de referencia de la potencia.

9.5.13. De acuerdo a las condiciones existentes en el Mercado y su transición hacia condiciones de competencia, se definen regulaciones que limitan las ofertas de potencia.

- a) Para los contratos realizados por el Comprador Principal, la oferta de venta de excedentes de potencia contratados debe corresponder con el precio de la potencia en el contrato.
- b) Inicialmente el precio de venta de potencia ofertado tiene un tope regulado, dado por el precio de referencia de la potencia de punta, excepto para las condiciones indicadas en el ítem anterior
- c) Cuando surjan condiciones de competencia en el Mercado, y de considerarlo conveniente para incrementar la eficiencia de las señales del Mercado, el ERSP podrá eliminar el precio tope a las ofertas de excedentes de potencia.

9.5.14. El precio en las compensaciones de potencia surge de la realidad de las condiciones de disponibilidad de oferta y requerimiento de demanda en el Mercado, tanto en cantidades físicas como en su disposición a vender o comprar medido en el precio ofertado. El precio de la potencia es el precio de corte entre las ofertas de compra y venta.

9.5.15. Esta metodología permite establecer transitorios hacia la competencia, definir precios de referencia, que los resultados en cuanto remuneración de la potencia, tanto en cantidad, asignación como precio, surja de las condiciones del Mercado, e incentive eficiencia en la disponibilidad de potencia.

- a) La asignación de la capacidad surge de la condiciones de oferta y demanda en el Mercado, o sea de las diferencias (excedentes y faltantes) entre los compromisos contratados y la disponibilidad de potencia de generación y el requerimiento real de demanda en el período de punta.
- b) Las ofertas de compra y venta surgen de las decisiones comerciales de cada agente.

10. METODOLOGÍA PARA LA ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS.

10.1. Características Generales.

10.1.1. El Mercado de Contratos es un mercado de acuerdos libres entre partes. En consecuencia, para no poner trabas a su desarrollo, es necesario minimizar su regulación y permitir que cuente con la flexibilidad necesaria para adaptarse a los cambios que vayan surgiendo en el Mercado.

10.1.2. Cada agente debería poder definir contratos tales que :

- a) las características y condiciones de compra/venta en el contrato se adecuen o aproximen a las necesidades propias;
- b) le sea posible compartir o no riesgos, y/o exigir distintos niveles de compromiso de disponibilidad, y reflejar comercialmente estos riesgos y compromisos mediante fórmulas de precios.

10.2. Tipos de Contratos:

10.2.1. 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.

10.2.2. Los contratos pueden establecer un compromiso :

- a) exclusivamente de potencia;
- b) exclusivamente de energía;
- c) de potencia y de energía asociada.

10.2.3. El Contrato que compromete potencia permite establecer condiciones de disponibilidad de potencia que se ajustan a las necesidades y requerimientos de las partes, y un régimen de precios que refleja las condiciones pactadas, pudiendo incluir para ello penalidades y/o premios. Es la herramienta comercial mediante la cual :

- a) los Agentes Compradores logran garantizar que cuentan con una potencia física de respaldo, ya que establece un compromiso de capacidad instalada y mantenida adecuadamente a disposición del que contrata;
- b) los Agentes Productores logran una remuneración estabilizada para garantizar el cubrimiento de sus costos fijos.

10.2.4. La contratación de potencia establece la prioridad de uso del agente Consumidor que compra ante condición de faltantes en el Mercado. Ante condición de racionamiento, el contrato se convierte en un compromiso físico y la energía asociada a la potencia contratada está dedicada a garantizar el suministro del comprador.

10.2.5. El contrato puede establecer una compra de potencia con una opción de compra de energía.

10.3. Contratos de Reserva:

10.3.1. Los contratos de reserva representan la posibilidad de acordar que una potencia que pertenece a un agente Productor (el vendedor dentro del contrato) pase a ser considerada comercialmente en el Mercado como si perteneciera a otro agente Productor (el comprador dentro del contrato).

10.3.2. Es la herramienta comercial mediante la cual el Agente Productor puede vender sus excedentes de potencia no contratados a otro Productor, y puede comprar faltantes de potencia para cubrir transitoriamente sus compromisos ya contratados o para realizar nuevos contratos.

10.3.3. Los contratos de reserva también son la modalidad de contratación del Comprador Principal, ya que de acuerdo a lo establecido en la Ley Eléctrica toda la energía de una unidad contratada por el Comprador Principal pertenece (es comprada) a dicho Comprador Principal. Una vez finalizado el período del Comprador Principal, sus contratos se asignarán entre los Distribuidores como Contratos de Suministro.

10.3.4. La metodología para el contrato de reserva es la siguiente :

- a) Debe establecer un compromiso de potencia con energía asociada.
- b) Toda la energía generada por la potencia contratada pertenece a la parte compradora en el contrato.
- c) Se debe informar del contrato al CND para que lo tenga en cuenta en la administración comercial del Mercado.

10.4. Contratos de Suministro:

10.4.1. El Contrato de Suministro es la herramienta comercial mediante la cual los Agentes Consumidores compran potencia para cubrir su abastecimiento y/o estabilizar su precio futuro de compra.

10.4.2. En los Contratos de Suministro, la metodología comercial establece los siguientes requisitos:

- a) Los Distribuidores deben contratar potencia bajo la modalidad de disponibilidad eficiente.
- b) En el Mercado Ocasional los contratos que comprometan energía se administrarán bajo la modalidad por diferencia.

11. METODOLOGÍA PARA LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.

11.1. Características Generales.

11.1.1. Las transacciones en el Mercado Ocasional son el medio que garantiza el cierre entre la realidad física y la realidad comercial de los contratos.

11.2. Contratos de Reserva.

11.2.1. En los Contratos de Reserva, la energía asociada a la potencia comprometida se considera perteneciente al Productor que es la parte compradora dentro del contrato. Su administración en el Mercado Ocasional será la misma que la energía generada por las unidades que pertenecen a dicho Productor comprador.

11.3. Cierre por Diferencias para Contratos de Suministro:

11.3.1. En los Contratos de Suministro que comprometan energía, el compromiso de energía puede ser explicitado de la manera que considere más conveniente para las partes: bloques horarios, porcentajes horarios del consumo, todo el consumo, etc.

11.3.2. Los contratos tipo PPA se modelan como si acuerdan un compromiso de bloques de energía iguala la energía generada por la potencia contratada.

11.3.3. El Contrato logra un beneficio financiero ya que representa para ambas partes un ingreso o egreso previsible.

- a) El Agente Productor asume el compromiso de entregar cada hora dicha energía, ya sea a través de generación de unidades propias o contratadas o a través de compras en el Mercado Ocasional.

- b) El Agente Consumidor asume el compromiso de pagar cada hora dicha energía al precio de la energía que resulta del contrato, y tomarla para consumo propio y vender los excedentes, de existir, en el Mercado Ocasional.

11.3.4. Cada hora, la relación comercial se cumple salvo que el Agente Productor no pueda cumplir su compromiso de entrega por faltantes de disponibilidad propia y falta de oferta en el Mercado Ocasional.

11.3.5. La metodología para determinar las transacciones de energía del Agente Consumidor en el Mercado Ocasional es la siguiente.

- a) Compra la energía acordada de sus Contratos de Suministro con compromiso de energía.
- b) Si su consumo real es mayor que el contratado, compra el faltante en el Mercado Ocasional.
- c) Si su consumo real es menor que el contratado, vende el excedente en el Mercado Ocasional.

11.3.6. La metodología para determinar las transacciones de energía del Agente Productor en el Mercado Ocasional es la siguiente.

- a) Vende la energía acordada a sus Contratos de Suministro.
- b) Compra la energía faltante para cubrir sus compromisos contratados de energía, de existir, en el Mercado Ocasional.
- c) Los excedentes, de existir, entre su generación real y la energía total entregada a todos sus contratos se venden en el Mercado Ocasional.

12. METODOLOGÍA PARA LOS SERVICIOS AUXILIARES.

12.1.1. Los servicios auxiliares de reserva tienen una metodología particular para su asignación y remuneración. En particular, ya se ha descrito las metodologías para la reserva operativa y reserva de largo plazo.

12.1.2. La interrumpibilidad de la demanda se considera como un aporte al servicio auxiliar de reserva.

12.1.3. Cada Distribuidor o Gran Cliente que oferta interrumpibilidad será considerado como una unidad que oferta reserva.

- a) Su habilitación estará condicionada a demostrar cómo se implementará su retiro de demanda y cómo el CND podrá verificar su cumplimiento.
- b) Su disponibilidad se considera igual a la interrumpibilidad ofertada salvo ante casos de incumplimientos (no retirar el consumo al resultar despachada la interrumpibilidad) en que se considerará que estuvo indisponible todo el mes del incumplimiento.
- c) Ante incumplimientos reiterados, pierde su habilitación a aportar al servicio auxiliar de reserva.

13. METODOLOGÍA PARA LAS PÉRDIDAS.

13.1. Precios en cada nodo :

13.1.1. Las pérdidas y restricciones de transmisión representan el costo marginal de corto plazo de transmisión. Desde un punto de vista teórico, es económicamente correcto incluir estos costos en el cálculo del precio de la energía. Sin embargo, desde el punto de vista práctico, pueden representar un incremento en la complejidad de cálculo, posibles dificultades operativas para su determinación y pérdida de simplicidad y predictibilidad, que lleven a que su uso no mejore la eficiencia del mercado.

13.1.2. En la medida que el despacho de cargas se realice con un modelo eficiente y adecuado, o sea que represente el detalle de la red incluyendo las pérdidas, las restricciones de transmisión, las restricciones operativas de las unidades generadoras y las restricciones de calidad y seguridad, el sistema se despachará y operará en forma económica. Este despacho afectará el resultado económico de los agentes e incentivará de este modo el desarrollo y comportamiento eficiente del Mercado. Como ya se indicó, un requisito fundamental para la puesta en marcha de un Mercado Mayorista es contar con herramientas de cálculos (modelos) adecuadas, en especial con un programa de despacho diario que represente correctamente todas las características significativas del sistema eléctrico.

13.1.3. La justificación de incorporar el costo marginal de transmisión a la metodología de cálculo del precio de la energía se basa en asignar en forma más justa el costo de abastecer, e incrementar la eficiencia de las señales económicas que influyen en las decisiones de los agentes, o sea influenciar la localización de nueva generación o de nuevos grandes consumos (industrias). También puede ser justificado en que da un valor económico a la necesidad de ampliaciones de transmisión, y pone en evidencia la necesidad de expansiones.

13.1.4. En un mercado eléctrico, la necesidad de incorporar o no dichos costos a la señal de precio de la energía depende de la incidencia de dichos costos, la probabilidad de saturación de una o más líneas de transmisión, y la posible flexibilidad en la localización de cada agente. Este análisis debe realizarse para el sistema eléctrico en que se implementará, para evaluar la incidencia de dicho detalle de cálculo en la eficiencia del Mercado y las posibilidades prácticas de su implementación correcta y efectiva (modelos de cálculo).

13.1.5. Se han desarrollado distintas metodologías para implementar señales a la localización asociadas a factores de pérdidas, por ejemplo utilizar factores de pérdidas por nodo o por región, utilizar factores que reflejan pérdidas marginales o pérdidas medias, utilizar factores que se calculan horariamente en función del flujo real o se fijan para determinados periodos en base a flujos típicos previstos. Se debe tener en cuenta que emplear factores de pérdidas marginales lleva a recaudar un monto superior al correspondiente al costo de las pérdidas.

13.1.6. La decisión de considerar o no los factores de pérdidas en la metodología de precio de la energía y, de decidir hacerlo, la decisión de qué metodología emplear para su cálculo depende de la realidad física de la red y de la flexibilidad de los agentes. En general se observa que una metodología sofisticada de precios nodales sólo se ha aplicado en aquellos países en que la longitud de las líneas y la distancia eléctrica entre la oferta y la demanda llevan a un nivel de pérdidas y congestión de la red de transmisión que lo justifica.

13.1.7. En el caso del parque generador de Panamá, con su componente hidráulica, no existe posible flexibilidad en la localización de las centrales hidroeléctricas. Para las unidades térmicas la localización cerca de la costa tiene una ventaja importante para el Mercado en cuanto a precio de combustibles y facilidad de acceso a las necesidades de combustibles líquidos. No existe tampoco una componente de demanda industrial muy significativa, o sea de consumos importantes que puedan ser flexibles en su localización.

13.1.8. Si además se tiene en cuenta el tamaño del país, o sea la longitud de la red, no se considera que surgirá una pérdida de eficiencia en el desarrollo del Mercado si no se incluyen factores de pérdidas en el precio de la energía en el Mercado Ocasional.

13.1.9. Por otra parte, si se desea introducir señales de localización, es posible implementar a través de las tarifas de transmisión, que no afectan el cálculo del precio de la energía señales y pueden producir señales más estables y predecibles a los agentes.

13.2. Costo de las pérdidas :

13.2.1. Las reglas comerciales propuestas calculan un único precio para el Mercado, o sea que el precio es el mismo en todos los nodos de la red salvo condiciones de fallas en la red que dividan al sistema eléctrico en más de un Mercado, cada uno con su precio.

13.2.2. Se define el costo económico de las pérdidas como el volumen mensual a recaudar para lograr el cierre en el Mercado Ocasional. Se calcula como la diferencia entre el monto a pagar a los que venden y el monto a cobrar de los que compran. Esto corresponde a valorizar las pérdidas medidas al precio medio ponderado de la energía en el Mercado Ocasional.

13.2.3. La metodología comercial para las pérdidas reparte el costo económico de las pérdidas entre los agentes Compradores en función del factor de pérdidas que informa la empresa de transmisión.

a) Inicialmente dichos factores corresponderán a pérdidas medias, calculados por nodo o grupo de nodos (áreas), para períodos característicos de las condiciones registradas en la configuración de la red.

b) Posteriormente se podrá incrementar el número de factores de pérdidas a suministrar por la empresa de transmisión, para lograr una mejor representación de las pérdidas.

14. METODOLOGÍA PARA CALCULO DE COSTOS MAYORISTAS DE DISTRIBUIDORES.

14.1. Obligación de Contratar.

14.1.1. La obligación de contratar es una manera de regular la obligación de suministro del Distribuidor hacia la demanda de sus clientes.

14.1.2. En el caso del Mercado Mayorista de Panamá, se establece la obligación de contratar a los Distribuidores, con los siguientes objetivos

a) Que el Distribuidor cuente con contratos que respalden la garantía de suministro de sus clientes. Se debe tener en cuenta que para lograr el objetivo de garantía de suministro no basta con que se contrate sino también que el diseño de dicho contrato incentive, a través de la remuneración a la potencia, la disponibilidad de la potencia contratada cuando es requerida.

b) Que estos contratos viabilicen nueva inversión en generación. Para que esta inversión sea eficiente, debe luego mantener una disponibilidad adecuada.

14.1.3. En consecuencia, para lograr los objetivos buscados, la metodología propuesta para la obligación de contratar de los Distribuidores es la siguiente :

a) Deben contratar potencia bajo la modalidad disponibilidad eficiente.

b) La contratación de energía debe estar referida a su consumo real o previsto.

- c) La potencia y la energía puede comprarse a través de contratos distintos, o con plazos distintos. Una posibilidad es contratar potencia por un período de varios años (por ejemplo cuatro o cinco años) para cubrirse del riesgo futuro de falta de potencia, y comprar energía con precios con una vigencia de un año (se renegocian cada año).
- d) La obligación de contratar está dada por el requerimiento de generación para cubrir la participación de sus clientes cautivos en la máxima demanda de generación conjunta prevista para el Mercado, que no cubra con generación propia comprometida para ello.

ANEXO A

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
REPÚBLICA DE PANAMA

**REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE
ELECTRICIDAD**

VOLUMEN II: REGLAS COMERCIALES

ABRIL 1998

Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad: Reglas Comerciales

REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

REGLAS COMERCIALES

INDICE :

1. OBJETO.....	
2. GLOSARIO.....	
2.1. DEFINICIONES.....	
2.2. NOMENCLATURAS.....	
3. ORGANIZACIÓN COMERCIAL.....	
3.1. PRODUCTOS QUE SE COMERCIALIZAN.....	
3.2. PARTICIPANTES DEL MERCADO.....	
3.3. ESTRUCTURA COMERCIAL.....	
3.4. DISTRIBUIDORES CON GENERACIÓN PROPIA.....	
3.5. AUTOGENERADORES Y COGENERADORES.....	
4. MERCADO DE CONTRATOS.....	
4.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	
4.1.1. Requisitos.....	
4.1.2. Condiciones operativas.....	
4.1.3. Restricciones.....	
4.2. INFORMACIÓN DE LOS CONTRATOS.....	
4.3. TIPOS DE CONTRATOS.....	
4.4. CONTRATOS DE SUMINISTRO.....	
4.4.1. Objeto.....	
4.4.2. Partes.....	
4.4.3. Alcance del compromiso.....	
4.4.4. Régimen de precios.....	
4.4.5. Contratos de Suministro con compra/venta de potencia.....	
4.4.6. Contratos de Suministro con compra/venta de energía.....	
4.5. CONTRATOS DE RESERVA.....	
4.5.1. Objeto.....	
4.5.2. Partes.....	
4.5.3. Alcance del compromiso.....	
4.5.4. Restricciones.....	
4.6. CONTRATOS Y CONVENIOS EXISTENTES.....	
5. LA POTENCIA FIRME Y LA RESERVA DE LARGO PLAZO.....	
5.1. DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN.....	
5.2. INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS.....	
5.3. POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO.....	
5.4. PRECIO MÁXIMO DE LA POTENCIA.....	
5.5. RESERVA DE LARGO PLAZO.....	
5.5.1. Requerimiento.....	
5.5.2. Ofertas.....	
5.5.3. Asignación del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo.....	
5.5.4. Compromiso.....	
5.5.5. Incumplimientos.....	
5.5.6. Resultados.....	
6. LA OBLIGACIÓN DE CONTRATAR DE LOS DISTRIBUIDORES.....	
6.1. OBJETO.....	
6.2. EL COMPROMISO DE POTENCIA.....	
6.3. EL COMPROMISO DE ENERGÍA.....	
6.4. EXCEPCIONES.....	
6.5. CONTRATOS DE DISTRIBUIDORES A TRASLADAR A TARIFAS.....	
6.5.1. Requisitos.....	
6.5.2. Contratación de potencia.....	
6.5.3. Contratación de energía.....	
6.6. CONTRATOS DEL COMPRADOR PRINCIPAL.....	

7. ADMINISTRACIÓN DE LOS FALTANTES Y SOBANTES DE POTENCIA.....	
7.1. OBJETO.....	
7.2. PERÍODO DE MÁXIMO DIARIO.....	
7.3. POTENCIA MÁXIMA COMERCIAL.....	
7.4. BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE PRODUCTOR.....	
7.5. BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE CONSUMIDOR.....	
7.6. COMPENSACIONES DE POTENCIA.....	
7.6.1. Objeto.....	
7.6.2. Ofertas.....	
7.6.3. Asignación de compensaciones.....	
8. ADMINISTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.....	
8.1. OBJETO.....	
8.2. ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS DE RESERVA.....	
8.3. ADMINISTRACIÓN POR DIFERENCIAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO.....	
8.3.1. Compromisos.....	
8.3.2. Transacciones en el Mercado Ocasional.....	
9. PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.....	
9.1. GENERALIDADES.....	
9.2. COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO.....	
9.3. UNIDADES FALLA.....	
9.4. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA.....	
9.5. EL PRECIO DE LA ENERGÍA.....	
9.5.1. Despacho de Precio.....	
9.5.2. Predespacho.....	
9.5.3. Cálculo del precio.....	
9.6. LA GENERACIÓN OBLIGADA.....	
10. SERVICIOS AUXILIARES.....	
10.1. ALCANCE.....	
10.2. MONTO MÁXIMO PARA SERVICIOS AUXILIARES GENERALES.....	
10.3. SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA.....	
10.4. SERVICIOS DE RESERVA DE CORTO PLAZO.....	
10.5. CARGOS POR SERVICIOS AUXILIARES GENERALES.....	
10.6. SERVICIOS DE RESERVA DE LARGO PLAZO.....	
11. PÉRDIDAS.....	
11.1. COSTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS.....	
11.2. FACTORES DE PÉRDIDAS.....	
12. COSTOS MAYORISTAS DE DISTRIBUIDORES.....	
12.1. OBJETO.....	
12.2. COSTOS DE COMPRA PREVISTOS.....	
12.3. COSTOS DE COMPRA REALES.....	
13. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	
13.1. RESPONSABILIDAD DE LOS ORGANISMOS COORDINADORES.....	
13.2. CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.....	
13.3. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE OCASIÓN.....	
13.4. ENERGÍA INADVERTIDA.....	
14. LIQUIDACIÓN.....	
14.1. ALCANCE.....	
14.2. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL.....	
14.3. DATOS FALTANTES.....	
14.4. PLAZOS.....	
14.5. BASE DE DATOS COMERCIAL.....	
14.6. DEUDORES Y ACREEDORES.....	
14.7. DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS.....	
14.8. RECLAMOS.....	
14.9. LIQUIDACIÓN Y COBRANZA.....	
14.10. MORA Y FALTA DE PAGO.....	
15. TRANSPARENCIA.....	
15.1. INFORMACIÓN COMERCIAL.....	
15.2. VIGILANCIA DEL MERCADO Y SEGUIMIENTO DE SUS REGLAS.....	
15.3. AJUSTES REGLAMENTARIOS.....	

REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

REGLAS COMERCIALES

1. OBJETO.

1.1.1.1. Las presentes reglas se definen para la administración comercial del Mercado Mayorista de Panamá.

1.1.1.2. Todos las empresas que operen comercialmente en el Mercado, denominados Participantes del Mercado o Participantes, deben cumplir con las normas que establecen el presente Tomo Comercial del Reglamento de Operación.

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 cumpliendo las normas y procedimientos que se definen en el presente Tomo Comercial del Reglamento de Operación.

2. GLOSARIO.

2.1. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones se agregan a las de la Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997.

- Clientes regulados : Son los clientes de una empresa de distribución que no cumplen los requisitos de Gran Cliente y están obligados a comprar de dicho Distribuidor.
- Contratos Iniciales : Contratos que surgen como parte del proceso de privatización de las empresas Distribuidoras y Generadoras.
- Contratos de Suministro : Contratos mediante los cuales los Participantes Consumidores acuerdan con Participantes Productores las condiciones de compra futura de energía y/o potencia.
- Contratos de Reserva: Contratos mediante los cuales 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.
- Demanda Máxima de Generación : Dentro de un período dato, es el máximo requerimiento de capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva establecido para confiabilidad.
- Exportación de ocasión : Operación de exportación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Ocasional.
- 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.

- Importación de ocasión : Operación de importación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Ocasional.
- Ley Eléctrica : Ley Nº 6 del 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones posteriores.
- Máxima Generación Contratable a Consumidores : cantidad máxima de generación que un Participante Productor puede vender a Participantes Consumidores por contratos.
- Máxima Generación Contratable a Productores : cantidad máxima de generación que un Participante Productor puede vender por contratos a otros Participantes Productores.
- Obligación de contratar : Es el compromiso de cada Distribuidor de contar con anticipación con potencia firme de largo plazo para cubrir la participación de sus clientes regulados en la demanda máxima de generación prevista del sistema, y fijar o acotar el costo del abastecimiento de energía previsto para sus clientes regulados. El cubrimiento de dicha potencia firme de largo plazo y dicha energía para consumo puede provenir de generación propia del Distribuidor o de compras en el Mercado de Contratos.
- Participante del Mercado (o simplemente Participante) : Toda empresa que opera comercialmente en el Mercado, y entrega o toma energía eléctrica del sistema.
- Participante Consumidor : Es el Participante que compra energía eléctrica a nivel mayorista para consumo propio o de sus clientes minoristas. Incluye en Panamá los Distribuidores y 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 Extranjero : Es el Participante Consumidor o Participante 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 Panamá.
- Participante Productor : Es el Participante que produce energía eléctrica para su venta a nivel mayorista. Incluye en Panamá los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores, y en cada país interconectado la generación de dicho país que vende en el Mercado Mayorista de Panamá a través de contratos de importación.
- Período Inicial : Primeros cinco años de vigencia de la Ley de Electricidad, en que se asigna a la empresa de transmisión la actividad de Comprador Principal.
- Potencia Efectiva : Es la potencia instalada de una unidad generadora que puede ser generada.
- 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 metodologías definidas en este Tomo Comercial del Reglamento de Operación.
- 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 este Tomo Comercial del Reglamento de Operación .

- Potencia Máxima para compromisos de Consumidores : Para cada Participante Productor, es la cantidad máxima de potencia que puede comprometer como ventas en Contratos de Suministro o como aporte al servicio auxiliar 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. Inicialmente 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. 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.

2.2. NOMENCLATURAS.

- CND : Centro Nacional de Despacho de la empresa de transmisión.
- GGC : Grupo Generador Conjunto
- MC : Mercado de Contratos.

3. ORGANIZACIÓN COMERCIAL.

3.1. PRODUCTOS QUE SE COMERCIALIZAN:

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

- a) Energía.
- b) Potencia.

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

- a) *Servicio de transmisión*: Es el uso de la red de transmisión, con acceso abierto y 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 hace a la administración comercial de acuerdo a los procedimientos que se establecen en el presente Tomo Comercial del Reglamento de Operación.
- d) *Servicios del Comprador Principal*: Es el servicio administrativo y de intermediación comercial que durante el Período Inicial presta la empresa de transmisión al agregar la demanda que necesitan contratar los Distribuidores. Incluye el desarrollar los pliegos de la licitación para contratar y los contratos, el llevar a cabo las licitaciones, y el realizar el análisis y la negociación en conjuntos con los Distribuidores para adjudicar la contratación. Se realiza de acuerdo a los criterios y procedimientos que se definen en el presente Tomo Comercial del Reglamento de Operación.

3.2. PARTICIPANTES DEL MERCADO :

3.2.1.1. En el Mercado participan realizando operaciones comerciales :

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

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;
- 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 ubicados en 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 Panamá;
- b) los Autogeneradores y Cogeneradores ubicados en Panamá que venden excedentes;
- c) Empresas que comercializan generación de otro país, que venden en el Mercado Mayorista de Panamá a través de interconexiones internacionales.

3.2.1.4. La empresa de transmisión brinda el servicio de transmisión a los usuarios de la red a tarifas reguladas. No puede para sí realizar operaciones de compra y venta de energía eléctrica.

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, 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 el presente Tomo Comercial del Reglamento de Operación.

3.2.1.6. La actividad del Comprador Principal es comprar en el Mercado de Contratos en nombre y por encargo de las empresas Distribuidoras, para que dichas empresas vendan a sus clientes. Cada Distribuidor es responsable del proceso de contratación a través del Comprador Principal, al participar en aceptar o requerir cambios a las condiciones de compra del contrato que licita el Comprador Principal, y al participar en aceptar o rechazar las condiciones negociadas y el o los adjudicatarios del concurso de contratación.

3.2.1.7. En este Tomo Comercial 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.

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

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, con 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 contratar establecida en la Ley, mediante generación propia y/o compras en el Mercado de Contratos, de acuerdo a las normas y procedimientos definidos en este Tomo Comercial del Reglamento de Operación.

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

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

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

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

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

3.3.1.9. Los Participantes Consumidores pueden comprar, por contratos o en el Mercado Ocasional, su demanda de potencia y consumo de energía, y pueden vender, por contratos o en el Mercado Ocasional, la potencia y la energía sobrante (no requerida para consumo propio o de sus clientes) respecto de sus compromisos contratados.

3.4. DISTRIBUIDORES CON GENERACIÓN PROPIA.

3.4.1.1. El Distribuidor que cuente con generación propia no podrá venderla por contratos a otros Participantes. Deberá suministrar la CND la información de demanda que corresponde a un Distribuidor así como la información de generación propia como si fuera un Generador.

3.4.1.2. El Distribuidor puede optar entre autodespachar sus unidades generadoras u ofrecerlas para que las despache el CND. Como consecuencia, por motivos de beneficio económico o indisponibilidad en sus unidades de generación, puede resultar comprando del Mercado parte del consumo que podría cubrir con generación propia.

3.4.1.3. El Distribuidor puede cubrir parte de su obligación de contratar la demanda de sus clientes regulados con generación propia. La demanda de sus clientes regulados restante luego de descontar el cubrimiento previsto con capacidad de generación propia la debe cubrir con compras en el Mercado de Contratos.

3.5. AUTOGENERADORES Y COGENERADORES:

3.5.1.1. Cada Autogenerador y Cogenerador puede vender excedentes y comprar faltantes como servicios de respaldo.

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 y las pérdidas asociadas.

3.5.1.3. Cuando un Autogenerador venda en el Mercado, el CND debe considerarlo como un Participante Productor, con un Costo Variable aplicable al despacho igual al precio que oferta, y el Autogenerador le corresponderá una remuneración por la energía que vende.

3.5.1.4. A un Autogenerador le corresponderá una remuneración por los servicios auxiliares que aporta.

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 establece este Tomo Comercial del Reglamento de Operación.

4.1.1.2. Los contratos internos 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 tenidas en cuenta en el despacho de cargas que realice el CND.

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

4.1.1.4. Un Participante Productor puede vender por contratos potencia y energía en la medida 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.

4.1.2. Condiciones operativas :

4.1.2.1. Cada contrato debe incluir una cláusula en que las partes acuerdan que aceptan el resultado de las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

4.1.2.2. Cada contrato debe incluir una cláusula en que el Participante Productor se compromete a operar de acuerdo a las instrucciones del CND que resulten del despacho económico centralizado y la operación integrada, según las normas y procedimientos que se definen en el Reglamento de Operación. Debe indicar también comprometer 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 Participantes Productores 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 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 estará instalada para el periodo 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 su potencia máxima contractable. En caso de comprometer potencia de una central o unidad a instalar, el CND debe otorgar una autorización provisoria al contrato, y no otorgar la autorización definitiva en tanto su potencia máximo contractable sea la suficiente al entrar en servicio comercial la unidad o central comprometida.

4.1.3.5. Los contratos no pueden establecer un compromiso físico bilateral. La energía que producirá cada GGC será un resultado del despacho y la operación real, y por lo tanto independiente de la existencia o no de contratos.

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. Deberán indicar la siguiente información básica.

- a) Identificación de la parte compradora y la parte vendedora.
- b) Período de vigencia.
- c) Tipo de contrato.
- d) Potencia y/o energía contratada durante el periodo de vigencia.
- e) Fórmulas de precio y régimen de remuneración acordado, para la potencia y/o energía.
- f) 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 y comerciales vigentes en el Reglamento de Operación.

4.2.1.2. 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.

4.2.1.3. Las empresas Distribuidoras y el Comprador Principal tienen la obligación de registrar una copia de cada uno de sus Contratos autorizados en el ERSP. Asimismo, tienen la obligación de registrar toda modificación que acuerden a alguno de sus contratos vigentes.

4.2.1.4. Los Participantes y el Comprador Principal tienen la obligación de notificar al CND en caso de rescindir un contrato.

4.2.1.5. Las empresas Distribuidoras y el Comprador Principal tienen la obligación de notificar al ERSP en caso de rescindir alguno de sus contratos.

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

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) Contratos de Suministro, para la venta de energía y/o potencia de Participantes Productores a Participantes Consumidores, con el objeto de cubrimiento de la

garantía de suministro y estabilización de precios de dichos Participantes Consumidores.

- 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 Panamá.
- b) Contratos de importación y exportación, en que una parte es un Participante nacional, que produce o consume en Panamá, la otra parte un Participante extranjero que produce o consume en otro país, y el intercambio se realiza a través de una interconexión internacional.

4.3.1.3. Los contratos de importación y exportación serán administrados comercialmente en el Mercado con los mismos procedimientos que los contratos nacionales. Deben cumplir los mismos requisitos que los contratos nacionales, además de los requisitos que definen las legislaciones y normativas vigente en ambos países involucrados para este tipo de contratos.

4.4. CONTRATOS DE SUMINISTRO :

4.4.1. Objeto :

4.4.1.1. Un Contrato de Suministro puede establecer :

- a) un compromiso exclusivamente de potencia;
- b) ó un compromiso exclusivamente de energía;
- c) ó un compromiso de potencia y energía.

4.4.1.2. La contratación de potencia a través de un Contrato de Suministro es una reserva de capacidad con compromiso de disponibilidad, dedicada ante faltantes prioritariamente al cubrimiento del abastecimiento del Participante Consumidor que es 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 este Tomo Comercial del Reglamento de Operación.

4.4.1.4. El Gran Cliente es libre para definir su estrategia comercial de compra y, de acuerdo a las necesidades y condiciones de compra que busque, 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 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 compran 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 resulta de dicho contratación entre los Grandes Clientes que son 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 .

4.4.3. Alcance del compromiso :

4.4.3.1. El Contrato de Suministro que contrata potencia con un compromiso de disponibilidad puede definir una cantidad de potencia contratada variable a lo largo del periodo de vigencia del contrato.

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

4.4.3.3. El Contrato de Suministro que establezca compromisos de energía se administrará de acuerdo a la metodología por diferencias que se define en este Tomo Comercial del Reglamento de Operación.

4.4.3.4. Los Contratos de Suministro deben acordar e identificar un punto de entrega.

4.4.3.5. El CND debe considerar que en un Contrato de Suministro la parte vendedora se hace cargo de los cargos de transmisión asociados, de existir, desde su nodo de conexión a la red hasta el nodo de entrega, y la parte compradora de los cargos de transmisión asociados, de existir, desde el nodo de entrega hasta su nodo de consumo, salvo que las partes le informen un acuerdo distinto para los cargos de transmisión asociados.

4.4.4. Régimen de precios :

4.4.4.1. El Contrato de Suministro que contrata potencia debe acordar una remuneración de la potencia basado en un régimen de disponibilidad de la potencia contratada, pudiendo incluir adicionalmente un régimen de premios y penalidades. La fórmula de precio de la potencia, disponibilidad y premios o castigos puede variar a lo largo del periodo de contratación.

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 periodo de contratación o en función de parámetros que se acuerden.

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 con un requerimiento establecido de disponibilidad, y el Participante Consumidor se compromete a pagar por cada MW de potencia contratada disponible independientemente de que genere o no, hasta la disponibilidad acordada.

4.4.5.2. El contrato podrá dividir el año en uno o más periodos, para dar distinto peso económico a la disponibilidad en distintas condiciones, pudiendo discriminar periodos 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 su abastecimiento, a través de compensaciones de potencia.

4.4.5.4. La contratación de potencia 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 debe 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 es la parte vendedora pagará una compensación al Participante que es la parte compradora igual a la energía horaria correspondiente a la potencia contratada valorizada a 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 :

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

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

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 es la parte vendedora.

4.5.1.2. Un Participante Productor puede vender a otros Participante Productor sus excedentes de potencia no contratados ni comprometidos como reserva de largo plazo a través de Contratos de Reserva.

4.5.2. Partes :

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

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

4.5.3. Alcance del compromiso :

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

4.5.3.2. El Contrato de Reserva debe definir la potencia contratada y el nodo de entrega. La cantidad de potencia contratada puede variar a lo largo del periodo de vigencia del contrato.

4.5.3.3. Para la administración comercial, el CND debe considerar que la potencia comprometida en un Contrato de Reserva y la energía producida por dicha potencia 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 informen al CND otro tipo de acuerdo respecto de los cargos por transmisión.

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.

4.6. CONTRATOS Y CONVENIOS EXISTENTES.

4.6.1.1. El CND debe modelar los contratos vigentes al entrar en operación el Mercado Mayorista como Contratos de Suministro, identificando sus compromisos de potencia y/o energía.

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

5. LA POTENCIA FIRME Y LA RESERVA DE LARGO PLAZO .**5.1. DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN :**

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

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

5.1.1.3. Antes del 10 de octubre de cada año, los Participantes del Mercado deberán suministrar al CND sus proyecciones de demanda para los siguientes diez años, con información de detalle para los primeros 5 años e informe 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, e importación contratada. Adicionalmente, los Distribuidores deberán suministrar la información para sus clientes regulados.

b) Los Participantes Productores deberán informar las exportaciones comprometidas.

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

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

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

5.1.1.7. El CND debe informar los escenarios de demanda previstos a los Participantes Consumidores quienes podrán solicitar justificadamente ajustes. El CND debe verificar la validez de los ajustes requeridos y buscar 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.

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, así como el consumo mensual total previsto para los clientes regulados de cada Distribuidor.

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

a) la demanda máxima mensual para el sistema;

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

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

5.1.1.11. El CND debe calcular el nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y confiabilidad vigentes. Dichos criterios serán propuestos justificadamente por la empresa de transmisión y el CND, y aprobados por el ERSP para que reflejen la seguridad de abastecimiento pretendida.

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 para cada Participante Consumidor y el total de los clientes regulados de cada Distribuidor.

5.2. INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS :

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

- a) consumo previsto;
- b) pérdidas previstas y su justificación;
- c) demanda máxima de generación del sistema, de cada Participante Consumidor 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 podrá requerir justificadamente ajustes antes de su aprobación.

5.2.1.4. Una vez aprobado, la obligación a contratar de cada Distribuidor está dada por los valores que resulten del Informe Indicativo de Demandas como demanda máxima de generación y consumo previsto para los clientes regulados de dicho Distribuidor.

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

5.3. POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO.

5.3.1.1. La compra de potencia firme de largo plazo surge de acuerdo libre entre partes en el Mercado de Contratos y/o a través del servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

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

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

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

- a) la aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos;
- b) para las hidroeléctricas, las características del embalse, de existir, y su capacidad de regulación y de empuntamiento;
- c) las características de la central;
- d) para cada central hidroeléctrica de una cadena, la topología de otras centrales ubicadas sobre la misma cuenca, que afectan los caudales entrantes y/o capacidad de generación de la central.

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 unidad térmica, el CND deberá realizar el seguimiento de:

- a) indisponibilidad;
- b) incumplimientos a sus compromisos de potencia en contratos y en el servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

5.3.1.7. El CND debe incluir dicha información, discriminada por GGC y por Participante Productor, en el Informe Mensual del Mercado que envía a los Participantes.

5.3.1.8. De verificar el CND para un GGC incumplimientos reiterados a lo largo del año a su disponibilidad comprometida (en contratos y/o en reserva de largo plazo) atribuibles a indisponibilidad térmica, salvo contingencias extraordinarias debidamente justificadas, deberá limitar la potencia firme de largo plazo para los 2 años subsiguientes a su potencia efectiva multiplicada por la disponibilidad verificada en el año en que se registró el incumplimiento reiterado.

5.3.1.9. Antes del 5 de Noviembre de cada año, el CND enviará a los Participantes Productores la potencia firme de largo plazo para el año siguiente. 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.

5.3.1.10. Antes del 30 de Noviembre de cada año, el CND debe informar a los Participantes y al ERSF la potencia firme de largo plazo de cada GGC y cada Participante Productor.

5.4. PRECIO MAXIMO DE LA POTENCIA.

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

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

5.4.1.3. Posteriormente y de acuerdo a los resultados que surjan de las transacciones 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 Panamá, descontados los ingresos por encima de sus costos variables que podría recuperar mediante venta de energía en el Mercado Ocasional. 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.

5.5. RESERVA DE LARGO PLAZO.

5.5.1. Requerimiento :

5.5.1.1. 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 a la metodología definida en este Tomo Comercial.

5.5.1.2. Se denomina requerimiento de potencia de largo plazo a la potencia requerida como respaldo para garantizar el cubrimiento de la máxima demanda de generación, con una confiabilidad regulada. Este requerimiento se define con la demanda máxima de generación prevista en el Informe Indicativo de Demandas aprobado.

5.5.1.3. 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 habilitados a elegir si requieren o no dicho Servicio Auxiliar.

5.5.1.4. 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 los meses del siguiente año. 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.

5.5.1.5. El CND determinará el requerimiento de Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo para cada mes. A solicitud de los Participantes y/o el CND debidamente justificada, el ERSP podrá reducir este paso a una semana, de considerarlo más conveniente y operativamente posible.

5.5.1.6. 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.

5.5.1.7. 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 cubre con suficiente anticipación por Contratos de Suministro, salvo que esté habilitado a elegir si requiere o no dicho servicio.

5.5.1.8. Un Gran Cliente está habilitado a elegir si requiere el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo si ha comprado a nivel mayorista (como Participante del Mercado) durante un periodo consecutivo no inferior a 24 meses. En esta condición, podrá elegir entre tres opciones :

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

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

5.5.1.10. Para cada mes 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 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 al servicio auxiliar de reserva de largo plazo es cero.

5.5.1.11. Para cada mes 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 de Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo igual al faltante no contratado, salvo que el Participante Consumidor esté habilitado 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 para el servicio auxiliar de reserva de largo plazo es cero.

5.5.1.12. El CND debe calcular para cada mes el requerimiento total de servicios auxiliares de reserva de largo plazo totalizando los requerimientos que resultan para cada Participante.

5.5.2. Ofertas :

5.5.2.1. Los Participantes podrán ofertar potencia firme no comprometida en contratos como aporte para el Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo. Cada año, en el mes de Diciembre, los Participantes informarán al CND sus ofertas para cada mes del año siguiente como uno o más bloque de potencia, cada bloque con el precio requerido.

5.5.2.2. 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 disponibilidad de potencia comprometida y el precio requerido.

5.5.2.3. Un Distribuidor o Gran Cliente habilitado puede ofertar como reserva de largo plazo retiro de demanda durante periodos prolongados y el precio requerido, en la medida que el CND los habilite para proveer el servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

5.5.2.4. 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.

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

5.5.2.6. El CND sólo debe aceptar como oferta válida a aquella que cumple todos los requisitos indicados en este Tomo Comercial.

5.5.3. Asignación del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo :

5.5.3.1. Para cada mes, el CND debe asignar entre las ofertas válidas las que aportarán al servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

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

5.5.3.3. De existir oferta suficiente, el CND debe realizar la asignación 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 de reserva de largo plazo. 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.

5.5.3.4. El precio de la reserva de largo plazo de cada mes será el de la última oferta aceptada, o sea la más cara.

5.5.4. Compromiso :

5.5.4.1. El Participante Productor que compromete potencia al servicio auxiliar de reserva de largo plazo no podrá venderla durante el periodo en que se compromete como reserva.

5.5.4.2. 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.

5.5.4.3. 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 a su requerimiento de reserva.
- c) Para un Participante Consumidor habilitado, cada día del periodo 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 igual al de la primera unidad falla.

5.5.5. Incumplimientos :

5.5.5.1. 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.

5.5.5.2. Ante incumplimiento reiterados de un Participante, el CND deberá inhabilitarlo a participar en el servicio de reserva de largo plazo en el año en curso y siguiente año.

5.5.6. Resultados :

5.5.6.1. 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.

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

6. LA OBLIGACIÓN DE CONTRATAR DE LOS DISTRIBUIDORES.

6.1. OBJETO.

6.1.1.1. Cada Distribuidor debe demostrar que cuenta con suficiente potencia firme de largo plazo para cubrir su obligación de contratar.

6.1.1.2. El Distribuidor debe cumplir la normativa definida en este Tomo Comercial del Reglamento de Operación para llevar a cabo su contratación, así como la normativa que al respecto defina el ERSP.

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, de existir, a ventas de oportunidad.

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 que compromete para su obligación de contratar.

6.2.1.2. Cada Distribuidor debe 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 potencia propia.

6.3. EL COMPROMISO DE ENERGÍA :

6.3.1.1. Cada Participante Distribuidor tiene la obligación de informar al ERSP el consumo de energía de sus clientes regulados que prevé cubrir con generación propia.

6.3.1.2. El Distribuidor debe cubrir el consumo de energía previsto para sus clientes regulados que no cubre con generación propia, con compra de energía mediante Contratos de Suministro.

6.4. EXCEPCIONES :

6.4.1.1. En caso que, ante situaciones especiales, un Participante no pueda cumplir con su obligación de contratar, deber informar al ERSP indicando el faltante no contratada 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 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.

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.

6.5. CONTRATOS DE DISTRIBUIDORES A TRASLADAR A TARIFAS.

6.5.1. Requisitos :

6.5.1.1. El ERSP establecerá 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 concurso internacional público, supervisado por el ERSP en lo que hace 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 concurso;
- c) ofertas de un contrato o parte de un contrato vigente, incluyendo la documentación que avala que ambas partes están de dicho contrato están de acuerdo en ceder la compra, total o parcial según corresponda, de la potencia contratada al Distribuidor.

6.5.1.3. El concurso se debe adjudicar con el criterio de menor costo de abastecimiento para los clientes.

6.5.2. Contratación de potencia :

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

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 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 hora del periodo de vigencia del contrato, que puede variar o ser el mismo para cada hora o periodos horarios. La integración a lo largo del año de la disponibilidad horaria establecida en el contrato debe corresponder con la disponibilidad media objetivo.

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

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

6.5.2.7. Por cada MWh 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.

6.5.3. Contratación de energía :

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

6.6. CONTRATOS DEL COMPRADOR PRINCIPAL.

6.6.1.1. Con excepción de los Contratos Iniciales, cada Contrato de Suministro que realice el Comprador Principal debe surgir de requerimientos de compra de los Distribuidores para cubrir su obligación de contratar.

6.6.1.2. Cada Distribuidor debe informar al Comprador Principal la potencia y energía que requiere a ser cubierta por contratos del Comprador Principal.

6.6.1.3. El Comprador Principal está obligado a llamar a concurso para contratar la potencia y energía que le requieran los Distribuidores.

6.6.1.4. De ser posible, el Comprador Principal deberá buscar repartir en el tiempo los procesos de contratación para evitar que se superpongan importantes volúmenes de compra y pueda resultar de ello menor competencia en la oferta.

6.6.1.5. De ser posible, el Comprador Principal deberá buscar que en los contratos cuya fecha de finalización es posterior al Período Inicial, la potencia contratada se vaya reduciendo gradualmente en los últimos años de vigencia, para que se reparta en el tiempo el volumen de nueva contratación por parte de los Distribuidores.

6.6.1.6. El Comprador Principal debe indicar en cada contrato que compra por cuenta y orden de los Distribuidores que le requieren la contratación.

6.6.1.7. Adicionalmente a los requisitos para contratos de Distribuidores a trasladar a tarifas, los contratos del Comprador Principal deben cumplir los siguientes requisitos especiales.

- a) Incluir la identificación de el o los Distribuidores que requieren el contrato, indicando la potencia y energía contratada que pertenece a cada uno de ellos.
- b) Incluir una cláusula que indica que, a partir de la finalización del Período Inicial, el contrato será asignado entre los Distribuidores identificados con la potencia y energía indicada en el contrato como Contratos de Suministro, y que la parte vendedora del contrato acepta esta condición.
- c) Establecer que la obligación de pago es de cada Distribuidor con el Participante Productor vendedor, por la potencia y energía que le corresponde de acuerdo a lo indicado en el contrato.

6.6.1.8. Cada Distribuidor debe analizar y participar en el diseño de los pliegos del concurso, debiendo realizar observaciones de no estar de acuerdo en alguno de sus términos. El Comprador Principal debe obtener la no objeción de las Distribuidoras a los pliegos del concurso. En caso de conflictos, el ERSP arbitra y decide en instancia última.

6.6.1.9. El Comprador Principal sólo podrá adjudicar un contrato si cumple los requisitos establecidos en la normativa del ERSP referida a contratos a trasladar a tarifas contratación. El ERSP verificará dicho cumplimiento para autorizar el contrato.

6.6.1.10. Cada Distribuidor debe analizar las ofertas, debiendo realizar observaciones respecto de su adjudicación. En particular, debe analizar y participar en las condiciones negociadas para la adjudicación, debiendo realizar observaciones de no estar de acuerdo en alguno de sus términos. El Comprador Principal debe obtener la no objeción de las Distribuidoras a las condiciones negociadas y la adjudicación. En caso de falta de acuerdo, el ERSP arbitra y decide en instancia última.

6.6.1.11. En cada Contrato de Suministro del Comprador Principal, se debe identificar para cada Distribuidor la potencia y energía que requirió comprar. Si una licitación de compra se adjudica a varios contratos, el requerimiento de compra de cada Distribuidor se repartirá proporcionalmente entre cada uno de dichos contratos.

6.6.1.12. Cada Distribuidor debe pagar el costo de compra de la parte de energía y potencia de cada contrato del Comprador Principal que le corresponde. Dicho pago debe realizarlo directamente al Participante Productor que es la parte vendedora del contrato.

6.6.1.13. El CND debe administrar comercialmente cada contrato del Comprador Principal modelándolo como un conjunto de Contratos de Suministro, uno por Distribuidor, con el mismo régimen de precios y parte vendedora, y con una compra para cada Distribuidor igual a la potencia y energía identificada en el contrato para dicho Distribuidor.

6.6.1.14. Al finalizar el Período Inicial, cada Contrato de Suministro del Comprador Principal se convierte en varios Contratos de Suministro, uno por Distribuidor que participó en el requerimiento de compra, con la potencia y energía identificada en el contrato para dicho Distribuidor.

7. ADMINISTRACIÓN DE LOS FALTANTES Y SOBRANTES DE POTENCIA.

7.1. OBJETO.

7.1.1.1. Cada Participante Consumidor debe demostrar con suficiente anticipación que cuenta a su disposición con capacidad de generación instalada y disponible para cubrir su demanda máxima de generación. Se definen dos plazos en cuanto a la anticipación requerida.

a) Mediano y largo plazo.

b) Corto plazo (un día).

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 Informe Indicativo de Demandas, 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 máximo 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. 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 reserva de largo plazo;

b) es un Participante Productor que no cubre sus compromisos de potencia contratados y/o compromisos de aportes al servicio auxiliar de reserva de largo plazo.

7.1.1.5. Los Participantes deben cubrir sus faltantes de potencia a través de compensaciones de potencia al precio de la potencia que resultan de los procedimientos que se define en este Tomo Comercial de este Reglamento.

7.2. PERÍODO DE MÁXIMO DIARIO:

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

- a) la generación máxima del sistema en dicho periodo;
- 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 la siguiente metodología.

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

7.3. POTENCIA MÁXIMA COMERCIAL :

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

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

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

7.4. BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE PRODUCTOR :

7.4.1.1. Cada día, el CND debe calcular la potencia puesta a disposición por cada Participante Productor 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 en el 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.

7.5. BALANCE DE POTENCIA DE UN PARTICIPANTE CONSUMIDOR :

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

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

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

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

7.6. COMPENSACIONES DE POTENCIA:

7.6.1. Objeto :

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

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

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

7.6.2. Ofertas :

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

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

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

7.6.2.4. Durante el Periodo Inicial, el Comprador Principal debe ofertar los excedentes de potencia al precio de la potencia que resulte de los contratos.

7.6.2.5. Inicialmente el precio de venta de potencia ofertado tiene un tope regulado, dado por el precio máximo de la potencia, excepto para el caso indicado en el párrafo anterior. Cuando surjan condiciones de competencia en el Mercado, y de considerarlo conveniente para incrementar la eficiencia de las señales del Mercado, el ERSF podrá eliminar este precio tope.

7.6.3. Asignación de compensaciones :

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

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

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

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

8. ADMINISTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.**8.1. OBJETO.**

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

8.2. ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS DE RESERVA:

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

8.3. ADMINISTRACIÓN POR DIFERENCIAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO:**8.3.1. Compromisos :**

8.3.1.1. El Contrato de Suministro que incluye la compra/venta de energía debe acordar un compromiso de bloques horarios de energía, 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.

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.

8.3.1.3. Para los Contratos de Suministro bajo la modalidad PPA, el CND debe considerar que el bloque horario de energía es igual a toda la energía generada asociada a la potencia comprometida en dicho contrato.

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 a la siguiente metodología.

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 a la siguiente metodología.

- 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 y los Contratos de Reserva en que es la parte vendedora.
- c) Si la energía que comercializa es menor que la energía comprometida, asignar la energía faltante como compra en el Mercado Ocasional.
- d) Si la energía que comercializa es mayor que la energía comprometida, asignar la energía excedente como venta en el Mercado Ocasional.

9. PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.

9.1. GENERALIDADES.

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

9.2. COSTO VARIABLE APLICABLE AL DESPACHO :

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

- a) el Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación, salvo para en contratos PPA en que será el costo declarado por los Participantes que son las partes dentro de dicho contrato y que podrá corresponder con el precio de la energía de dicho contrato;
- b) el valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el CND;
- c) el precio ofertado en la interconexión para la importación de ocasión.

9.2.1.2. La metodología 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.
- b) El CND debe utilizar un modelo de cálculo autorizado y producir resultados auditable.
- c) El CND debe tener en cuenta la información que suministren los Participantes e incluir para su cálculo 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.

9.3. UNIDADES FALLA :

9.3.1.1. El CND debe simular el Costo Variable asociado a los costos de racionamiento y/o costo de riesgo de cortes por falta de reserva, a través de agregar a la oferta en el despacho unidades ficticias, denominadas unidades falla, con un Costo Variable aplicable al despacho relacionado con el costo de la energía no suministrada.

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, por el CND.

9.3.1.4. A cada unidad falla el CND debe asignar un Costo Variable aplicable al despacho relacionado con el costo de la energía no suministrada o costo de falla, y el nivel de desabastecimiento o riesgo de desabastecimiento que representa. Cada unidad tendrá un costo creciente respecto de la anterior, y la última unidad con un costo igual al costo de falla.

9.3.1.5. Durante los dos primeros años de funcionamiento del Mercado, no incluirán las unidades fallas para el calculo del precio de la energía.

9.4. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA :

9.4.1.1. Los Participantes Consumidores podrán ofertar energía interrumpible. Se denomina demanda interrumpible a aquella que oferta retirarse voluntariamente del Mercado en función de los precios previstos en el Mercado Ocasional.

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

9.4.1.4. El CND debe determinar en el predespacho la interrumpibilidad prevista e informar a los Participantes Consumidores involucrados la reducción voluntaria de demanda 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 la demanda 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 Participantes Consumidores que retiraron voluntariamente demanda que pueden reponer el consumo.

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

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 mosto recaudado por estos incumplimientos se asigna al cubrimiento del costo de los servicios auxiliares de reserva.

9.4.1.8. Ante incumplimientos reiterados, el CND debe retirar la habilitación del Participante Consumidor como Consumidor Interrumpible.

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

9.5. EL PRECIO DE LA ENERGÍA.

9.5.1. Despacho de Precio :

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

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

9.5.1.3. El precio de la energía se calcula con el despacho de precio ex pos, en base a la oferta real disponible, 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.

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

9.5.2. Predespacho :

9.5.2.1. 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.

9.5.2.2. 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.

9.5.3. 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 precios de la energía en el Mercado Ocasional.

9.5.3.2. 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 subperiodo .

9.5.3.3. La energía que se vende al Mercado Ocasional es remunerada al precio de la energía y la compra en el Mercado Ocasional debe pagar el precio de la energía.

9.6. 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 de transmisión dentro de sus parámetros de operación.

9.6.1.2. (por ejemplo contar con el reactivo necesario para mantener los niveles de tensión). Se considera generación obligada a toda energía que resulta generando en la realidad a pesar de no ser requerida por el despacho económico (despacho de precio). La generación obligada resulta generando cuando y, por lo tanto, recibe en compensación la diferencia entre su Costo Variable aplicable al despacho y el precio horario de la energía.

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.

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

9.6.1.5. El Participante Productor recibe 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.

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

9.6.1.7. El CND debe calcular para cada hora el sobrecosto de cada generación obligada como la generación obligada valorizada a la diferencia entre su Costo Variable para el despacho y el precio de la energía.

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.

9.6.1.9. Inicialmente, por un período de dos años desde la puesta en marcha del Mercado, los sobrecostos por restricciones que surjan del sistema de transmisión serán asignados a pagar por los Participantes Consumidores, en tanto se implementan mejoras y se adecuen las redes de transmisión y distribución.

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 este Reglamento de Operación.

10.1.1.2. Las transacciones comerciales asociadas definen dos tipos de servicios auxiliares.

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

10.1.1.3. Los servicios auxiliares generales incluyen :

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

10.1.1.4. Los servicios auxiliares especiales incluyen :

- a) Servicios de reserva de largo plazo.

10.1.1.5. 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 ERSF incorporará a este Tomo Comercial las reglas comerciales asociadas.

10.1.1.6. Cada Participante asume el compromiso de suministrar los servicios auxiliares que requiere el mantenimiento de la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico, y pagar los cargos que de ello surjan.

10.1.1.7. Los requisitos técnicos que debe cumplir un Participante para estar habilitado a participar en un servicio auxiliar se definen en el Reglamento de Operación.

10.1.1.8. Los Distribuidores y Grandes Clientes tienen la opción de participar en proveer servicios auxiliares en la medida que estén habilitados por el CND. Para estar habilitados, deben demostrar que pueden 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 habilitado cumple con los requisitos y compromisos asociados.

10.1.1.9. La interrumpibilidad de la demanda se considera como un aporte al servicio auxiliar de reserva.

10.2. MONTO MÁXIMO PARA SERVICIOS AUXILIARES GENERALES :

10.2.1.1. El CND debe calcular para cada mes la remuneración máxima prevista por servicios auxiliares generales como un porcentaje, denominado porcentaje comercial de los servicios auxiliares generales, del monto que resulta al integrar la energía total abastecida a los Participantes Consumidores valorizada al precio de la energía en el Mercado Ocasional. Este monto máximo se reparte en partes iguales entre servicios auxiliares del sistema y servicios de reserva de corto plazo.

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

10.3. SERVICIOS AUXILIARES DEL SISTEMA:

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

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

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

10.3.1.4. El CND debe calcular para cada Participante Productor su remuneración mensual por servicios auxiliares del sistema como la integración de su potencia disponible en las horas en que estuvo disponible para servicios auxiliares del sistema, multiplicada por el precio por hora de disponibilidad de servicios auxiliares del sistema.

10.4. SERVICIOS DE RESERVA DE CORTO PLAZO :

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

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

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

10.4.1.4. Para una hora, un Participante Consumidor se considera entregando al servicio 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.

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 consumida a los Participantes Consumidores.

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

10.6. SERVICIOS 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. Si por el contrario resulta negativo, recibirán un crédito de compensaciones.

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 de dicho Servicio Auxiliar en forma proporcional a su compra dentro de la compra total.

11. PÉRDIDAS.

11.1. COSTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS.

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

11.1.1.2. El CND debe calcular el costo económico de las pérdidas de energía como las pérdidas de energía medidas valoradas al precio de la energía del Mercado Ocasional.

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

11.2. FACTORES DE PÉRDIDAS.

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

11.2.1.2. Para cada Periodo 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.

11.2.1.3. Para cada Periodo Característico, el CND debe repartir el costo económico de las pérdidas calculando 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 Periodo Característico por la suma de los factores de todos los nodos para dicho periodo;

- b) su cargo por pérdidas del período como el producto entre la suma de los factores de participación de los nodos en que toma de la red, por el costo económico de las pérdidas.

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

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

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

12. COSTOS MAYORISTAS DE DISTRIBUIDORES.

12.1. OBJETO.

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

12.2. COSTOS DE COMPRA PREVISTOS:

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

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

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

- a) la compra prevista de energía de cada Contrato de Suministro y el costo de dicha compra;
- b) las transacciones previstas de energía en el Mercado Ocasional y el costo neto de dicha compra;
- c) los sobrecostos previstos por generación obligada;
- d) el cargo previsto por pérdidas.
- e) el costo previsto por energía por servicios auxiliares.

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

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

- a) la compra mayorista de potencia prevista de cada Contrato y el costo de dicha compra;
- b) los faltantes y excedentes previstos de potencia, de existir, y el correspondiente monto neto previsto por compensaciones de potencia.

12.2.1.6. El CND debe calcular el costo total de compra mayorista previsto para la potencia para cada Distribuidor totalizando el costo de compra de potencia de sus contratos más el resultado neto previsto de las compensaciones de potencia.

12.2.1.7. El CND debe calcular el costo mayorista del servicio de transmisión de cada Distribuidor con las tarifas correspondiente de transmisión incluyendo el costo por pérdidas previstas.

12.3. COSTOS DE COMPRA REALES:

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

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

- a) el costo de la compra de energía realizada de cada contrato;
- b) más el resultado neto de sus transacciones en el Mercado Ocasional;
- c) más el resultado neto de los sobre costos por generación obligada;
- d) más el costo de los servicios auxiliares.

12.3.1.3. El CND debe calcular para cada Distribuidor el costo de compra mayorista para la potencia totalizando el costo de compra de potencia de sus contratos más el resultado neto de las compensaciones de potencia.

12.3.1.4. El CND debe calcular para cada Distribuidor el costo mayorista por el servicio de transmisión con las tarifas de transmisión incluyendo el costo real por pérdidas.

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 el Despacho (COP) debe entenderse en el futuro como que 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.

13.2.1.1. 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.

13.2.1.2. 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. La empresa de otro país que vende a través de un contrato de importación debe cumplir los mismos procedimientos y plazos que un Productor nacional. Toda referencia en este Reglamento a Productores debe entenderse que incluye a las empresas extranjeras que inyectan en las interconexiones internacionales.

13.2.1.4. La empresa de otro país que compra a través de un contrato de exportación debe cumplir los mismos procedimientos y plazos que un Participante Consumidor nacional. Toda referencia en este Reglamento a un Participante Consumidor debe entenderse que incluye a las empresas extranjeras que toman en las interconexiones internacionales.

13.2.1.5. El CND debe asignar los cargos o créditos que surjan dentro del Mercado Ocasional como resultado de un contrato de importación al Participante nacional que es la parte compradora. Para un contrato de exportación deben ser asignados al Participante nacional que es la parte vendedora.

13.3. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE OCASIÓN.

13.3.1.1. Las ofertas de transacciones de ocasión con países interconectados deben ser intercambiadas entre el CND y el COP de cada país.

13.3.1.2. Las ofertas de importación y exportación de ocasión para el Mercado Ocasional deben cumplir los mismos plazos y procedimientos y ser administrados con la misma metodologías que las ofertas y consumos en el Mercado Ocasional para Participantes Nacionales.

13.3.1.3. 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 exportación de ocasión ofertada. De corresponder pago de cargos asociados a la importación (por ejemplo 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.

13.3.1.4. El CND debe modelar la exportación de oportunidad como un Gran Cliente ubicado en el nodo de interconexión, con una potencia y/o energía igual a la exportación de ocasión requerida. De corresponder pago de cargos por la operación realizada, los mismos deben ser adicionados a los precios ofertado para el Mercado Ocasional para obtener los precios considerados como ofertados en el nodo de interconexión.

13.3.1.5. 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.

13.4. ENERGÍA INADVERTIDA.

13.4.1.1. 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.

14. LIQUIDACIÓN.

14.1. ALCANCE.

14.1.1.1. El CND es el responsable de administrar el sistema de cobranzas y liquidaciones del Mercado.

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 inyectan o consumen energía.

14.2.1.2. El CND debe definir los requisitos de los medidores comerciales junto con el sistema de comunicaciones y enlace de datos asociados. Mediante auditorías técnicas deberá certificar la habilitación de los puntos de medición y supervisar el cumplimiento de los requisitos definidos, correspondiendo penalidades en aquellos casos en que se detecten apartamientos de lo normado.

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

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

14.2.1.5. De existir un período de transición desde la puesta en marcha de la Mercado hasta la habilitación completa del SMEC, las transacciones comerciales podrán realizarse en base a 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 en base a las mediciones de energía que se dispongan.

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

14.3. DATOS FALTANTES.

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

- a) De contar con la información del SCADA, tomar de dicho sistema las mediciones de potencia y calcular las energías asociadas.
- b) De no contar con la información en el SCADA, a partir del momento que el CND detecte la falta de esta medición, debe pasar a recolectar en forma telefónica las potencias activas intercambiadas en el punto de medición en falla y estimar la energía con el procedimiento definido para mediciones horarias.
- c) De no contar con información alguna, el CND debe asumir y utilizar los valores 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.

14.3.1.2. Los Participantes podrán reclamar fundadamente al CND sobre los valores asumidos ante medición faltante, debiendo demostrar fehacientemente el error en el valor asumido.

14.4. PLAZOS.

14.4.1.1. Las transacciones comerciales se realizan mensualmente.

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

14.4.1.3. Antes de las 18:00 de cada día hábil, el CND debe enviar a los Participantes una estimación indicativa de la energía comprada y vendida en el Mercado Ocasional 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.

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, con acceso abierto a los Participantes.

14.6. DEUDORES Y ACREEDORES.

14.6.1.1. Al finalizar cada mes, el CND debe integrar la información horaria de carácter comercial resultantes de las transacciones en el Mercado 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;
- f) menos los cargos resultantes de las tarifas por el servicio de despacho, operación integrada y administración del CND y el servicio del Comprador Principal, y el servicio de Transmisión.

14.6.1.3. Un Participante es deudor si el resultado neto mensual de sus transacciones es negativa, 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 negativos son deudores de todos los Participantes acreedores, resultando una distribución proporcional de todas las ventas entre todos los compradores.

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, 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.

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 asociadas a las pérdidas incluidas en las tarifas de transmisión que deberán ser pagadas por cada Participante Consumidor directamente a los Participantes Productores, de acuerdo a los valores indicados en el documento que resume las transacciones económicas.

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, el CND debe realizar los pagos 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 como refacturación en las transacciones correspondientes al mes en que fue resuelto.

14.9. LIQUIDACIÓN Y COBRANZA.

14.9.1.1. El CND debe emitir a cada Participante que resulta deudor en el Mercado Ocasional 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 del Mercado Ocasional, de forma tal que el CND no adquiere 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. De requerirlo los Participantes, el CND podrá administrar el sistema de cobranzas a través de una cuenta bancaria de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Todos los deudores deben depositar los montos que le fueron facturados dentro del plazo previsto para ello.
- b) 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.
- c) El CND debe acreditar a cada deudor exclusivamente la proporción que 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.

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

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 medio anual valorizado al precio medio anual previsto en el Mercado Ocasional. Dicho monto estará dedicado 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 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.

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.

15. TRANSPARENCIA.**15.1. INFORMACIÓN COMERCIAL.**

15.1.1.1. Las Bases de datos, metodologías 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) resultados de la operación en el mercado Ocasional;
- b) resultados de las compensaciones de potencia;
- c) resultado de las transacciones comerciales de los servicios auxiliares;
- d) información básica del Mercado de Contratos.

15.2. VIGILANCIA DEL MERCADO Y SEGUIMIENTO DE SUS REGLAS.

15.2.1.1. Un Grupo de Vigilancia del Mercado, asesor y dependiente del ERSP, verificará el comportamiento del Mercado y de las reglas comerciales vigentes.

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

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

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

- a) Asesoramiento en diseño de índices para monitorear la competitividad y eficiencia del Mercado.
- b) Asesoramiento en diseño de índices para monitorear el comportamiento y eficiencia de un tipo específico de Participante.
- c) Asesoramiento en metodologías 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.

15.2.1.4. El Grupo de Vigilancia contará con autoridad para acceder a la información del Mercado y los procedimientos metodológicos y resultados del CND en su función de operación integrada, despacho y administrador del Mercado, pero bajo compromiso de confidencialidad respecto de toda información con valor comercial y de las conclusiones de sus análisis hasta que los mismos no sean aprobados y puestos en conocimiento público por el ERSP.

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 y las reglas comerciales.
- h) Proponer mejoras a las reglas comerciales o completar vacíos regulatorios, justificando el modo en que el ajuste propuesto resuelve o mejora problemas detectados.

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

15.2.1.7. Trimestralmente, el CND debe elevar un Informe de Regulación, al ERSP para su aprobación. El ERSP lo pondrá en conocimiento de los Participantes del Mercado con sus observaciones, en particular las correspondientes al Grupo de Vigilancia. En dicho informe el CND debe incluir:

- 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.

15.3. AJUSTES REGLAMENTARIOS.

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

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 de uno o más Participantes, o problemas detectados por el CND en su Informe de Regulación.

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 tendrá en cuenta dichas observaciones para justificar o no la necesidad de la modificación y, de justificar el cambio, el modo de implementarlo.

15.3.1.4. Los cambios serán desarrollados y aprobados por el ERSP.

15.3.1.5. El ERSP es el responsable de notificar a los Participantes y al CND de los cambios.

AVISOS

AVISO
Al tenor del artículo 777 del Código de Comercio, por este medio aviso al público que mediante contrato de compraventa privado, he vendido el establecimiento comercial denominado **MINI SUPER DITA**, ubicado en Calle E, Lote Nº 402, Ciudad Radial, corregimiento de Juan Díaz, al señor **LIANG ZHINAO**, con cédula de identidad personal Nº N-18-936

Panamá, 21 de abril de 1998

CHEUK SUN KWAI
Céd. N-17-415

Vendedor
L-445-364-25
Segunda publicación

AVISO
Para cumplir con lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, he comprado al señor **MANUEL PON KU**, varón, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-379-635, el establecimiento comercial denominado **MIN SUPER PON** y está ubicado en Vía Boyd Roosevelt, Ave. La Pera, Santa Librada, Corregimiento de Belisario Porras.

JORGE ALBERTO LIAO CHUNG

L-445-307-62
Segunda publicación

AVISO
Se hace del conocimiento público que mediante Escritura Pública Nº 2047 del 24 de marzo de 1998 se ha disuelto la sociedad anónima denominada **M.C.M. OF PANAMA, INC.**, inscrita a Ficha 318529, Rollo 59073. Imagen 0065 de la Sección de

Micropelículas (Mercantil) del Registro Público desde el día 30 de marzo de 1998.
L-445-378-29
Segunda publicación

AVISO
Al tenor del Artículo 777 del Código de Comercio, por este medio aviso al público que mediante Escritura Pública Nº 8350 del 9 de octubre de 1992, de la Notaría Quinta del Circuito de Panamá, he vendido el establecimiento comercial denominado **ABARROTERIA, CARNICERIA Y BODEGA SAN MARTIN**, ubicada en Calle 15 y Calle U, Casa 7526 corregimiento Parque Lefevre, al señor Yanghen Liu Lee, con cédula de identidad personal Nº PE-9-1482. Panamá, 21 de abril de 1998.

LEE HON CHI
Céd. N-16-576
Vendedor

L-445-404-58
Primera publicación

AVISO
Por este medio para el conocimiento del público en general se manifiesta que la sociedad **JOYERIA ZONA LIBRE, S.A.** ha traspasado / cedido todos sus derechos y obligaciones a la sociedad **GLODELEVASAN, S.A.** y que ha cancelado el negocio. Pone de conocimiento este aviso para cumplir por los requisitos establecidos por Ley se manifiesta que cualquier reclamo llamar 228-7641 Gloria. Panamá, 23 de abril de 1998.

L-445-405-47
Segunda publicación

AVISO DE DISOLUCION
De conformidad con la ley, se avisa al público que mediante Escritura Pública Nº 4546 de 23 de marzo de 1998, de la Notaría Décima del Circuito e inscrita en la Sección de Micropelícula Mercantil del Registro Público, a la Ficha 132130, Rollo 59101, Imagen 0022 el 30 de marzo de 1998, ha sido disuelta la sociedad **ALLIED VENTURE CORP.**

L-445-422-98
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
De conformidad con la ley, se avisa al público que mediante Escritura Pública Nº 4545 de 23 de marzo de 1998, de la Notaría Décima del Circuito e inscrita en la Sección de Micropelícula Mercantil del Registro Público, a la Ficha 158841, Rollo 59165, Imagen 0022 el 3 de abril de 1998, ha sido disuelta la sociedad **STOCKBROKING INVESTMENT CORP.**

Panamá, 22 de abril de 1998.
L-445-422-80
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2590 del 6 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 38358, Rollo 59301. Imagen 0100 el día 13 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro

Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **"BAMACRI S.A."**
Panamá, 17 de abril de 1998.
L-445-407-17
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.673 del 8 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 069899, Rollo 59317. Imagen 0011 el día 14 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **"COTA SET INC."**
Panamá, 17 de abril de 1998.
L-445-407-17
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.589 del 6 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 303706, Rollo 59316. Imagen 0111 el día 14 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **"FISHING EQUIPMENT DEVICES INC."**
Panamá, 17 de abril de 1998.
L-445-407-17
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.659 del 8 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 323262, Rollo 59317. Imagen 0025 el día 14 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **"GINELIA INTERNATIONAL INC."**
Panamá, 17 de abril de 1998.
L-445-407-17
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.541 del 3 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 320047, Rollo 59275. Imagen 0002 el día 9 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada **"RAMOS MEDINA EXPORTADORES INTERNACIONAL S.A."**
Panamá, 14 de abril de 1998.
L-445-407-17
Unica publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.543 del 3 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 178446, Rollo 59344.

Imagen 0022 el día 15 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "SASARDI AND CO, INCORPORATED (SHIPPING, TRADING AND FINANCE COMPANY)." Panamá, 17 de abril de 1998.
L-445-407-17
Única publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.448 del 1 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 325284, Rollo 59290, Imagen 0044 el día 13 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "SOCIETE NEUGEST S.A." Panamá, 14 de abril de 1998.
L-445-407-17
Única publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.447 del 1 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 150808, Rollo 59263, Imagen 0023 el día 8 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "TIA MELLA INVESTMENTS S.A." Panamá, 14 de abril de 1998.
L-445-407-41
Única publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.657 del 8 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 323266 Rollo 59317 Imagen 0018 el día 14 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro

Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "VITARA VENTURES CORP." Panamá, 17 de abril de 1998.
L-445-407-41
Única publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 1.969 del 16 de marzo de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 203064, Rollo 59023, Imagen 0065 el día 26 de marzo de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "DANOL HOLDINGS INC." Panamá, 17 de abril de 1998.
L-445-407-41
Única publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.052 del 18 de marzo de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del

Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 152118, Rollo 59041, Imagen 0075 el día 27 de marzo de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "JOFRAN CORPORATION." L-445-407-41
Única publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 1.973 del 16 de marzo de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 203063, Rollo 59024, Imagen 0047 el día 26 de marzo de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "ORJ HOLDINGS INC." L-445-407-41
Única publicación

AVISO DE DISOLUCION
Por este medio se avisa

al público que mediante Escritura pública Nº 2.493 del 2 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 186751, Rollo 59248, Imagen 0024 el día 8 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "WAVERLY HOLDINGS CORPORATION." L-445-407-41
Única publicación

AVISO DE DISOLUCION

Por este medio se avisa al público que mediante Escritura pública Nº 2.552 del 3 de abril de 1998, extendida ante la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, microfilmada dicha escritura en la Ficha 183000, Rollo 59352, Imagen 0037 el día 15 de abril de 1998, en la Sección de Micropelícula (Mercantil) del Registro Público, ha sido disuelta la sociedad anónima denominada "DRAWBRIDGE MARITIME S.A." L-445-407-41
Única publicación

CONCESION

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS
DIRECCION GENERAL DE RECURSOS MINERALES
RESOLUCION Nº 98-26
de 19 de marzo de 1998
LA DIRECCION GENERAL DE RECURSOS MINERALES.
CONSIDERANDO:
Que mediante memorial presentado por el Lic.

Claudio Dutary con cédula de identidad personal Nº 6-53-1992, Abogado en ejercicio con oficinas en la ciudad de Panamá, Corregimiento de Bethania, Urbanización Santa María, Casa F-127, actuando en su propio nombre, solicitó una concesión para la extracción de minerales no metálicos (arena continental) en una (1) zona de 496 hectáreas, ubicada en los Corregimientos de Cocle y El Coco, Distrito de Penonomé, Provincia

de Cocle, identificada con el símbolo CD-EXTR (arena) 98-12; Que se adjuntaron a la solicitud los siguientes documentos:
a) Memorial de solicitud;
b) Planos mineros e informe de descripción de zonas;
c) Declaración Jurada;
d) Capacidad Técnica y Financiera;
e) Plan de trabajo y presupuesto para el primer año;
f) Declaración de razones;
g) Recibo de ingresos Nº 109755 de 11 de febrero

de 1989 en concepto de pago cuota inicial;
h) Informe de evaluación de yacimiento;
i) Informe de Evaluación Preliminar;
k) Certificación del Registro Público de las fincas afectadas por la solicitud;
Que de acuerdo con el Registro Minero la zona solicitada no se encuentra dentro de áreas amparadas por solicitudes, concesiones o reservas mineras.
Que se han llenado todos los requisitos exigidos por la Ley para

tener derecho a lo solicitado.

RESUELVE

PRIMERO: DECLARAR al Lic. **CLAUDIO DUTARY** elegible de acuerdo con las disposiciones del Código de Recursos Minerales para que se le otorguen derechos exclusivos de extracción de minerales no metálicos (arena continental) en una (1) zona de 496 hectáreas, ubicada en los Corregimientos de Cocle y El Coco, Distrito de Penonomé, Provincia

de Coclé, de acuerdo a los planos mineros identificados por la Dirección General de Recursos Minerales con los números 98-28 y 98-29.

SEGUNDO: ORDENAR la publicación de tres

Avisos Oficiales a que se refiere la Ley en tres fechas distintas en un diario de amplia circulación de la República de Panamá y por una sola vez en la Gaceta Oficial. El peticionario deberá

aportar al expediente de la solicitud el original y dos copias de cada una de las publicaciones inmediatamente éstas sean publicadas. a **FUNDAMENTO LEGAL:** Artículo 9 de la Ley 109 de 1973, modificado por

el Art. 10 de la Ley 32 de 1996.

NOTIFIQUESE Y PUBLIQUESE ING. DIDIER PITANO Director General de Recursos Minerales JORGE LUIS ABREGO

Jefe del Depto. de Minas y Canteras Notificado el interesado a los 20 días del mes de marzo de 1998. L-445-458-80 Unica publicación

EDICTOS AGRARIOS

EDICTO Nº 11
MINISTERIO DE
HACIENDA
Y TESORO
DIRECCION GENERAL
DE CATASTRO
DEPARTAMENTO
JURIDICO
17 de abril de 1998

El suscrito Jefe del Departamento Jurídico,
HACE SABER:

Que las **PERLAS SAILING COPR.**, ha solicitado a este Ministerio, la concesión de un lote de terreno (ribera de playa) con una superficie de 58.52 M2, ubicado en el Corregimiento de Saboga, Distrito de Balboa, Provincia de Panamá, propiedad de La Nación, el cual se encuentra dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Con ribera de playa del Océano Pacífico.

SUR: Con ribera de playa del Océano Pacífico.

ESTE: Con ribera de playa del Océano Pacífico.

OESTE: Con servidumbre de calle Paseo Colon.

Que con base a lo que disponen los artículos 1230 y 1235 del Código Fiscal, y la Ley 63 de 31 de julio de 1973, se fija el presente Edicto, en un

lugar visible de este despacho y en la Corregiduría Isla Contadora o el Municipio de Balboa, por el término de diez (10) días hábiles y copia del mismo se da al interesado para que lo haga publicar en un diario de la localidad por una sola vez, y en la Gaceta Oficial, para que dentro de dicho término pueda oponerse la persona o personas que se crean con derecho a ello.

LIC. JAIME E. LUQUE PEREIRA
Jefe del Depto. Jurídico.

LIC. GUILLERMO E. GARCIA
Secretario Ad-Hoc
L-445-423-61
Unica publicación

EDICTO Nº 11
El Honorable Presidente del Consejo Municipal del Distrito de Océ,

HACE SABER

Que el señor **PABLO ANTONIO MARIN TORRES**, varón, panameño, mayor de edad, casado, natural de este distrito, con residencia en esta población, cedula N° 6-18-365, 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 Océ, con una superficie de 1,135.50 M2 y se encuentra dentro de los siguiente linderos:

NORTE: Horacio Sandoval.

SUR: Posada San Sebastián.

ESTE: Avenida Norte.

OESTE: Avenida San Antonio.

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 del país.

EDILSA BARRIA DE HERNANDEZ
Secretaria del Concejo
Fijo el presente hoy 31 de marzo de 1998

Lo desfijo hoy 22 de abril de 1998.

Certifico que es fiel copia de su original.

Océ, 31 de marzo de 1998.

EDILSA B. DE HERNANDEZ
L-445-408-56
Unica publicación

DEPARTAMENTO
DE CATASTRO
ALCALDIA DEL
DISTRITO DE
LA CHORRERA
EDICTO Nº 300

El suscrito Alcalde del Distrito de La Chorrera,

HACE SABER:

Que el señor (a) **EMILIO GARCIA GAITAN**, varón, panameño, mayor de edad, unido, conductor, con residencia en la Barriada El Maestro, con cédula de Identidad Personal N° 8-157-925, 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 un lote de Terreno Municipal, urbano localizado en el lugar denominado Vereda a Calle Dos Bocas, del Barrio —, corregimiento Balboa, donde se llevara a cabo una construcción

distinguida con el número y cuyos linderos y medidas son los siguientes:

NORTE: Ezequiel Campos con 26.66 Mts.
SUR: Vereda terreno municipal Victorino García con 27.99 Mts.
ESTE: Cristina Gaitán con 32.20 Mts.

OESTE: Segunda de De León, Agapito Alvarado con 24.26 Mts.

Area total del terreno, setecientos cincuenta y nueve metros cuadrados con cuarenta y cuatro decímetros cuadrados con cincuenta centímetros cuadrados. Con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal N° 11 del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de diez (10) días para que dentro de dicho plazo o término puedan oponerse la (s) persona (s) que se encuentran 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, 8 de noviembre de mil novecientos setenta y siete.

El Alcalde (Fdo.) ROBERTO MORENO V. Director Depto. de Catastro Mpal. (Fdo.) TOMAS RICARDO MARINO H. Es fiel copia de su original. La Chorrera, ocho de noviembre de mil novecientos setenta y siete. TOMAS RICARDO MARINO H. Director Del Dpto. de Catastro Municipal L-445-370-81 Unica publicación	parcela de tierra baldías nacional adjudicable, con una superficie de 11 Has + 6725.67 M 2, ubicada en Cascajal, Corregimiento de Llano Grande, Distrito de La Pintada, Provincia de Coclé, comprendido dentro de los siguientes linderos: GLOBO Nº 1 - GLOBO A - SUPERFICIE: 10 Has + 7419.70 M2. NORTE: Callejón a 5 Mts. SUR: Alcides Miranda - carretera de tosca de 20 mts. a Cascajal. ESTE: Río Cascajal - Alcides Miranda. OESTE: Carretera de tosca a Cascajal y camio de 10 mts. GLOBO Nº2 - GLOBO B - SUPERFICIE: 0 Has + 9305.97 Mts. NORTE: José Virgilio Quirós Ferro. SUR: Carretera de tosca a Cascajal. ESTE: Callejón de 10 mts. de ancho. OESTE: Carretera de tosca a Cascajal. Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en el de la Corregiduría de Llano Grande - La Pintada y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Penonomé, a	los 11 días del mes de septiembre de 1997. MARISOL A. DE MORENO Secretaria Ad-Hoc AGRO. ABDIEL NIETO Funcionario Sustanciador L-440-783-46 Unica Publicación R	Penonomé, Provincia de Coclé, comprendido dentro de los siguientes linderos: NORTE: Raymundo Sánchez. SUR: Rubén Hernández - Rafael Sánchez. ESTE: Juan Madrid - Rafael Sánchez. OESTE: Raymundo Sánchez - camino - Rubén Hernández. Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en el de la Corregiduría de Toabré - Penonomé y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Penonomé, a los 5 días del mes de septiembre de 1997. MARISOL A. DE MORENO Secretaria Ad-Hoc AGRO. ABDIEL NIETO Funcionario Sustanciador L-440-763-78 Unica Publicación R	HERRERA EDICTO Nº 142-97 OFICINA: HERRERA El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Herrera, HACE SABER: Que el señor (a) MIGUEL ANGEL VILLARREAL DEAGO vecino (a) de C a b e c e r a , corregimiento de Parita, Distrito de Parita, portador de la cédula de identidad personal Nº 6-27-179, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 6- 0378, según plano aprobado Nº 604-01- 5005 la adjudicación a título oneroso, de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable, con una superficie de 1 Has + 8843.69 M 2, ubicada en Puerto Limón, Corregimiento de Cabecera, Distrito de Parita, Provincia de Herrera, comprendido dentro de los siguientes linderos: NORTE: Luis Felipe Cedeño SUR: Camino a Parita. ESTE: Camino de Puerto Limón a Los Grulios. OESTE: Abel Cedeño. Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de Parita, y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal
REPUBLICA DE PANAMA MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA REGION Nº 4- COCLE EDICTO Nº 267-97 El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Coclé, al público: HACE SABER: Que el señor (a) JOSE VIRGILIO QUIROS FERRO , vecino (a) de P e n o n o m é , corregimiento de Cabecera, Distrito de Penonomé, portador de la cédula de identidad personal Nº 2-35-813, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4- 107-92, según plano aprobado Nº 202-04- 6498 la adjudicación a título oneroso, de una	parcela de tierra baldías nacional adjudicable, con una superficie de 9 Has + 3058.31 Mts. 2, ubicada en Mula, Corregimiento de Toabré, Distrito de	REPUBLICA DE PANAMA MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA REGION Nº 3-		

como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Chitré a lo 15 días del mes de septiembre de 1997.

GLORIA A. GOMEZ C.

Secretaria Ad-Hoc

AGRO. JUAN

PIMENTEL

Funcionario

Sustanciador

L-440-924-97

Unica Publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA AGRARIA
REGION Nº 3-
HERRERA

EDICTO Nº 143-97

OFICINA: HERRERA

El Suscrito Funcionario

Sustanciador de la

Dirección Nacional de

Reforma Agraria, en la

Provincia de Herrera,

HACE SABER:

Que el señor (a)

SEGUNDO ALBERTO

GALLARDO

CORRALES, vecino (a)

de Pesé, corregimiento

de Cabecera, Distrito

de Pesé, portador de la

cédula de identidad

personal Nº 6-62-555,

ha solicitado a la

Dirección Nacional de

Reforma Agraria,

mediante solicitud Nº 6-

0280, según plano

aprobado Nº 605-03-

4410, la adjudicación a

título oneroso, de una

parcela de tierra baldía

nacional adjudicable,

con una superficie de 0

Has + 1214.36 M 2,

ubicada en El Cocuyo,

Corregimiento de

Rincón Hondo, Distrito

de Pesé, Provincia de

Herrera, comprendido

dentro de los siguientes

linderos:

NORTE: Juan Gallardo.

SUR: Anacleto Atencio.

ESTE: Carretera Pesé -

Los Pozos.

OESTE: Ventura

Moreno.

Para los efectos legales

se fija este Edicto en

lugar visible de este

despacho, en la

Alcaldía del Distrito de

Pesé, y copias del

mismo se entregarán al

interesado para que los

haga publicar en los

órganos de publicidad

correspondientes, tal

como lo ordena el

artículo 108 del Código

Agrario. Este Edicto

tendrá una vigencia de

quince (15) días a partir

de la última

publicación.

Dado en Chitré a lo 15

días del mes de

septiembre de 1997.

GLORIA A. GOMEZ C.

Secretaria Ad-Hoc

AGRO. JUAN

PIMENTEL

Funcionario

Sustanciador

L-440-930-61

Unica Publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA AGRARIA
REGION Nº 3-

HERRERA

EDICTO Nº 144-97

OFICINA: HERRERA

El Suscrito Funcionario

Sustanciador de la

Dirección Nacional de

Reforma Agraria, en la

Provincia de Herrera.

HACE SABER:

Que el señor (a)

RUBEN DARIO MITRE

GONZALEZ, vecino (a)

de Ocú, corregimiento

de Cabecera, Distrito

de Ocú, portador de la

cédula de identidad

personal Nº 6-46-2007

ha solicitado a la

Dirección Nacional de

Reforma Agraria,

mediante solicitud Nº 6-

0344, según plano

aprobado Nº 603-01-

4843, la adjudicación a

título oneroso, de una

parcela de tierra baldía

nacional adjudicable,

con una superficie de

21 Has + 4938.60 M 2,

ubicada en El Peñón,

Corregimiento de

Cabecera, Distrito de

Ocú, Provincia de

Herrera, comprendido

dentro de los siguientes

linderos:

NORTE: Rubén Dario

Mitre.

SUR: Ricaurte Mitre.

ESTE: Roberto A.

Mitre.

OESTE: Crisanto Avila.

Para los efectos legales

se fija este Edicto en

lugar visible de este

despacho, en la

Alcaldía del Distrito de

Ocú, y copias del

mismo se entregarán al

interesado para que los

haga publicar en los

órganos de publicidad

correspondientes, tal

como lo ordena el

artículo 108 del Código

Agrario. Este Edicto

tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Chitré a lo 15 días del mes de septiembre de 1997.

GLORIA A. GOMEZ C.

Secretaria Ad-Hoc

AGRO. JUAN

PIMENTEL

Funcionario

Sustanciador

L-440-546-43

Unica Publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA AGRARIA
REGION Nº 3-
HERRERA

EDICTO Nº 145-97

OFICINA: HERRERA

El Suscrito Funcionario

Sustanciador de la

Dirección Nacional de

Reforma Agraria, en la

Provincia de Herrera.

HACE SABER:

Que el señor (a)

FRANCISCO

GONZALEZ

ESPINOSA, vecino (a)

de El Calabazal,

corregimiento de Llano

Grande, Distrito de

Ocú, portador de la

cédula de identidad

personal Nº 6-23-32, ha

solicitado a la Dirección

Nacional de Reforma

Agraria, mediante

solicitud Nº 6-0299,

según plano aprobado

Nº 603-04-5019, la

adjudicación a título

oneroso, de una

parcela de tierra baldía

nacional adjudicable,

con una superficie de 2

Has + 3391.90 M 2, ubicada en El Jobo, Corregimiento de Llano Grande, Distrito de Ocú, Provincia de Herrera, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Marcos

González.

SUR: Samuel Ibarra.

ESTE: Marcos

González.

OESTE: Camio de El

Jobo a El Calabazal.

Para los efectos legales

se fija este Edicto en

lugar visible de este

despacho, en la

Alcaldía del Distrito de

Pesé, y copias del

mismo se entregarán al

interesado para que los

haga publicar en los

órganos de publicidad

correspondientes, tal

como lo ordena el

artículo 108 del Código

Agrario. Este Edicto

tendrá una vigencia de

quince (15) días a partir

de la última publicación.

Dado en Chitré a lo 16

días del mes de

septiembre de 1997.

GLORIA A. GOMEZ C.

Secretaria Ad-Hoc

AGRO. JUAN

PIMENTEL

Funcionario

Sustanciador

L-440-975-10

Unica Publicación R

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA AGRARIA
REGION Nº 3-
HERRERA
EDICTO Nº 147-97

OFICINA: HERRERA El Suscrito Funcionario Sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la Provincia de Herrera,	SUR: Israel Vicente Valdés. ESTE: Celestino González - Callejón. OESTE: Israel Vicente Valdés. LOTE Nº 3: NORTE: Santiago Flores - Daniel Mendoza. SUR: Qda. El Barrero - Callejón. ESTE: Daniel Mendoza. OESTE: Qda. El Barrero. Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de Pesé - Los Pozos, y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Chitré a lo 17 días del mes de septiembre de 1997. GLORIA A. GOMEZ C. Secretaria Ad-Hoc AGRO. JUAN PIMENTEL Funcionario Sustanciador L-009-768 Única Publicación R	Sustanciador de La Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Veraguas; al público. HACE SABER: Que EUGENIO BERNAL BATISTA , vecino (a) de La Peana, corregimiento de Santiago, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-173-353, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 9- 0039, la adjudicación a título oneroso de 2 parcelas de terreno baldíos en el Corregimiento de Guarumal, Distrito de Soná de esta provincia que se describe a continuación: PARCELA Nº 1: Demarcada en el plano Nº 910-06-9890 con una superficie de 4 Has + 5016.92 M.C. NORTE: Mariano Montero y quebrada sin nombre. SUR: Camino de Herradura de 6 mts. de ancho - Salmonete a Dos Bocas. ESTE: Mariano Montero y quebrada sin nombre. OESTE: Mariano Montero. PARCELA Nº 2: Demarcada en el plano Nº 910-06-9890 con una superficie de 15 Has - 6098-07 M.C. NORTE: Camino de Herradura de 6 mts. de ancho a Dos Bocas a Salmonete SUR: Río San Juanito ESTE: Río San Juanito. OESTE: Mariano Montero y Antonio Guevara.	Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de Soná en la Corregiduría de — y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en la ciudad de Santiago, a los 22 días del mes de agosto de 1997. CARMEN JORDAN MOLINA Secretaria Ad-Hoc TEC. HERMENEGILDO RUJANO Funcionario Sustanciador L-441-127-92 Única Publicación R	Cercado, corregimiento de Cabecera, Distrito de Río de Jesús, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-157-770, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 9-9846, según plano aprobado Nº 906-03-9652 la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldías nacionales adjudicables, con una superficie de 7 Has - 3652.39 M2, ubicadas en Los Martínez, Corregimiento de Los Castillos, Distrito de Río de Jesús, Provincia de Veraguas, comprendido dentro de los linderos: NORTE: Victorina Martínez. SUR: Isaías Martínez, Leocadia Martínez, Ramiro Martínez. ESTE: Andrés Quintero, Marcelino Quintero, Ramiro Martínez OESTE: Marcelino Quintero, servidumbre a los Martínez, Portalatino Quintero. Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de Río de Jesús en la Corregiduría de — y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de
---	---	---	---	--

quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en la ciudad de Santiago, a los 23 días del mes de septiembre de 1997.

ENEIDA DONOSO ATENCIO

Secretaria Ad-Hoc

TEC. JESUS

MORALES

GONZALEZ

Funcionario

Sustanciador

L-440-712-55

Única Publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION Nº 2, VERAGUAS
EDICTO Nº 437-97

El Suscrito Funcionario Sustanciador de La Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Veraguas; al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **FAUSTINO CERVANTES BOTACIO TERREROS**, vecino (a) de Calle Novena, corregimiento de Cabecera, Distrito de Santiago, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-73-236, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 9-0160, según plano aprobado Nº 903-01-9857 la adjudicación a título oneroso de una

parcela de tierra baldías nacionales adjudicables, con una superficie de 0 Has + 9698.44 M2, ubicadas en Los Solices Corregimiento de Cabecera, Distrito de La Mesa, Provincia de Veraguas, comprendido dentro de los linderos:

NORTE: Quebrada Grande.

SUR: Aquilino Solís, Serbula de Rivera.

ESTE: Serbula de Rivera.

OESTE: Wenceslao Sánchez, Aquilino Solís.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de La Mesa, o en la Corregiduría de — y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en la ciudad de Santiago, a los 22 días del mes de septiembre de 1997.

ENEIDA DONOSO ATENCIO

Secretaria Ad-Hoc

TEC. JESUS

MORALES

GONZALEZ

Funcionario

Sustanciador

L-440-999-94

Única Publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION Nº 2, VERAGUAS
EDICTO Nº 450-97

El Suscrito Funcionario Sustanciador de La Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Veraguas; al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **GERARDO RODRIGUEZ GONZALEZ**, vecino (a) de El Espino de Santa Rosa, corregimiento de Cabecera, Distrito de Santiago, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-82-2110, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 9-7326, según plano aprobado Nº 909-01-9956 la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 0 Has - 1279.37 M2, que forma parte de la Finca 8498, inscrita al Tomo 1052, Folio 282, de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de El Espino de Santa Rosa, Corregimiento de Cabecera, Distrito de Santiago, Provincia de Veraguas.

comprendido dentro de los linderos:

NORTE: Julia de Rodríguez.

SUR: Carretera Interamericana.

ESTE: Gustavo Hernández.

OESTE: Juan de Dios Aguilar.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de La Mesa, o en la Corregiduría de — y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en la ciudad de Santiago, a los 23 días del mes de septiembre de 1997.

ENEIDA DONOSO ATENCIO

Secretaria Ad-Hoc

TEC. JESUS

MORALES

GONZALEZ

Funcionario

Sustanciador

L-441-086-70

Única Publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION Nº 2,

VERAGUAS

EDICTO Nº 456-97

El Suscrito Funcionario Sustanciador de La Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Veraguas; al público.

HACE SABER:

Que el señor (a) **ISIDORO RUJANO RUJANO**, vecino (a) de Llano de la Cruz, corregimiento de Canto del Llano, Distrito de Santiago, portador de la cédula de identidad personal Nº 9-59-621, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 9-3373, según plano aprobado Nº 909-02-9226 la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldías nacionales adjudicables, con una superficie de 27 Has - 0508.55 M2, ubicadas en Llano de la Cruz, Corregimiento de de Canto del Llano, Distrito de Santiago, Provincia de Veraguas, comprendido dentro de los linderos:

NORTE: Hermenegildo Rujano, servidumbre de 3.00 metros de ancho

SUR: Lorenzo Mendoza, Arcadio Batista.

ESTE: Eugenia Batista, Eloy Rosas, camino a Llano de la Cruz - Tierra Hueca a la Carretera Interamericana, de 15 metros de ancho. OESTE: José Dolores Robles, Enrique Batista. Para los efectos legales se fija este Edicto en

lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de Santiago, o en la Corregiduría de —, y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en la ciudad de Santiago, a los 23 días del mes de septiembre de 1997.

ENEIDA DONOSO
ATENCIO
Secretaría Ad-Hoc
TEC. JESUS
MORALES
GONZALEZ
Funcionario
Sustanciador
L-441-129-88
Única Publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA AGRARIA
REGION Nº 4- COCLE
EDICTO Nº 021-97
El Suscrito Funcionario Sustanciador de La Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Coclé,
HACE SABER:
Que el señor (a) **AQUILES ARMANDO SOTILLO BERNAL**, vecino (a) de El Jobo, corregimiento de Juan Díaz, Distrito de Antón, portador de la cédula de identidad personal Nº 2-107-557, ha solicitado a la Dirección Nacional de

Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-090-96, según plano aprobado Nº 201-06-6581 la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierras baldías nacionales adjudicables, con una superficie de 0 Has + 1502.14 M2, ubicada en El Jobo, Corregimiento de Juan Díaz, Distrito de Antón, Provincia de Coclé, comprendido dentro de los linderos:

NORTE: Junta Local - El Jobo (R.L) Juan A. Bernal).

SUR: Camino de tierra a otras fincas.

ESTE: Callejón a otras fincas.

OESTE: Carolina M. Haughton Medina.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de —, o en la Corregiduría de Juan Díaz - Antón y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Penonomé a los 2 días del mes de septiembre de 1997.

MARISOLA A.
DE MORENO
Secretaría Ad-Hoc
AGRON. ABDIEL
NIETO
Funcionario
Sustanciador
L-074-786
Única Publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA AGRARIA
REGION Nº 4-
COCLE

EDICTO Nº 211-97
El Suscrito Funcionario Sustanciador de La Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Coclé;

HACE SABER:

Que el señor (a) **OLGA BETTY RUIZ DE REYNA**, vecino (a) de Panamá, corregimiento de Panamá, Distrito de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-146-705, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-272-86, según plano aprobado Nº 201-09-5035 la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierras baldías nacionales adjudicables, con una superficie de 1 Has + 0326.60 M2, ubicada en Santa Rita Abajo, Corregimiento de Santa Rita, Distrito de Antón, Provincia de Coclé, comprendido dentro de los linderos:
NORTE: Terreno escolar Santa Rita Abajo - Fabio Sánchez.
SUR: Fortunato Santana.
ESTE: Fortunato Santana.
OESTE: Camino de tierra a Santa Rita.
Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho en la Alcaldía del Distrito de

—, o en la Corregiduría de Santa Rita - Antón y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Penonomé a los 5 días del mes de septiembre de 1997.

MARISOLA A.
DE MORENO
Secretaría Ad-Hoc
AGRON. ABDIEL
NIETO
Funcionario
Sustanciador
L-075-677
Única Publicación

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA AGRARIA
REGION Nº 4-
COCLE

EDICTO Nº 216-97
El Suscrito Funcionario Sustanciador de La Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Coclé;

HACE SABER:

Que el señor (a) **CARLTON WILLIAM WAGNER Y OTRO**, vecino (a) de Panamá, corregimiento de Panamá, Distrito de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº E-8-5018, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 4-

212-93, según plano aprobado Nº 203-01-6696 la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierras baldías nacionales adjudicables, con una superficie de 3 Has + 5605.15 M2, ubicada en Los Corralitos, Corregimiento de Cabecera, Distrito de Natá, Provincia de Coclé, comprendido dentro de los linderos: NORTE: Camino a otras fincas.

SUR: Polonio Calderón - Heliodoro Calderón.
ESTE: Camino a El Cortezo a otras fincas - Heliodoro Calderón.

OESTE: Pablo Simiti.
Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este despacho, en la Alcaldía del Distrito de —, o en la Corregiduría de Cabecera - Natá y copias del mismo se entregarán al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación. Dado en Penonomé a los 11 días del mes de septiembre de 1997.

MARISOLA A.
DE MORENO
Secretaría Ad-Hoc
AGRON. ABDIEL
NIETO
Funcionario
Sustanciador
L-075-710
Única Publicación