

**MINISTERIO DE SALUD****Resolución 380/2002**

Incorpórase la Coordinación de Planificación y Evaluación a las aperturas inferiores del primer nivel operativo correspondientes a la Subsecretaría de Políticas, Regulación y Fiscalización.

Bs. As., 4/7/2002

VISTO la Decisión Administrativa Nº 24/02 y la Resolución Ministerial Nº 233/02, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la citada Decisión Administrativa se aprobó la estructura organizativa de primer nivel operativo correspondiente al nivel central de esta Jurisdicción Ministerial.

Que por la referida Resolución Ministerial se aprobaron las aperturas inferiores del aludido nivel operativo.

Que resulta necesario complementar las aperturas aprobadas por la comentada Resolución con la incorporación, en el ámbito de la SUBSECRETARIA DE POLITICAS, REGULACION Y FISCALIZACION, de la Coordinación de Planificación y Evaluación.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades establecidas en el artículo 17 del Decreto Nº 1545 del 31 de agosto de 1994.

Por ello,

EL MINISTRO
DE SALUD
RESUELVE:

Artículo 1° — Incorpórase a las aperturas inferiores del primer nivel operativo correspondientes a la estructura organizativa de este Ministerio aprobadas por la Resolución Ministerial Nº 233/02, en el ámbito de la SUBSECRETARIA DE POLITICAS, REGULACION Y FISCALIZACION, la Coordinación de Planificación y Evaluación de conformidad con las acciones y cuadro de dotación que como Anexos I y II respectivamente forman parte de la presente.

Art. 2° — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Ginés M. González García.

Anexo I

SUBSECRETARIA DE POLITICAS, REGULACION Y FISCALIZACION

COORDINACION DE PLANIFICACION Y EVALUACION

Acciones:

1. Asistir al Subsecretario de Políticas, Regulación y Fiscalización en la planificación de las políticas de salud y en la evaluación del impacto social de las mismas.
2. Promover la detección de las necesidades sanitarias a nivel nacional, llevando actualizados los registros correspondientes.
3. Intervenir en la realización del diagnóstico de la situación sanitaria a nivel nacional y por jurisdicciones y en los procesos de programación sanitaria a corto y mediano plazo normatizando modelos y procedimientos.
4. Coordinar acciones con los responsables competentes de las áreas sustantivas del Ministerio, en orden a elaborar programas y proyectos según las necesidades detectadas como así también modelos y sistemas de evaluación, monitores y suministro de información periódica.
5. Promover la capacitación del personal de salud en materia de planificación y programación sanitaria a todos los niveles, coordinando acciones con el Area de Desarrollo de Recursos Humanos en Salud.

Anexo II

PLANTA PERMANENTE

JURISDICCION: 80 — MINISTERIO DE SALUD

ENTIDAD: 000

ESCALAFON: 300 — SINAPA — DECRETO Nº 993/91

CATEGORIA	UNIDAD ORGANIZATIVA	E/E	NIVELES ESCALAFONARIOS						SUBTOTAL
			A	B	C	D	E	F	
PROGRAMATICA	SUBSECRETARIA DE POLITICAS, REGULACION Y FISCALIZACION COORDINACION DE PLANIFICACION Y EVALUACION	0	0	1	4	12	1	0	18
		0	0	3	2	5	0	0	10
SUBTOTALES		0	0	4	6	17	1	0	28

Secretaría de Energía

ENERGIA ELECTRICA**Resolución 246/2002**

Sustitución de diversos apartados de determinados capítulos de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos)". Apartamientos por precios locales. Demanda máxima. Precios y remuneración de potencia. Cargos y precios de la potencia para la demanda. Sobrecosto para máquinas forzadas por restricciones. Precio de referencia de la potencia y de la energía para las tarifas de distribuidores. Precios estaciones de la energía para distribuidores. Mercado a término. Modifícanse diversos anexos de la Resolución ex Secretaría de Energía Nº 61/92.

Bs. As., 4/7/2002

VISTO el Expediente Nº S01:0178122/2002 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA, y

CONSIDERANDO:

Que por Ley Nº 25.561 se declaró el estado de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se dispuso la salida de la convertibilidad.

Que ello hizo necesario adecuar, como se señalara en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, las normas agrupadas en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" establecidos por Resolución de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias a este nuevo contexto macroeconómico.

Que conforme el Marco Regulatorio que rige el Sector Eléctrico Argentino, el ESTADO NACIONAL tiene reservada la función de diseñar las políticas superiores, y el establecimiento y aplicación de normas que propendan a una actividad económica eficiente, promoviendo la participación activa del sector privado en la producción, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que en tanto compete a esta Secretaría el desarrollar y poner en práctica una política en energía eléctrica razonable en el actual contexto económico-financiero, se considera oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige en el Mercado Eléctrico Mayorista en los aspectos vinculados con la desagregación de los productos básicos que en éste se comercializan, esto es la energía y la potencia disponible de las unidades generadoras.

Que en cuanto a la potencia, se pretende ajustar la metodología de su remuneración en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) procurando, dentro de los principios y criterios de eficiencia económica vigentes, lograr una señal más estabilizada al requerimiento de oferta y disponibilidad propendiendo a satisfacer adecuadamente la demanda dentro del "Mercado Spot".

Que el sistema eléctrico requiere de servicios adecuados para una operación con seguridad y calidad, siendo conveniente la existencia de señales económicas discriminadas para cada uno de ellos que permitan una mayor eficiencia en su provisión y la medición de su costo económico.

Que estos servicios se han descripto como "de reserva", y entre ellos, el denominado servicio de reserva de confiabilidad, consiste en la disponibilidad asegurada de potencia para cubrir la demanda en las horas de su máximo registro.

Que dada la garantía de suministro que se procura con el servicio de reserva de confiabilidad, se prevé que en caso de incumplimiento operen pagos compensatorios.

Que también se procura con ello establecer señales predecibles para las decisiones de inversión en equipamiento y que la demanda cuente con los servicios de reserva necesarios para la garantía de suministro y calidad del servicio.

Que en el mismo orden, cabe precisar el servicio que como reserva de corto o mediano plazo prestan los Grandes Usuarios Interrumpibles, a fin de que ante condiciones de déficit de oferta circunstanciales o con permanencia, sirvan para reemplazar restricciones al suministro de las demandas inelásticas.

Que para ello corresponde actualizar las reglas del Mercado a Término, permitiendo adaptar los contratos a las necesidades de cubrimiento tanto de riesgo financiero como de la entrega física de los productos ofertados ante restricciones al abastecimiento.

Que se debe identificar exactamente cada restricción de calidad y/o seguridad de área que obliga a la inclusión de generación no requerida en el despacho económico y, su asignación en función de los agentes que las originan, definiendo a ese efecto una metodología específica para el reconocimiento de la disponibilidad de potencia asociada a dichos requerimientos.

Que se considera conveniente instruir a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a efectuar simulaciones previas a la aplicación efectiva de lo resuelto por la presente resolución, para facilitar el ajuste final de los modelos y sistemas administrativos y el aprendizaje experimental de los agentes.

Que, por otra parte, los Generadores están declarando sus Costos Variables de Producción conforme la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002 que impide incluir en aquéllos cualquier tasa, contribución y/o impuesto que grave la comercialización de combustibles, ya sean estos líquidos o gaseosos, a la vez que una serie de disposiciones legales incrementó recientemente tal tipo de tributos.

Que así: (i) la Ley Nº 23.966 establece en todo el territorio de la REPUBLICA ARGENTINA un impuesto sobre la transferencia a título oneroso o gratuito sobre el Gas Oil de origen nacional o importado; (ii) el Decreto Nº 652/2002 establece para todo el territorio de la REPUBLICA ARGENTINA, con afectación específica al desarrollo de los proyectos de infraestructura y/o a la eliminación o reducción de los peajes existentes en los términos del Artículo 1º, apartado II, inciso c) de la Ley Nº 25.414, que la tasa sobre la transferencia a título oneroso o gratuito, denominada Tasa Sobre el Gasoil, tendrá un valor equivalente al DIECIOCHO COMA CINCO POR CIENTO (18,5%) de su precio por litro libre de impuestos; y (iii) el Decreto Nº 786/2002, determina el valor del recargo establecido por el Artículo 75 de la Ley Nº 25.565, para el año 2002, en la suma de PESOS CUATRO MILESIMOS POR CADA METRO CUBICO (\$0,004/m3) de gas natural de NUEVE MIL TRESCIENTAS KILOCALORIAS (9.300 kc), consumido por redes o ductos en el Territorio Nacional cualquiera fuera el uso o utilización final del mismo.

Que el impacto de dichos gravámenes sobre los combustibles aludidos provoca una significativa diferencia respecto de los Precios de Referencia emergentes de la metodología de cálculo definida en LOS PROCEDIMIENTOS.

Que ello obliga a adoptar una medida que no desnaturalice el criterio de determinación del precio de la energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en función de los costos económicos y conforme la metodología definida en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002, a la vez que permita la adecuada consideración de los nuevos valores o gravámenes citados, en forma análoga a lo actualmente previsto en el Anexo 33 vigente de LOS PROCEDIMIENTOS.

Que por otro lado, atendiendo al comportamiento del actual Sistema de Alivio de Carga y con el objeto de asignar equitativamente el requerimiento de reserva instantánea, es menester aprobar el Esquema de Alivio de Carga que propusiera la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CMMESA) mediante su nota B-13295-2, en cumplimiento de lo dispuesto en el Anexo 35 – “RESERVA INSTANTANEA Y ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que como consecuencia de la desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), generada por la emergencia declarada por la Ley Nº 25.561, es conveniente suspender transitoriamente hasta la readecuación del mercado, algunas señales económicas estrictamente de largo plazo, establecidas para la adopción de decisiones de ubicación y/o inversión en el sistema eléctrico.

Que asimismo, la aludida desadaptación afecta significativamente las señales económicas destinadas a la optimización del despacho de generación forzada para mantener el abastecimiento de los usuarios finales por lo que se estima conveniente establecer un régimen excepcional transitorio.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley Nº 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley Nº 24.065, el Artículo 1º del Decreto Nº 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto Nº 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO
DE ENERGIA
RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyense, por aquellos que, con idéntica numeración se encuentran contenidos en el ANEXO I de la presente resolución de la que forma parte integrante, los apartados del Capítulo 2 - “PRECIOS ESTACIONALES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, que se identifican a continuación:

2.4.4. APARTAMIENTOS POR PRECIOS LOCALES,

2.5.1. DEMANDA MAXIMA;

2.5.2. PRECIOS Y REMUNERACION DE LA POTENCIA;

2.5.3. CARGOS Y PRECIOS DE LA POTENCIA PARA LA DEMANDA;

2.6. SOBRECOSTO POR MAQUINAS FORZADAS POR RESTRICCIONES;

2.13.1. PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES;

2.13.2. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES.

Asimismo, sustitúyese el apartado 2.4.6.2. “PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES” del Capítulo 2 - “PRECIOS ESTACIONALES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquél denominado 2.4.6.2. SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES que se encuentra contenido en el ANEXO I de la presente resolución de la que forma parte integrante.

De igual forma, incorpórase el apartado 2.4.6.3. “PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES” al Capítulo 2 - “PRECIOS ESTACIONALES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquél contenido en el ANEXO I de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Art. 2º — Sustitúyense los apartados 3.1.3.2. DETERMINACION DE LA RESERVA FRIA y 3.5.3. “REMUNERACION DE LA POTENCIA” del Capítulo 3 - “MERCADO DE PRECIOS HORARIOS (Mercado Spot)” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por los que con idéntica numeración se encuentran contenidos en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente resolución.

Art. 3º — Sustitúyase el Capítulo 4 - “MERCADO A TERMINO” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración y denominación se encuentra contenido en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente resolución.

Art. 4º — Sustitúyase el Anexo 21 - “POTENCIA BASE EN RESERVA” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con la denominación de Anexo 21 - “REMUNERACION BASE DE POTENCIA” se encuentra contenido en el ANEXO IV de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Art. 5º — Incorpórase como Anexo 36 - “SERVICIO DE RESERVAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO” a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO V de la presente resolución.

Art. 6º — Incorpórase como Anexo 38 - “PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUMPIBLE” a “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO VI que forma parte integrante de la presente resolución.

Art. 7º — Sustitúyese el Anexo 33 – “SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por el que con idéntica numeración se incluye en el Anexo VII de esta resolución de la que forma parte integrante.

Art. 8º — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que reconozca a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) las tasas, contribuciones y/o impuestos sobre los combustibles vigentes en la actualidad y contemplados en el Anexo 33 – “SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES”, conforme el artículo precedente y que hubiesen sido efectivamente abonados a partir de la fecha de publicación de la presente resolución.

Art. 9º — Sustitúyese el Anexo 15 - “LISTA DE MERITO PARA LAS OFERTAS DE RESERVA FRIA” de “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por aquel denominado Anexo 15 - “PARAMETROS” que se encuentra contenido en el ANEXO VIII de la presente resolución.

Art. 10. — La magnitud de cada uno de los parámetros, definidos en el Anexo 15 – “PARAMETROS” establecido en el artículo precedente, será definida por esta SECRETARIA DE ENERGIA, conjuntamente con los Precios Estacionales correspondientes a las PROGRAMACIONES Y REPROGRAMACIONES ESTACIONALES.

Art. 11. — Transitoriamente y hasta tanto el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no informe a esta SECRETARIA DE ENERGIA la necesidad de su modificación, y con excepción del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), los niveles de reserva de corto plazo, promedios por banda horaria, a ser considerados en la programación y el despacho serán los que se definen a continuación:

a) La Reserva Operativa se fija en un nivel de reserva equivalente al DOS COMA UNO POR CIENTO (2,1%) de la generación total del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

b) La Reserva de DIEZ (10) minutos se fija en un nivel de reserva equivalente al DOS COMA UNO POR CIENTO (2,1%) de la generación total del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

c) La Reserva Fría de VEINTE (20) minutos se fija en un nivel de reserva equivalente al TRES POR CIENTO (3%) de la generación total del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Art. 12. — Apruébase el Esquema de Alivio de Carga y las condiciones de aplicabilidad complementarias establecidos en el Anexo IX de la presente resolución de la que forma parte integrante.

Art. 13. — Los Agentes demandantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deben efectuar la adecuación y ajuste de sus instalaciones al nuevo Esquema de Alivio de Carga aprobado por el artículo precedente antes del 31 de Agosto de 2002.

A tal efecto, en un plazo no mayor a CINCO (5) días de publicada la presente resolución el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe notificar a los agentes demandantes del Esquema de Alivio de Carga aprobado por la presente norma.

Si durante el plazo establecido para la conversión de las instalaciones de alivio de carga por parte de los agentes demandantes, se presentara la necesidad de administrar una transacción de alivio de carga por la actuación de éste, en la evaluación del cumplimiento de las obligaciones de los agentes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá aplicar el criterio que produzca la menor afectación económica entre el esquema anterior y el aprobado por este acto.

Art. 14. — Los Factores de Nodo (FN), calculados conforme lo establece el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS, serán de aplicación para la valorización de la energía entregada por parte de los agentes productores y/o comercializadores en el Mercado Spot del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y al cálculo de la remuneración variable de la energía eléctrica transportada. En tanto que, como consecuencia de la desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) generada por la emergencia que motivara el dictado de la Ley Nº 25.561, transitoriamente hasta su readaptación, se establecen como igual a la unidad los Factores de Nodo (FN) a aplicar a los precios con que producen sus compras los Agentes demandantes en el “Mercado Spot” del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1º de agosto de 2002.

Art. 15. — Los Factores de Adaptación (FA) de todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION a ser aplicados a los Precios de la Potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), se establecen transitoriamente iguales a la unidad, a partir del 1º de agosto de 2002 y hasta la readaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) aludida en el artículo precedente. Desde la misma fecha y por el mismo período, el cálculo del valor de los sobrecostos producidos a los consumidores vinculados a los nodos receptores, por las indisponibilidades de corta y larga duración del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION, se efectuará exclusivamente para la estimación de los ingresos anuales por energía eléctrica transportada de cada período tarifario.

Hasta la referida readaptación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar para la ejecución de las transacciones económicas del MEM el monto mensualizado de los sobrecostos vigentes a la fecha de la presente resolución, hasta tanto no sean reemplazados por los que resulten del cálculo indicado anteriormente.

Art. 16. — Transitoriamente, hasta la finalización del mes de octubre de 2002, establécese que, los sobrecostos originados en la generación forzada destinada exclusivamente a evitar limitaciones al normal abastecimiento de la demanda que obligarían cortes de suministro a los usuarios finales debido a restricciones de transporte o distribución serán debitados de la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho” establecida en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002.

Durante el mismo plazo, los sobrecostos de máquinas forzadas que operen con combustible líquido, no abarcados por lo dispuesto en el párrafo precedente, se les facturará a los agentes responsa-

bles del pago dividiendo el Costo Variable de Producción (CVP) de tales unidades forzadas por la tasa de cambio del DOLAR ESTADOUNIDENSE de referencia del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (BCRA) correspondiente a la fecha de la última declaración o redeclaración de Costo Variable de Producción (CVP) vigente al momento en que los sobrecostos fueron incurridos. La diferencia entre lo facturado a los agentes responsables del pago conforme lo precedente y la remuneración que corresponde a las unidades forzadas, será debitada de la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" establecida en el Anexo I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 8 del 5 de abril de 2002.

Se instruye al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) a realizar un estricto seguimiento de la generación forzada mencionada, para evitar posibles abusos en los requerimientos de la misma.

Mensualmente, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá informar a la SECRETARIA DE ENERGIA la generación forzada despachada, discriminada por tipo y asignación de los sobrecostos correspondientes, indicando si existieron apartamientos significativos a los requerimientos históricos y/o desvíos a la configuración normal y habitual de los sistemas eléctricos involucrados. La SECRETARIA DE ENERGIA decidirá, en virtud de lo informado, si corresponde una reasignación de los cargos por generación forzada a los causantes de ésta.

Art. 17. — Las modificaciones en LOS PROCEDIMIENTOS contenidos en la presente resolución, salvo en los aspectos en que se disponga expresamente otra cosa, serán de aplicación efectiva a partir del 1º de agosto de 2002. Las prescripciones de los artículos 7º y 8º de la presente resolución entrarán en vigencia desde la fecha de su dictado.

Art. 18. — El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), antes del 20 de julio de 2002, deberá efectuar, para el período agosto/2002 – abril/2003, los cálculos correspondientes para la remuneración base de potencia parametrizados conforme los coeficientes KDEM, %KEXCTERM y %MRD definidos en el Anexo 21 – "REMUNERACION BASE DE POTENCIA", como si tales cálculos se hubieran realizado conjuntamente con la Programación Estacional de invierno mayo-octubre de 2002.

Los resultados que arrojen dichos cálculos serán informados a esta SECRETARIA DE ENERGIA y a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Art. 19. — Establécese que, conforme la desadaptación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) generada por la emergencia que motivara el dictado de la Ley Nº 25.561, transitoriamente hasta su readaptación, toda empresa que hubiere discontinuado total o parcialmente su participación en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según lo establecido en el apartado 9. "REGIMEN DE DESVINCULACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA" del Anexo 17 – "INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", podrá requerir su reincorporación luego de transcurridos TRES (3) meses de su desvinculación y siempre que ésta no haya sido resultado del incumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Art. 20. — Téngase por suspendida o sustituida según el caso, cualquier disposición de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" establecidos por la Resolución Nº 61 del 29 de abril de 1992 de la ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, que no hubiere sido sustituida o eliminada en forma expresa por el presente acto, en tanto se ponga a los conceptos y criterios establecidos en esta resolución, con excepción de las resoluciones de carácter transitorio emitidas por esta SECRETARIA DE ENERGIA para el período estacional de invierno mayo-octubre 2002.

Art. 21. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. Aclárase que está incluida, entre otras de tales cuestiones, la definición de los porcentajes referidos en el Artículo 12 de la presente resolución.

Art. 22. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 23. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alieto A. Guadagni.

ANEXO I

CAPITULO 2: PRECIOS ESTACIONALES

2.4.4. APARTAMIENTOS POR PRECIOS LOCALES

Se define como Area Desvinculada al conjunto de nodos afectados por la existencia de una restricción activa de transporte entre dicho conjunto y el Mercado que genera limitaciones al despacho óptimo del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Se considera que dicha restricción no permite vincular toda la generación y demanda del área con el Mercado. Esta desvinculación es total cuando el área queda desconectada, y parcial cuando se trata de una reducción en la capacidad de transporte. En ambos casos el área tendrá su propio precio, denominado Precio Local (PL). El precio local de un área exportadora resultará inferior al Precio de Mercado mientras que el de un área importadora será mayor.

Para cada Precio de Mercado que resulta del despacho en el Mercado, se tiene un precio en cada nodo de la red de Transporte transfiriendo el Precio de Mercado al nodo afectándolo de su Factor de Nodo. Se define como Precio de Nodo a:

- el Precio del Mercado transferido hasta el nodo multiplicándolo por su Factor de Nodo, si el área en que se encuentra el nodo está vinculada al Mercado sin restricciones que afecten al despacho óptimo;

- el Precio Local que resulte en el área transferido hasta el nodo, de estar el nodo dentro de un Area Desvinculada del Mercado.

Durante el transcurso del Período Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar el seguimiento de las horas en que se presenten precios locales y evaluar los apartamientos que se registran para cada Distribuidor respecto del correspondiente Precio Estacional. Cada vez que un área se desvincule del Mercado, se genera una diferencia que puede ser negativa o positiva para los Distribuidores del área, denominada Sobrecosto por Precio Local (SCPL). El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular este sobrecosto horario como la diferencia entre el Precio de Mercado y el Precio Local para esa hora, multiplicado por el correspondiente factor de nodo. El Sobrecosto por Precio Local para un Distribuidor "j" que se encuentre en un área desvinculada "a" en la hora "h" resulta:

$$SCPL_{hj}(\$) = (PL_{ha} - PM_h) * FN_{hj} * PDEMEST_{hj}$$

siendo PDEMEST_{hj} la demanda de energía comprada a Precio Estacional por el Distribuidor "j" en la hora "h".

Si el Distribuidor se encuentra conectado al Mercado, el sobrecosto será cero.

Al finalizar cada mes "m", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe integrar los apartamientos registrados y obtener para cada Distribuidor "j" el Apartamiento por Precios Locales (APPL) acumulado en el mes.

$$APPL^m_j(\$) = \sum_h SCPL^h_j$$

siendo "h" las horas del mes.

A cada Período Trimestral "t" se le asignará el apartamiento acumulado en los tres meses entre el último mes del Período Trimestral segundo anterior ("t"-2) y el segundo mes del Período Trimestral anterior ("t"-1).

$$APTRIPL^t_j(\$) = \sum_m APPL^m_j$$

siendo "m" los meses comprendidos entre m1 y m1+2, donde m1 es el primer mes del Período Trimestral a programar menos cuatro.

Totalizando el monto que corresponde a cada Distribuidor, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) obtendrá el monto total a asignar al precio de la energía para Distribuidores en el trimestre.

$$APTOTPL^t(\$) = \sum_j APTRIPL^t_j$$

Al primer trimestre del Período Estacional para la Programación Estacional y al trimestre de la Reprogramación Trimestral, denominado trimestre "t", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe asignar a cada Distribuidor un Sobreprecio por Precios Locales (SPPL) dividiendo el apartamiento trimestral acumulado con su correspondiente signo por la energía prevista abastecer en el trimestre a precio estacional. En la Programación Estacional por no contarse aún con la información necesaria, será supuesto con apartamiento CERO (0) el segundo trimestre, y se le asignará el sobreprecio que corresponda en la Reprogramación Trimestral.

$$SPPL^t_j(\$ / MWh) = \frac{APTRIPL^t_j}{\sum_b DEMESTB^b_j}$$

siendo:

b = los períodos horarios de pico, valle y resto.

DEMESTB_{bj} = demanda prevista abastecer en la banda horaria "b" a Precio Estacional al Distribuidor "j" durante el trimestre "t".

2.4.6.2. SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES

2.4.6.2.1. SOBRECOSTO ESTACIONAL DE COMBUSTIBLES

En la Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Sobrecosto Estacional de Combustible (SCCOMB_t) totalizando, para cada trimestre del período, los siguientes conceptos:

- La integración del Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC), prevista reconocer a los Generadores según la metodología establecida en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES. Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el monto previsto de este impuesto para cada período trimestral, en función de los consumos de Gas Oil previstos para el período destinados al abastecimiento de la demanda, excluida la generación considerada en el punto 2.6. del presente capítulo.
- La integración de la Tasa sobre el Gas Oil (TSGO), prevista reconocer a los Generadores según la metodología establecida en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES. Con ese objeto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el monto previsto de este impuesto para cada período trimestral, en función de los consumos de Gas Oil previstos para el período destinados al abastecimiento de la demanda, excluida la generación considerada en el punto 2.6. del presente capítulo.
- La integración del Recargo sobre el Gas Natural (RGN), prevista reconocer a los Generadores según la metodología establecida en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES. Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el monto previsto de este recargo para cada período trimestral, en función de los consumos de Gas Natural previstos para el período destinados al abastecimiento de la demanda.

Por otra parte debe estimar el monto previsto al comienzo del período a programar acumulado en la Cuenta de Apartamiento de Sobrecosto de Combustible (CUENSCCOMB), resultado de la metodología indicada en el punto 2.4.6.2.4. Para el primer trimestre (t1) del período a programar se debe tomar, como ajuste al precio, el monto acumulado previsto en la cuenta con signo contrario.

$$AJUSSCCOMB_{t1} = - CUENSCCOMB$$

En la Programación Estacional, para el cálculo del precio del segundo trimestre, debe considerarse que el ajuste es cero, asignándose el correspondiente ajuste en la reprogramación trimestral.

En la Programación Estacional, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Sobrecosto Estacional de Combustible (SCCOMBEST) para cada Período Trimestral, dividiendo el Monto Total estimado del Sobrecosto de Combustible por la energía prevista, demandar por todos los agentes consumidores durante ese período (Distribuidores, Grandes Usuarios, Demanda de Exportación y Autogeneradores), y adicionando al anterior resultado el saldo de la Cuenta de Apartamiento de Sobrecosto de Combustible (AJUSSCCOMB) dividido por la Energía Prevista Demandar por los Agentes Distribuidores.

$$PESTSCCOMB^t(\$ / MWh) = \frac{SCCOMB^t}{DEMPREV^t} + \frac{AJUSSCCOMB}{DEMDIST^t}$$

siendo:

DEMPREV^t = Demanda de Energía Prevista abastecer en el trimestre "t".

DEMDIST^t = Demanda de Energía Prevista abastecer a Distribuidores en el trimestre "t".

2.4.6.2.2. SOBRECOSTO MENSUAL DE COMBUSTIBLE

Al finalizar cada mes "m", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el monto total de los Sobrecostos de Combustible (\$SCCOMB) que resultaron para dicho mes. Para ello debe totalizar los Sobrecostos reconocidos a los generadores por sus consumos de Gas Oil y Gas Natural para la generación de energía eléctrica de cada Central Térmica.

$$\text{\$SCCOMB}^m (\$) = \text{\$SCCOMB_GO}^m + \text{\$SCCOMB_GN}^m$$

Siendo:

\$SCCOMB_GO^m: El Sobrecosto total de Gas Oil para el mes "m" (ITC;TSGO), definido en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES.

\$SCCOMB_GN^m: El Sobrecosto total de Gas Natural para el mes "m" (RGN), definido en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES.

El Sobrecosto Mensual de Combustible (SCCOMBMES^m) será:

$$\text{SCCOMBMES}^m (\$/MWh) = \frac{\text{\$SCCOMB}^m}{\text{EDEMAT}^m}$$

Siendo:

\$SCCOMB^m: El Sobrecosto total de Combustible para el mes "m".

EDEMAT^m: Demanda de Energía Abastecida Mensual (MWh) Total en el mes "m".

2.4.6.2.3. CARGO MENSUAL POR SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLE

Al finalizar cada mes "m" de un Período Trimestral, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Cargo por Sobrecosto de Combustible que debe pagar cada Distribuidor, Autogenerador, Demanda de Exportación y Gran Usuario "j" multiplicando el Sobrecosto de Combustible que corresponda al mes, por la demanda real de cada demandante.

$$\begin{aligned} &\text{Para "j" Distribuidor,} \\ &\text{CARGOSCCOMB}_j^m (\$) = \text{EDEMES}_j * \text{SCCOMBEST}^t \\ &\text{Para "j" Autogenerador, Gran Usuario o Exportador} \\ &\text{CARGOSCCOMB}_j^m (\$) = \text{EDEMES}_j * \text{SCCOMBMES}^m \end{aligned}$$

Siendo:

EDEMES_j: Demanda de Energía Abastecida correspondiente al mes "m" de cada Distribuidor, Autogenerador, Gran Usuario o Exportador "j".

2.4.6.2.4. CUENTA DE APARTAMIENTO DEL SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES

La diferencia mensual que surge entre lo que deberían pagar los Distribuidores de acuerdo al Sobrecosto Mensual de Combustible y lo efectivamente recaudado de dichos agentes en concepto de Cargo Mensual por Sobrecosto de Combustible, se acumula dentro de una subcuenta del Fondo de Estabilización de la Energía denominada Cuenta de Apartamiento del Sobrecosto de Combustibles (CUENSCCOMB).

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe asignar a esta cuenta el monto recaudado de los agentes consumidores totalizando los correspondientes Cargos por Sobrecosto de Combustible y le debe retirar el monto a abonar a los Generadores en concepto de Sobrecosto de Combustible según lo establecido en el Anexo 33 – SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES.

El saldo en esta cuenta se transferirá al siguiente Período Trimestral para el cálculo del Sobrecosto Estacional de Combustibles definido en el punto 2.4.6.2.1. Por otro lado, para la evaluación del estado del Fondo de Estabilización para la definición del Precio de Referencia de la Energía en el Mercado, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) no deberá tener en cuenta el resultado de la Cuenta de Apartamiento del Sobrecosto de Combustibles.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), junto con la información de seguimiento del estado del Fondo de Estabilización, debe suministrar el seguimiento de la Cuenta de Apartamiento del Sobrecosto de Combustibles.

2.4.6.3. PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGÍA PARA DISTRIBUIDORES

El Precio Estacional de la Energía es el precio al cual compran los Distribuidores en el Mercado Spot.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Precio de Referencia de la Energía en el Mercado (PREF) en cada banda horaria para cada trimestre del Período Estacional en base a los precios calculados para distintas probabilidades, de acuerdo a lo indicado en el punto 2.4.3.3, y al riesgo de falta de recursos que representa el estado del Fondo de Estabilización de acuerdo a las definiciones realizadas en el punto 2.4.5. Cuanto mayor sea la disponibilidad en el Fondo respecto del apartamiento máximo previsto, menor será el riesgo necesario cubrir de que el Precio Spot medio de la energía resulte mayor que el Precio Estacional de la Energía definido. Por el contrario, cuanto menor sea la disponibilidad en el Fondo, se debe disminuir el riesgo que el Precio Spot medio de la energía resulte en el trimestre mayor que el Precio Estacional establecido.

- Si el Fondo se encuentra en situación adecuada, el Precio Referencia para cada banda horaria será el precio que corresponde a probabilidad CINCUENTA POR CIENTO (50%).

- Si el Fondo se encuentra en situación de probable sobrante, el Precio de Referencia en cada banda horaria será el precio que resulta para probabilidad SETENTA POR CIENTO (70%).

- Si el Fondo cuenta con recursos en exceso, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el correspondiente a probabilidad OCHENTA POR CIENTO (80%).

- Si el Fondo se encuentra en situación de probable faltante, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el precio que resulta para probabilidad CUARENTA POR CIENTO (40%).

- Si el Fondo tiene faltante de recursos, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el calculado para una probabilidad del VEINTICINCO POR CIENTO (25%).

- Si el Fondo no tiene recursos, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el calculado para una probabilidad del DIEZ POR CIENTO (10%).

- El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Precio Estacional (PEST) que corresponde a cada banda horaria "b" para cada Distribuidor "j" en cada trimestre "t" multiplicando el precio de referencia correspondiente por el factor de nodo estacional (FNE) resultante para el Distribuidor y adicionándole el Sobrecosto por Precios Locales y la diferencia por factores de nodo calculados.

$$\text{PEST}_{jb}^t (\$/MWh) = \text{PREF}_b^t * \text{FNE}_{jb}^t + \text{SPPL}_j^t - \text{DIFFN}_j^t$$

2.5. PRECIO ESTACIONAL DE LA POTENCIA

2.5.1. DEMANDA MAXIMA

Al realizar sus proyecciones de demanda de energía y pronosticar sus curvas de carga características, los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deben determinar también su previsión de demanda de potencia máxima mensual en los nodos de conexión al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante las horas en que se remunera la potencia del mes. Dichos valores deberán incluir la demanda prevista cubrir con contratos de importación. Por su parte, los Autogeneradores deben determinar su previsión de compra máxima de potencia al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante las horas en que se remunera la potencia y los Generadores con contratos de exportación la demanda máxima asociada a la exportación durante las horas en que se remunera la potencia de cada mes.

Los Grandes Usuarios podrán declarar parte de su demanda como Potencia Interrumpible y también ofertarla como reserva de corto plazo para la operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

2.5.1.1. POTENCIA DECLARADA Y POTENCIA DE IMPORTACION

Cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador debe informar su demanda máxima de potencia prevista durante las horas en que se remunera la potencia para cada uno de los primeros DOCE (12) meses a partir de su incorporación, entendiéndose que dichos valores corresponden a la potencia máxima prevista como demanda a tomar en los nodos de conexión al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) durante dichas horas en que se remunera la potencia.

Junto con los datos para la Programación Estacional, los Distribuidores y Grandes Usuarios del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deben informar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) su demanda de potencia máxima prevista durante las horas en que se remunera la potencia para cada mes del semestre a programar y para cada mes del semestre subsiguiente, incluyendo la prevista cubrir con contratos de importación. Por su parte, los Autogeneradores deben determinar su previsión de compra máxima durante las horas en que se remunera la potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cada mes del Período Estacional e informarla al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

Asimismo, para tener en cuenta la demanda a retirar del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por contratos de importación, cada agente Consumidor debe informar para cada contrato de importación en que es la parte compradora la potencia prevista importar cada mes en el intervalo Spot en que prevé su máxima demanda durante las horas en que se remunera la potencia en el mes. El OED considerará como Potencia Máxima de Importación (MAXIMP) de cada contrato de importación la informada por el agente que es la parte compradora salvo verificar que, de existir curvas representativas informadas para el contrato, resulta en dichas curvas un valor de potencia mayor durante dicho período en cuyo caso tomará el valor que resulta de las curvas de cargas representativas del contrato de importación.

En lo referido a la demanda que se agrega por exportación, cada Generador debe informar las curvas de carga representativa previstas para cada contrato de exportación en que es la parte vendedora, de acuerdo a lo que establece el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS. Debe haber establecido también su requerimiento de exportación con respaldo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para la Reprogramación Trimestral los agentes deben informar los ajustes necesarios a la demanda de potencia máxima informada para la Programación Estacional así como los ajustes a las previsiones de contratos de importación y exportación.

De no suministrar algún agente la información indicada, el OED debe utilizar para los meses en que exista una información anterior del agente, dicho valor anterior previsto. Para los meses en que no exista previsión anterior, si la información faltante es para un Distribuidor o Gran Usuario, debe considerarse como potencia máxima durante las horas en que se remunera la potencia la que resulta para la demanda de energía prevista y las curvas de demanda típicas definidas para ese mes. Para un Autogenerador, de no suministrar información respecto a su compra prevista de energía y potencia, se supondrá CERO (0). De no suministrar información un contrato de importación o de exportación, el OED debe asignar los valores que resultan de las curvas de carga representativas o, de no suministrarse tampoco esta información, una demanda máxima igual a CERO (0).

La Potencia Declarada (PDECL) para cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador estará dada por la demanda máxima prevista durante las horas en que se remunera la potencia que informe el agente, de acuerdo a lo indicado precedentemente, salvo que dicho valor sea inferior a la potencia máxima que resulta durante las horas en que se remunera la potencia para la demanda de energía prevista y las curvas de demanda típicas definidas para ese mes, en cuyo caso estará dada por la potencia máxima resultante de las previsiones de energía y curvas típicas.

En caso que una demanda abastecida por un Distribuidor se convierta en un Gran Usuario del MEM, el Distribuidor debe informar al OED la potencia a descontar de su Potencia Declarada que corresponde a esta demanda que se retira. De manera análoga, si un Gran Usuario deja de pertenecer al MEM y pasa a comprar al Distribuidor, este último debe informar al OED la potencia a adicionar a su Potencia Declarada para tener en cuenta su nueva demanda.

La Potencia Máxima Trimestral (PMAxTRI) de un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador "j" es el máximo de las potencias declaradas en los meses del trimestre.

$$\text{PMAxTRI}_j^t (\text{MW}) = \text{máx}^m (\text{PDECL}_j^m)$$

siendo "m" los meses del trimestre "t".

La correspondiente Potencia Máxima Estacional (PMAEST) es la mayor de las potencias máximas de los dos trimestres.

$$PMAEST_j (MW) = \max^t (PMAEST_j^t)$$

siendo "t" los trimestres del Período Estacional.

2.5.1.2. GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES

El Gran Usuario del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que tome energía para consumo propio podrá ofertar una parte de su potencia máxima declarada a comprar en el Mercado Spot como disponible para ser retirada del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en caso de requerimiento de reserva y/o de emergencias en la operación o déficit en la oferta y/o capacidad de transporte. Esta potencia representará una reserva para reemplazar faltantes y/o condiciones extraordinarias en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

De acuerdo a los tiempos de respuesta comprometidos y de quedar habilitado para ello, parte o toda la potencia interrumpible podrá ser considerada reserva de corto o de mediano plazo en la programación y operación del MEM. El Gran Usuario Interrumpible que compromete un tiempo de respuesta menor que el tiempo asociado a una reserva de corto o mediano plazo y que queda habilitado para ello, no le corresponde pagar el cargo por potencia asociada a dicha compra de reserva de corto o mediano plazo, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El procedimiento de habilitación de un GUI, compromisos asociados, asignación y penalidades ante incumplimientos se establecen en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

2.5.2. PRECIOS Y REMUNERACION DE LA POTENCIA.

2.5.2.1. PRECIO MAXIMO DE LA POTENCIA PUESTA A DISPOSICION

2.5.2.1.1. PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA

En cada hora, se entiende por Potencia Puesta a Disposición (PPAD) de una máquina a la potencia firme garantizada máxima que en esa hora puede entregar al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Dicho valor está dado por la potencia operada máxima neta generable salvo existir restricciones de transporte u operativas en cuyo caso estará limitada en función de la máxima potencia generable.

Se entiende por Período en que se Remunera la Potencia a las horas dentro de una semana en las cuales el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) pagará por la potencia puesta a disposición. Denominase hora de remuneración de potencia (hrp) a cada hora dentro del Período en que se Remunera la Potencia.

Para una semana típica de CINCO (5) días hábiles, un día semilaborable y un día feriado, el Período en que se Remunera la Potencia tendrá un total de NOVENTA (90) horas distribuidas diariamente de acuerdo con el siguiente cuadro:

Día Típico	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Hábil									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sábado	1																			1	1	1	1	1
Domingo																					1	1	1	1

Los días feriados, tanto optativos como obligatorios, se asimilarán a los días domingo en lo que a identificación de las horas de remuneración de potencia se refiere, en tanto que los días semilaborables se asimilarán a los días sábados respecto a las horas de remuneración de la potencia.

2.5.2.1.2. PRECIOS DE LA POTENCIA EN EL MERCADO

- Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD): Se define como el valor unitario de la Remuneración Base de Potencia (\$BASE) definido en DIEZ PESOS POR MEGAVATIO (10) \$/MW por hora en el Período en que se Remunera la Potencia (\$/MWhrp).

$$\text{\$PPAD (\$/MW-hrp)} = K_{PPAD} * \text{\$BASE}$$

El factor "K_{PPAD}" será fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA y será, en todos los casos, mayor o igual que la unidad.

A cada nodo del sistema de Transporte en Alta Tensión le corresponde un Precio Máximo de la Potencia en el Nodo, transfiriendo al nodo el Precio de la Potencia en el Mercado multiplicado por el Factor de Adaptación de dicho nodo.

- Precio por Confiabilidad de Potencia (\$CONF): Se define así al valor unitario destinado a remunerar el servicio de Reserva de Confiabilidad prestado por las unidades generadoras, que satisfagan las exigencias establecidas para la provisión de dicha reserva, la que se concursará conforme lo reglamentado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

2.5.2.1.3. REMUNERACION POR POTENCIA

La remuneración por potencia que reciba cada Agente Generador estará dada por la asignación de la Remuneración Base de Potencia y los servicios de reserva de corto y mediano plazo, habiendo cumplido con las condiciones definidas y de acuerdo a lo indicado en los Anexos correspondientes de LOS PROCEDIMIENTOS.

En consecuencia dicha remuneración estará constituida por el pago de:

- La Remuneración Base de Potencia
- Los Servicios de reserva de corto y mediano plazo (incluyendo la reserva de 4 horas y de confiabilidad).

En la operación real, puede estar aportando potencia una máquina no prevista en la simulación para la Remuneración Base de Potencia y/o en los programas de despacho de reservas, sin contar con la asignación previa de remuneración por tales conceptos. En ese caso, su producción será remunerada de acuerdo a lo que se establece en los Anexos correspondientes.

Para el cálculo de la remuneración asociada a un servicio de reserva, se considerará como remuneración la reserva de potencia asignada valorizada al precio de la reserva en el Nodo.

2.5.2.1.4. CARGOS POR POTENCIA

En el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) existen los siguiente cargos por potencia:

- Cargo por Potencia Despachada.

- Cargo por Reserva de Potencia.
- Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

A la demanda, ya sea de un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador del MEM o bombeo realizado por una central de bombeo o un Contrato de Abastecimiento, incluyendo los contratos de exportación, le corresponde abonar un Cargo por Potencia Despachada, en función de su demanda durante las horas en que se remunera la potencia, de acuerdo a lo que se establece en este capítulo.

Asimismo, un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador del MEM o contrato de exportación o importación que requiere respaldo del MEM, le corresponderá un Cargo por Reserva de Potencia, en función de su requerimiento máximo mensual y, de tratarse de un Gran Usuario Interrumpible, según el aporte que realice a las reservas de corto y/o mediano plazo, de acuerdo a lo que se establece en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Por último a cada agente Consumidor del MEM le corresponderá un Cargo por Servicios Asociados a la Potencia, en función de su Potencia Declarada y requerimiento máximo mensual, de acuerdo a lo que se establece en este capítulo.

Cada Generador pagará dentro de su Cargo por Potencia Despachada la suma de los cargos correspondientes a la demanda de los Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora y se deba producir tal débito, más la demanda correspondiente a su compra Spot para contratos de exportación. De no vender por Contratos de Abastecimiento ni comprar Spot para cubrir contratos de exportación su Cargo por Potencia Despachada resultará CERO (0).

Cada Generador pagará un Cargo por Reserva de Potencia y/o Cargo por Servicios Asociados a la Potencia que refleja el cargo correspondiente a la demanda de los Contratos de Abastecimiento en que asume el compromiso de cubrir estos cargos y en que el Generador es la parte vendedora, de acuerdo a lo que establece el Capítulo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS. De no vender por Contratos de Abastecimiento que incluyen este tipo de compromisos, los correspondientes Cargos resultarán CERO (0).

En lo que respecta a la demanda por Bombeo, por no requerir ningún tipo de reservas, ya sea de corto o mediano plazo, no le corresponderá abonar ninguno de los cargos de potencia establecidos en el presente Capítulo.

2.5.2.2. DETERMINACION DE LA REMUNERACION BASE DE POTENCIA.

Junto con la Programación Estacional de Invierno el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe informar la Remuneración Base de Potencia correspondiente a los siguientes doce meses en el parque Hidráulico y Térmico del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), determinada con la metodología establecida en el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Cada mes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la Remuneración Base de Potencia de cada central hidroeléctrica y máquina térmica convencional o nuclear "q", teniendo en cuenta la indisponibilidad debida al mantenimiento programado para el mes (%MAPRO) y la indisponibilidad forzada (%FORZ) registrada.

2.5.2.3. DETERMINACION DE LOS SERVICIOS DE RESERVA

Los tipos de reserva de corto y mediano plazo requeridos para la operación del sistema se establecen en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS y son:

- Reserva instantánea;
- Reserva regulante;
- Reserva operativa (de CINCO (5) minutos);
- Reserva de DIEZ (10) minutos;
- Reserva fría (de VEINTE MINUTOS (20) minutos).
- Reserva de CUATRO HORAS
- Reserva de Confiabilidad

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto, el OED debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA, en los casos que así se establezcan y de considerarlo necesario, un informe proponiendo el nivel de reserva requerido para el siguiente Período Estacional, con la correspondiente justificación. Dentro de los siguientes CINCO (5) días hábiles la SECRETARIA DE ENERGIA definirá al OED el nivel de reserva operativa a utilizar. De no responder dentro de este plazo, el OED debe considerar que ha sido aceptada su propuesta.

2.5.3. CARGOS Y PRECIOS DE LA POTENCIA PARA LA DEMANDA

El precio de cada cargo por potencia se determina mensualmente, salvo para los Distribuidores en que el precio de dichos cargos se estabilizan para cada Período Trimestral. Por lo tanto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada Período Trimestral el Precio Estacional para Distribuidores de los distintos cargos por potencia.

2.5.3.1. COMPRA DE POTENCIA DEMANDADA

2.5.3.1.1. COMPRA DE POTENCIA

Cada hora se considera que un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador "j" compra en el Mercado Spot su demanda de potencia no cubierta por contratos de Abastecimiento. En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral estará prevista su compra horaria de potencia, en función de la demanda horaria de potencia prevista en la Base de Datos Estacional y una demanda máxima mensual de potencia dada por la Potencia Declarada.

El Cargo por Potencia Despachada refleja el requerimiento base de potencia asociado a la demanda durante las horas en que se remunera la potencia. Por consiguiente, cada agente Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador que compra en el MEM tiene asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja su demanda registrada durante las horas en que se remunera la potencia.

Cada Contrato de Abastecimiento tiene asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja la demanda comprometida en la curva de carga representativa del contrato durante las horas en que se remunera la potencia. Dicho Cargo se asignará como un débito a la parte vendedora y un crédito a la parte compradora. De la misma manera, cada contrato de exportación tiene asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja la compra Spot realizada durante las horas en que se remunera la potencia para cubrir el contrato. Dicho Cargo se asignará como un débito a la parte vendedora.

En ese mismo contexto, los contratos de importación tienen asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja la compra Spot realizada por la parte compradora durante las horas

en que se remunera la potencia que estaba prevista cubrir con el contrato. Dicho Cargo se asignará como un débito a la parte compradora.

2.5.3.1.2. REQUERIMIENTO MAXIMO DE POTENCIA

Para cada mes, la demanda máxima mensual prevista de cada agente Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador está dada por su Potencia Declarada menos la potencia a cubrir con contratos de importación en que dicho agente es la parte compradora y que no requieren respaldo del MEM.

Al finalizar el mes el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada agente Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador la curva de Demanda (en cada intervalo de medición comercial del SMEC), la que resulta como la diferencia entre:

- la suma de la demanda registrada por el SMEC en sus puntos de conexión al MEM;
- la potencia total entregada por los contratos de importación sin respaldo en que es la parte compradora.

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada agente demandante el Requerimiento Máximo de Potencia en el mes (REQMAX) como la Potencia Declarada para el mes, salvo que el máximo de su Demanda con Requerimiento de Reserva durante las horas en que se remunera la potencia en el mes haya superado dicho valor, en cuyo caso será dicho máximo (compra Spot más compra por Contratos de Abastecimiento y contratos de importación, excluyendo contratos de importación sin respaldo).

Se considera que cada contrato de exportación tiene un Requerimiento Máximo de Potencia mensual igual al respaldo de potencia que requiere del MEM. Si no requiere respaldo, el correspondiente requerimiento será cero para el cálculo del cargo de reserva de potencia.

2.5.3.2. PRECIO DE LA POTENCIA DESPACHADA

Para cada Período Trimestral, el OED debe definir un Precio Estacional por Potencia Despachada en función de la demanda prevista durante las horas en que se remunera la potencia y el Precio de la Potencia en el Mercado.

2.5.3.2.1. PRECIO ESTACIONAL DE LA POTENCIA DESPACHADA

El Precio de la Potencia puesta a Disposición (\$PPAD) refleja el valor de la remuneración base horaria de la potencia para cada MW producido en las horas que se remunera la potencia del trimestre programado. Este precio se expresará también como un valor por MW medio mes comprado a Precio Estacional en las horas que se remunera la potencia. Para ello, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe multiplicar el Precio de la Potencia puesta a Disposición (\$PPAD) por el promedio mensual de las horas en que se remunera la potencia en el trimestre, con lo que resulta el Precio por Potencia Despachada mensual del trimestre "t" como:

$$\text{PMEDES}^t (\$/\text{MW mes}) = \$\text{PPAD} * \text{NHRP} / 3$$

siendo NHRP el total de horas en que se remunera la potencia en el trimestre.

2.5.3.2.2. COMPRA DE POTENCIA DESPACHADA

Al finalizar cada mes "m" del trimestre "t", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la compra de Potencia Despachada realizada por cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario como su demanda registrada en las horas que se remunera la potencia. La correspondiente potencia media representa la compra de Potencia Despachada en el mes de cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario "j" en las horas que se remunera la potencia.

$$\text{COMPDESP}_{mj} (\text{MW}) = \frac{\sum_h (\text{PDEM}_{hj} - \sum_i \text{PCONTI}_{hij})}{\text{NHRP}_{MES}}$$

donde:

h = hora en que se remunera la potencia del mes "m".

PDEM_{hj} = demanda de potencia en la hora "h" del Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario "j".

PCONTI_{hij} = potencia cubierta para la hora "h" por el contrato de importación "i" del Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario "j".

NHRP_{MES} = total de horas fuera de valle de días hábiles del mes.

En la misma oportunidad, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular la demanda comprada por cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario a través de contratos de importación en el mismo período como sigue:

$$\text{COMPOTI}_{j}^m (\text{MW}) = \sum_H \sum_i \text{PCONTI}_{ij}^m$$

donde:

h = hora en que se remunera la potencia del mes "m".

2.5.3.2.3. CARGO MENSUAL POR POTENCIA DESPACHADA

Para cada mes "m", el Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario "j" debe pagar un Cargo por Potencia Despachada (CARGOPDESP) que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular como:

- el producto de la Compra de Potencia Despachada (COMPDESP_j^m) por el Precio por Potencia Despachada (PMEDES^t) del correspondiente trimestre "t", transferido a su nodo a través del Factor de Adaptación;

- más la compra de potencia (COMPOTI_j^m) asociada a la curva de demanda asignada a sus contratos de importación, valorizada al Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD) transferido a su nodo a través del Factor de Adaptación;

- menos los Cargos por Potencia Despachada de los Contratos de Abastecimiento en que es la parte compradora (CARGOPDESP_{kj}^m) y que deben ser cubiertos por el vendedor en caso de no establecerse algo en contrario contractualmente.

$$\text{CARGOPDESP}_{j}^m (\$) = (\text{COMPDESP}_{j}^m * \text{PMEDES}^t + \text{COMPOTI}_{j}^m * \$\text{PPAD}) * \text{FA}_{j} - \sum_k (\text{CARGOPDESP}_{kj}^m)$$

Para cada mes "m", el Generador o Comercializador "k" debe pagar un Cargo por Potencia Despachada (CARGOPDESP) que el OED debe calcular como la suma de:

- los Cargos por Potencia Despachada de los Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora (CARGOPDESP_{kj}^m);
- el producto de la compra de potencia del mes asociada a la curva de demanda asignada al contrato de exportación (COMPOT_{kk}^m) por el Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD) transferido al nodo frontera a través del Factor de Adaptación.

$$\text{CARGOPDESP}_{k}^m (\$) = \sum_j (\text{CARGOPDESP}_{kj}^m) + \sum_x \text{COMPOT}_{kk}^m * \text{FA}_x * \$\text{PPAD}$$

2.5.3.3. PRECIO DE LA RESERVA DE POTENCIA

Cada mes los Distribuidores, Autogeneradores, Grandes Usuarios y los contratos de exportación que venden con respaldo deben abonar un cargo por reserva de potencia que comprende las reservas por confiabilidad y de corto plazo, excluyendo reserva regulante y reserva operativa, que debe calcular el OED multiplicando el Precio de la Reserva que corresponde al agente consumidor, por el requerimiento de reserva de dicho agente. Este requerimiento es calculado con el Requerimiento Máximo de Potencia en el mes (REQMAX) definido en el punto 2.5.3.1.1. En el caso de Grandes Usuarios Interrumpibles dicho precio de la reserva dependerá del tipo de reserva que provean.

Para cada Período Trimestral, el OED debe definir un Precio Estacional por Reserva de Potencia para Distribuidores en función de lo señalado precedentemente, el Precio de la Potencia en el Mercado y el estado de la Cuenta de Apartamiento de la Reserva.

Del mismo modo, cada mes debe definir un Precio Mensual por Reserva conforme lo ya señalado, el Precio de la Potencia en el Mercado y los precios que resulten en el mes para las reservas de corto y mediano plazo asignadas. Dicho precio mensual se aplicará a los agentes que no son Distribuidores.

2.5.3.3.1. PRECIO ESTACIONAL POR RESERVA DE POTENCIA.

En la Programación Estacional, el OED debe calcular para cada trimestre del período la remuneración total prevista para cada servicio de reserva de confiabilidad y reserva de corto plazo, excluyendo reserva regulante y reserva operativa, totalizando:

- La remuneración trimestral de reserva de DIEZ (10) minutos (REMRES10) prevista: Se calcula multiplicando el requerimiento de reserva de DIEZ (10) minutos previsto, de acuerdo a los criterios definidos para la Programación Estacional, por el Precio Máximo de dicha reserva en el Mercado y por la cantidad de horas del trimestre.
- La remuneración trimestral de reserva fría (REMRF) prevista: Se calcula multiplicando el requerimiento de reserva fría previsto, de acuerdo a los criterios definidos para la Programación Estacional, por el Precio Máximo de dicha reserva en el Mercado y por la cantidad de horas del trimestre.
- La remuneración trimestral por Reserva de CUATRO (4) horas (REMRCUA) prevista: Se calcula multiplicando el requerimiento de Reserva de CUATRO (4) horas previsto, de acuerdo a los criterios definidos para la Programación Estacional, por el Precio Máximo de dicha reserva en el Mercado y por la cantidad de horas previstas para este servicio en el trimestre.
- La remuneración trimestral por Reserva de Confiabilidad (REMCONF) prevista: Se determina calculando la Reserva de Confiabilidad requerida para cada mes del trimestre, multiplicada por el Precio de esta Reserva en el Mercado, de existir, para cada mes o el precio máximo permitido y por la cantidad de horas en que se remunera dicha reserva que correspondan a cada mes del trimestre.
- La remuneración por reserva de máximo requerimiento térmico (REMMAXTER) prevista: Calculada como la Remuneración Base de Potencia prevista en el trimestre descontada la demanda de potencia en las horas que se remunera la potencia prevista valorizada al Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD).

Por otra parte, el OED debe estimar el monto previsto al comienzo del período a programar acumulado en la Cuenta de Apartamiento de la Reserva (CUENRES), resultado de la metodología indicada en el punto 2.5.3.3.4. Para el primer trimestre (t1) del período a programar se debe tomar como ajuste necesario al precio estacional por reserva de potencia el saldo previsto en la cuenta con signo contrario.

$$\text{AJUSR } t1 = - \text{CUENRES}$$

En la Programación Estacional, para el cálculo del precio estacional del segundo trimestre, el OED debe considerar que el ajuste es cero.

Para cada Período Trimestral, la demanda máxima prevista (DEMMAX) durante las horas en que se remunera la potencia para un Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario "j" está dada por la suma de sus Potencias Declaradas para el trimestre menos la demanda prevista cubrir con contratos de importación sin respaldo calculada como la suma de la Potencia Máxima de Importación (MAXIMP) de cada uno de estos contratos.

$$\text{DEMMAX}_{j}^t (\text{MW}) = \sum_m (\text{PDECL}_{j}^m - \sum_i \text{MAXIMP}_{ij}^m)$$

Donde:

m: los meses del trimestre "t"

MAXIMP_{ij}^m: Potencia Máxima de Importación del contrato de importación "i" sin respaldo del MEM, en que el agente Consumidor "j" es la parte compradora.

Para un Generador "k" que vende por contratos de exportación con respaldo del MEM, su demanda máxima (DEMMAX) durante las horas en que se remunera la potencia está dada por la potencia que requiere respaldo (PRES) en sus contratos de exportación.

$$\text{DEMMAX}_{k}^t (\text{MW}) = \sum_m \sum_x \text{PRES}_{k}^{xm}$$

Dónde:

m: los meses del trimestre "t"

PRES_{kxm}: Potencia a exportar con respaldo del MEM en el mes "m" por el contrato de exportación "x" del Generador "k".

Para un Distribuidor, Autogenerador, Generador con contratos de exportación con respaldo y Gran Usuario que no esté habilitado como Gran Usuario Interrumpible, su compra de reserva (COMPRES) prevista en la Programación Estacional está dada por su demanda máxima prevista.

$$\text{COMPRES}_{tj} \text{ (MW)} = \text{DEMMAX}_{tj}$$

Para un Gran Usuario Interrumpible, su compra de reserva dependerá de los servicios de reserva de corto y/o mediano plazo que provea, de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS. En consecuencia, de estar habilitado, su compra de reserva de máximo requerimiento térmico o la compra del resto de las reservas, reserva de confiabilidad (COMCONF), reserva de CUATRO (4) horas (COMCUATRO), reserva fría (COMPRF) y reserva de DIEZ (10) minutos (COMPRES10), podrán ser iguales a CERO (0), dependiendo de la potencia ofertada y el tiempo de respuesta como reserva de potencia que ofrezca.

En la Programación Estacional, el OED debe calcular el Precio Estacional por Reserva de Potencia (PESTRES) para cada Período Trimestral de acuerdo al siguiente procedimiento:

El OED calculará el precio de las distintas reservas, dividiendo la remuneración a efectuar por cada una de ellas de parte de los agentes productores por el total de compra de reserva (COMPRES) prevista para cada una de las mismas conforme lo siguiente:

$$\text{RES10}^t \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{REMRES10}^t}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^r)}$$

$$\text{RESF}^t \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{REMRF}^t}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^r)}$$

$$\text{RESCUATRO}^t \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{REMCUATRO}^t}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^r)}$$

$$\text{RESCONF}^t \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{REMCONF}^t}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^r)}$$

$$\text{RESMAXTER}^t \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{REMMAXTER}^t}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^r)}$$

Siendo:

j = agente Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario (Interrumpible o no según corresponda) del MEM para cada una de las reservas.

r = el tipo de reserva en análisis (RES10, RESRF, RESCUATRO, RESCONF, RESSECO)

El OED calculará el precio estacional de la reserva totalizando el precio de cada reserva y sumándole el ajuste necesario (AJUSR) dividido por la compra de reserva prevista de los Distribuidores.

$$\text{PESTRES}^t \text{ (\$/MW mes)} = (\text{RES10}^t + \text{RESF}^t + \text{RESCUATRO}^t + \text{RESCONF}^t + \text{RESMAXTER}^t) + (\text{AJUSR}^t / \sum_{jj} \text{COMPRES}_{tj}^{jj})$$

siendo:

jj = agente Distribuidor.

2.5.3.3.2. PRECIO MENSUAL POR RESERVA DE POTENCIA.

Al finalizar cada mes, el OED debe calcular la remuneración mensual para cada una de las reservas indicadas precedentemente conforme la remuneración a erogar por dichos conceptos en el mes.

Se denomina Compra Mensual de Reserva (COMESRES) de un Distribuidor, Autogenerador, Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM o Gran Usuario no Interrumpible a su Requerimiento Máximo de Potencia para el MEM en el mes (REQMAX).

Para un Gran Usuario Interrumpible, su inclusión en la compra mensual de reserva dependerá de los servicios de reserva de corto y/o mediano plazo que provea, de igual manera que la considerada para el cálculo del precio estacional.

El OED debe calcular los Precios Mensuales de las Reservas, de acuerdo a la metodología utilizada en el cálculo trimestral, resultando:

$$\text{RES10}^m \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{MESRES10}^m}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^m)}$$

$$\text{RESF}^m \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{MESRF}^m}{\sum_j (\text{COMESRES}_{tj}^m)}$$

$$\text{RESCUATRO}^m \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{MESRESCUATRO}^m}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^m)}$$

$$\text{RESCONF}^m \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{MESRESCONF}^m}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^m)}$$

$$\text{RESMAXTER}^m \text{ (\$/MW mes)} = \frac{\text{REMRESMAXTER}^m}{\sum_j (\text{COMPRES}_{tj}^m)}$$

• siendo:

• j = agente Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario (Interrumpible o no según corresponda al tipo de reserva) del MEM para cada una de las reservas.

• r = el tipo de reserva en análisis (RES10, RESRF, RESCUATRO, RESCONF, RESMAXTER)

El precio mensual de la reserva de un Autogenerador o Gran Usuario no Interrumpible " j " estará dado por la suma del precio de cada reserva según lo siguiente:

$$\text{PMESTRES}_j^m \text{ (\$/MW mes)} = \text{RES10}^m + \text{RESF}^m + \text{RESCUATRO}^m + \text{RESCONF}^m + \text{RESMAXTER}^m$$

El precio mensual de la reserva para un contrato de exportación con respaldo del MEM estará dado por una suma equivalente a la anterior. Por otro lado, de tratarse de un Gran Usuario Interrumpible, el precio mensual correspondiente será el que resulte de la sumatoria de las reservas que requiera.

2.5.3.3.3. CARGO MENSUAL POR RESERVA DE POTENCIA

Al finalizar cada mes " m " de un Período Trimestral, el OED debe calcular el Cargo por Reserva (CARGORES) que debe pagar cada Distribuidor, Autogenerador, Gran Usuario, y/o Generador " j " con contratos de exportación con respaldo del MEM, multiplicando la compra de reserva del mes (COMESRES) por el precio de la reserva que corresponda, ya sea el Precio Estacional para los Distribuidores o el Precio Mensual para el resto de los agentes según su requerimiento de reservas.

$$\text{CARGORES}_j^m \text{ (\$)} = \text{COMESRES}_j^m * \text{PESTRES}^t * \text{FA}_j$$

$$\text{CARGORES}_j^m \text{ (\$)} = \text{COMESRES}_j^m * \text{PMESRES}_j^m * \text{FA}_j$$

2.5.3.3.4. CUENTA DE APARTAMIENTO DE LA RESERVA DE POTENCIA

La diferencia mensual que surge entre lo que deberían pagar los Distribuidores de acuerdo al Precio Mensual por Reserva de Potencia y lo efectivamente recaudado de dichos agentes en concepto de Cargo Mensual por Reserva de Potencia, se acumula dentro del Fondo de Apartamiento de la Potencia discriminado en una subcuenta denominada Cuenta de Apartamiento de la Reserva (CUENRES).

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe asignar a esta cuenta el monto recaudado de los agentes consumidores totalizando los correspondientes Cargos por Reserva y le debe retirar el monto a abonar a los Generadores en concepto de remuneración por las distintas reservas de potencia.

El saldo en dicha cuenta se transferirá al cálculo del Precio Estacional por Reserva de Potencia del siguiente Período Trimestral. El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), junto con la información de seguimiento de estado del Fondo de Apartamiento de la Potencia, debe suministrar el seguimiento de la Cuenta de Apartamiento de la Reserva.

Para la evaluación del Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia se utilizará el monto que resulta para el Fondo de Apartamiento de la Potencia sin incluir el monto correspondiente a la Cuenta de Apartamiento de la Reserva.

2.5.3.3.4. PRECIO POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

2.5.3.3.4.1. PRECIO MENSUAL POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

Los requerimientos de arranque y parada de máquinas turbovapor y nuclear, así como los requerimientos de despacho que fuerzan máquinas, ya sea por necesidades de potencia en el pico, por tiempos mínimos entre ciclos de arranque y parada en el parque térmico, como en el parque hidráulico para incrementar la capacidad de transporte, son atribuibles a los requerimientos de potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Al finalizar cada mes " m ", el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular para cada hora los sobrecostos de la energía que resulta para las máquinas forzadas por despacho, entendiéndose como tal las máquinas turbovapor forzadas, las máquinas turbovapor de punta generando a mínimo técnico y las máquinas hidráulicas forzadas por el despacho por requerimientos de Transporte o regulación de frecuencia. Dicho sobrecosto horario está dado por la diferencia entre el precio al que fue remunerada su energía y el precio de la energía en su nodo. El sobrecosto mensual (SCFORZ) se calcula con la integración de los sobrecostos horarios.

A su vez, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular los costos por remuneración de arranque y parada (CAP) de las máquinas reancladas durante el mes por despacho, habiendo sido paradas previamente por orden del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) por resultar más económico desde el punto de vista del despacho.

De este modo quedará evaluado para cada mes " m " el Sobrecosto por Despacho (SCDESP) como la suma del sobrecosto por máquinas forzadas por despacho y la remuneración de Arranque y Parada reconocida.

$$\text{SCDESP}^m \text{ (\$)} = \text{SCFORZ}^m + \text{CAP}^m$$

El OED debe calcular el monto a adicionar al precio por Servicios Asociados a la Potencia debido a las reservas de corto plazo relacionadas con la seguridad operativa del sistema, siendo dicho monto compuesto por:

- Remuneración mensual de reserva operativa de CINCO (5) minutos (REMROP).
- El Saldo del Servicio de Regulación Secundaria (SALRSF) calculado tal como se indica en el Anexo 23 - "Regulación de Frecuencia" de LOS PROCEDIMIENTOS.

$$\text{RESCP}^m (\$) = \text{REMROP}^m + \text{SALRSF}^m$$

El OED debe calcular además el monto a descontar del precio por Servicios Asociados a la Potencia por incumplimiento en los compromisos relacionados con la calidad del servicio, de acuerdo al saldo que resulta para el mes en las penalidades por incumplimientos en las obligaciones de alivio de carga ante un requerimiento de corte por déficit y/o falla en el MEM (PENCOR), conforme lo establecido en el Anexo 35 de LOS PROCEDIMIENTOS:

Para cada mes "m" resulta un Monto Mensual por Servicios (MONSER) totalizando los montos calculados.

$$\text{MONSER}^m (\$) = \text{SCDESP}^m + \text{RESCP}^m - \text{PENCOR}^m$$

Al finalizar un mes "m" el OED debe calcular el Precio Mensual por Regulación Primaria de Frecuencia (PMESRPF) en cada área que surja del despacho "A", o sea el Mercado y cada área que resultó desvinculada durante el mes, dividiendo el Saldo del Servicio de Regulación Primaria (SALRPF) del área, calculado tal como se indica en el Anexo 23 "Regulación de Frecuencia" de LOS PROCEDIMIENTOS, por la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia en el Mes (REQMAX) de Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores "j(A)" del área, multiplicado por su Factor de Adaptación.

$$\text{PMESRPF}_A^m (\$/\text{MW mes}) = \frac{\text{SALRPF}_A^m}{\sum_{j(A)} (\text{REQMAX}_{j(A)}^m * \text{FA}_{j(A)})}$$

Al finalizar el mes "m", el OED debe calcular el Precio Mensual por Servicios Asociados a la Potencia (PMESSER) en cada área de despacho "A", o sea el Mercado y cada área que resultó desvinculada durante el mes, dividiendo la remuneración total para el mes (MONSER) por la suma de los Requerimientos Máximos de Potencia en el Mes (REQMAX) de todos los Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores "j" multiplicado por su Factor de Adaptación, y adicionando el Precio Mensual por Regulación Primaria (PMESRPF) del área.

$$\text{PMESSER}_A^m (\$/\text{MW mes}) = \frac{\text{MONSER}^m}{\sum_j (\text{REQMAX}_j^m * \text{FA}_j)} + \text{PMESRPF}_A^m$$

2.5.3.4.2. PRECIO ESTACIONAL POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED debe calcular la Remuneración por Servicios a asignar al primer trimestre "t" del período, para ello debe evaluar los siguientes conceptos:

- La suma de los Montos Mensuales por Servicios (SERMES) registrados en los TRES (3) meses comprendidos entre el último mes del trimestre segundo anterior al trimestre a programar (t-2) y el segundo mes del trimestre anterior al trimestre a programar (t-1).

$$\text{SERMES}^t (\$) = \sum_m \text{MONSER}^m$$

siendo "m" los meses comprendidos entre m1-4 y m1-2, dónde "m1" es el primer mes del trimestre "t".

- Para cada área "A", el Mercado y cada área que resultó desvinculada durante los meses considerados, la suma de Saldo del Servicio de Regulación Primaria (SALRPF) del área, calculado tal como se indica en el Anexo 23: "Regulación de Frecuencia" de LOS PROCEDIMIENTOS, registrado en cada uno de los TRES (3) meses comprendidos entre el último mes del trimestre segundo anterior al trimestre a programar (t-2) y el segundo mes del trimestre anterior al trimestre a programar (t-1).

$$\text{SALMES}^t A (\$) = \sum_m \text{SALRPF}_A^m$$

Siendo "m" los meses comprendidos entre m1-4 y m1-2, dónde "m-1" es el primer mes del trimestre "t".

- El saldo previsto, en el Fondo de la Potencia (FONPOT) al comienzo del siguiente Período Trimestral, resultado de la metodología descrita en el punto 2.5.3.6.

Con estos valores, debe determinar el valor unitario correspondiente al MW mes para los siguientes conceptos.

- El valor unitario por servicios (UNISER), calculado dividiendo los Montos Mensuales por Servicios (SERMES) por la suma de la potencia declarada por cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador "j" del MEM en cada mes del trimestre, afectadas por su Factor de Adaptación.

$$\text{UNISER}^t (\$/\text{MW mes}) = \frac{\text{SERMES}^t}{\sum_m \sum_j (\text{PDECL}_{j(A)}^m * \text{FA}_j)}$$

siendo "m" los meses del trimestre "t".

- El valor unitario del saldo previsto en el Fondo de la Potencia (UNIFON), calculado dividiendo el saldo previsto en el Fondo de la Potencia (FONPOT), con signo inverso, por la suma de la potencia declarada por los Distribuidores "jj" del MEM en cada mes "m" del trimestre afectadas por su factor de adaptación.

$$\text{UNIFON}^t (\$/\text{MW mes}) = \frac{-(\text{FONPOT})}{\sum_m \sum_{jj} (\text{PDECL}_{jj}^m * \text{FA}_{jj})}$$

- El valor unitario del Saldo de Servicios de Regulación Primaria (UNISAL) en cada área de despacho "A", o sea el Mercado y cada área que resultó desvinculada durante los meses anteriores utilizados en el cálculo, calculado dividiendo los montos mensuales por dichos saldos en el trimestre (SALMES) por la suma de la potencia declarada por cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador "j(A)" del área en cada mes del trimestre afectadas por su Factor de Adaptación.

$$\text{UNISAL}_A^t (\$/\text{MW mes}) = \frac{\text{SALMES}^t}{\sum_m \sum_{j(A)} (\text{PDECL}_{j(A)}^m * \text{FA}_{j(A)})}$$

El (OED) debe calcular el Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia (PESTSER) en cada área "A" sumando los valores unitarios calculados

$$\text{PESTSER}_A^t (\$/\text{MW mes}) = \text{UNISER}^t + \text{UNIFON}^t + \text{UNISAL}_A^t$$

A cada Distribuidor le corresponde el precio Estacional:

- correspondiente al Mercado, si durante todos los meses previos utilizados para el cálculo del saldo del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia siempre resultó en el Mercado;

- correspondiente al área desvinculada "A", si durante parte de los TRES (3) meses considerados para el cálculo del saldo del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia resultó en dicha área desvinculada.

2.5.3.4.3. CARGO MENSUAL POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el Cargo por Servicios Asociados a la Potencia (CARGOSER) correspondiente a cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario "j" multiplicando el Precio por Servicios Asociados a la Potencia que corresponda, Precio Estacional para Distribuidores y Precio Mensual para Grandes Usuarios y Autogeneradores, transferido a su nodo a través de su Factor de Adaptación por su Requerimiento Máximo de Potencia en el Mes (REQMAX):

$$\begin{aligned} &\text{Para "j" Distribuidor,} \\ &\text{CARGOSER}_j^m (\$) = \text{REQMAX}_j^m * \text{PESTSER}^t * \text{FA}_j \\ &\text{Para "j" Autogenerador o Gran Usuario,} \\ &\text{CARGOSER}_j^m (\$) = \text{REQMAX}_j^m * \text{PMESSER}^m * \text{FA}_j \end{aligned}$$

2.5.3.5. CARGOS MENSUALES POR POTENCIA

Mensualmente a cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario del MEM se les facturará:

- El cargo por potencia despachada;
- El cargo por reserva de potencia;
- El cargo por servicios asociados a la potencia.

Un Generador, conforme sus compromisos en el Mercado a Término, podrá recibir la facturación de:

- Un cargo por potencia despachada debido a la demanda comprometida en sus contratos de abastecimiento;
- Un cargo por reserva de potencia cuando haya acordado en sus contratos del Mercado a Término hacerse cargo del pago de dicho rubro;
- Un cargo por servicios asociados a la potencia cuando haya acordado en sus contratos del Mercado a Término hacerse cargo del pago de dicho rubro.

2.5.3.6. FONDO DE APARTAMIENTO DE LA POTENCIA

Al finalizar cada mes el OED debe calcular lo recaudado en este fondo como la diferencia entre lo asignado como cargos a los agentes por compra de potencia, y lo asignado como remuneración a los agentes por venta de potencia y al transportista por los sobrecostos asociados al Factor de Adaptación.

La recaudación está dada por la suma de:

- los cargos por potencia pagados por Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores;
- los cargos por potencia pagados por Generadores y Cogeneradores con Contratos de Abastecimiento, incluyendo contratos de exportación;

El total pagado está dado por la suma de:

- los montos abonados a Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores por las ventas de potencia asociadas a la remuneración base de potencia y los servicios de reserva;
- los montos por sobrecostos asociados al Factor de Adaptación pagados a la empresa de Transporte en Alta Tensión y que miden la calidad de los vínculos con el Mercado, calculado de acuerdo a lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS.
- el Sobrecosto por Despacho (SCDESP) dado por los sobrecostos de la energía que resulta para las máquinas forzadas por despacho, entendiéndose como tal las máquinas turbovapor forzadas, las máquinas turbovapor de punta generando a mínimo técnico y las máquinas hidráulicas forzadas por el despacho por requerimientos de Transporte, más los costos por remuneración de arranque y parada (CAP);
- los montos abonados por potencia a las importaciones Spot de potencia de países interconectados.

Este monto, ya sea positivo o negativo, se acumulará durante el trimestre en un Fondo de la Potencia (FONPOT) que se transferirá, excluyendo la Cuenta de Apartamiento de la Reserva, al siguiente trimestre para el cálculo del correspondiente Precio por Servicios Asociados a la Potencia.

2.6. SOBRECOSTO POR MAQUINAS FORZADAS POR RESTRICCIONES

Durante la operación real, restricciones asociadas al transporte en un sistema de transporte por Distribución Troncal o en un sistema de Distribución o asociadas al control de tensión y suministro de potencia reactiva, pueden forzar máquinas generando que no son requeridas por el despacho óptimo y producir un sobrecosto por la correspondiente energía generada a costo operativo (SCFORZ).

Este sobrecosto será calculado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), salvo que la unidad generadora puesta en servicio debido a la restricción esté cubriendo un contrato de Disponibilidad de Potencia y dentro de la convocatoria se invoque la restricción en cuestión. En este caso, se aplicará lo dispuesto al efecto en el Capítulo 4 – “MERCADO A TERMINO” de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para cada una de estas restricciones “r” que genera este tipo de sobrecosto, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe determinar en cada hora “h” las máquinas “q” que resultan forzadas y calcular el correspondiente sobrecosto de la energía producida, adicionándole el Sobrecosto de Combustible (SCCOMB) asociado al combustible líquido consumido y, de haberse producido, el correspondiente Costo de Arranque y Parada (CAP).

Para el cálculo del sobrecosto de la energía el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá considerar el combustible de menor precio y de libre disponibilidad hasta la central.

Al finalizar cada mes “m”, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe realizar la integración de los sobrecostos horarios para calcular el Sobrecosto Mensual (SCFORZMES) a asignar a cada restricción, ya sea de transporte, de un sistema de distribución, o de control de tensión y reactivo, que requirió generación forzada durante el mes.

Los sobrecostos correspondientes a la remuneración por potencia de las unidades despachadas forzadas se establece en los anexos correspondientes, en donde se define la determinación, el despacho y la asignación de la remuneración base de potencia forzada y, de requerirse, de las reservas de corto y mediano plazo.

2.13.1. PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Para el pasaje del precio de la potencia en el MEM a la tarifa de usuarios finales, se considera como Precio de Referencia de la Potencia para un Distribuidor “j” ($\$POTREF_{j,t}^{t,a}$) en un período trimestral “t” del año “a” al valor calculado con los Precios Estacionales de la Potencia para el MEM vigentes en dicho trimestre.

$$\$POTREF_{j,t}^{t,a} (\$/MWh) = (\text{PMESDES}_{j,t}^{t,a} / 2 * REL1_{j,t}^{t,a} + \text{PESTRES}_{j,t}^{t,a} + \text{PESTSER}_{j,t}^{t,a} + \text{PESTSRI}_{j,t}^{t,a}) * FA_{j,t}^{t,a}$$

siendo:

$\text{PMESDES}_{j,t}^{t,a}$: Precio Base de Potencia Despachada ($\$/MWh$ mes) vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$\text{PESTRES}_{j,t}^{t,a}$: Precio Estacional por Reserva de Potencia ($\$/MWh$ mes) vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$\text{PESTSER}_{j,t}^{t,a}$: Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia ($\$/MWh$ mes) vigente en el trimestre “t” del año “a” correspondiente al área del Distribuidor “j”.

$\text{PESTSRI}_{j,t}^{t,a}$: Precio Estacional por Servicio de Reserva Instantánea ($\$/MWh$ mes) vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$FA_{j,t}^{t,a}$: Factor de Adaptación del Distribuidor “j” para el trimestre “t” del año “a”.

$REL1_{j,t}^{t,a}$: Relación entre la demanda media de potencia y la demanda máxima de potencia registrada para el Distribuidor “j” en horas en que se remunera la potencia en el trimestre “t” del año anterior, calculada de acuerdo a la metodología que se indica en el punto 2.13.3.

2.13.2. PRECIOS DE REFERENCIA DE LA ENERGIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Para el pasaje del precio de la energía en el MEM a la tarifa de usuarios finales de un Distribuidor “j” en un período trimestral “t” del año “a” se considera como Precio de Referencia de la Energía ($\$PEST$) para cada banda horaria “b” el valor calculado con el Precio Estacional de la Energía del Distribuidor, el Precio Estacional por Energía Adicional, y el Precio de la Potencia vigentes en el MEM en dicho trimestre.

Para la banda horaria “b” resulta:

$$\$PEST_{j,b,t}^{t,a} (\$/MWh) = \text{PEST}_{j,b,t}^{t,a} + \text{PERDEST}_{j,b,t}^{t,a} + \$PPAD_{j,b,t}^{t,a} * FA_{j,t}^{t,a} * RELB_{j,b,t}^{t,a} + \text{SCCOMBEST}_{j,b,t}^{t,a}$$

siendo:

$\text{PEST}_{j,b,t}^{t,a}$: Precio Estacional de la Energía ($\$/MWh$) del Distribuidor “j” en la banda horaria “b” vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$\text{PERDEST}_{j,b,t}^{t,a}$: Precio Estacional por Energía Adicional ($\$/MWh$) en la banda horaria “b” vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$\text{SCCOMBEST}_{j,b,t}^{t,a}$: Sobrecosto Estacional de Combustibles ($\$/MWh$) en la banda horaria “b” vigente en el trimestre “t” del año “a”.

$\$PPAD_{j,b,t}^{t,a}$: Precio horario de la Potencia en el Mercado ($\$/MWh$) vigente en el trimestre “t” del año “a” correspondiente a la banda horaria “b”.

$FA_{j,t}^{t,a}$: Factor de Adaptación del Distribuidor “j” para el trimestre “t” del año “a”.

$RELB_{j,b,t}^{t,a}$: Relación para el Distribuidor “j” entre la demanda de energía prevista en la banda horaria “b” en las horas en que se remunera la potencia no cubierta por contratos reconocidos para su traspaso a la tarifa de usuarios finales y la correspondiente previsión de demanda de energía durante las horas de la banda horaria “b” de todo el trimestre no cubierta por dicho tipo de contratos. Su cálculo

se realiza en base a las relaciones correspondientes a dicha banda horaria en el trimestre “t” del año anterior (REL2 y REL3), calculadas de acuerdo a la metodología que se indica en el punto 2.13.3.

El factor $RELB_{j,b,t}^{t,a}$ mide para la banda horaria “b” la relación entre la previsión de demanda de energía en las horas en que se remunera la potencia no cubierta por contratos autorizados para su pasaje a la tarifa a usuarios respecto la demanda de energía prevista para todo el trimestre no cubierta por dicho tipo de contratos. Para cada Distribuidor “j”, el cálculo de la demanda prevista por banda horaria se realiza en base a la demanda total de energía prevista para el trimestre y las relaciones REL2 y REL3.

$$RELB_{j,b,t}^{t,a} = \frac{EDEMPREV_{j,t}^{t,a} * REL2_{j,b,t}^{t,a-1} * REL3_{j,b,t}^{t,a-1} - ECONSTHRP_{j,b,t}^{t,a}}{EDEMPREV_{j,t}^{t,a} * REL2_{j,b,t}^{t,a-1} - ECONST_{j,b,t}^{t,a}}$$

siendo

b: banda horaria “b”.

$EDEMPREV_{j,t}^{t,a}$: Energía prevista abastecer (MWh) al Distribuidor “j” durante el trimestre “t” del año “a”, de acuerdo a los valores indicados en la correspondiente Programación Estacional del MEM.

$ECONSTHRP_{j,b,t}^{t,a}$: Energía a abastecer (MWh) por los contratos reconocidos al Distribuidor “j” para su traspaso a la tarifa a usuarios finales en la banda horaria “b” en las horas en que se remunera la potencia en el trimestre “t” del año “a”.

$ECONST_{j,b,t}^{t,a}$: Energía a abastecer (MWh) por los contratos reconocidos al Distribuidor “j” para su traspaso a la tarifa a usuarios finales en la banda horaria “b” durante el total del trimestre “t” del año “a”.

De existir contratos cuyo precio es trasladado a la tarifa de usuarios finales, para realizar el pasaje al precio de la energía asignado a dichos contratos del cargo por pérdidas y del cargo por sobrecosto de combustibles correspondientes a la energía cubierta por estos contratos, se debe adicionar el Precio Estacional por Energía Adicional y el Sobrecosto Estacional de Combustibles correspondiente por banda horaria.

ANEXO II

CAPITULO 3: MERCADO DE PRECIOS HORARIOS

3.1.3.2. DETERMINACION DE LAS RESERVAS DE CORTO PLAZO

El OED informará la magnitud de las reservas de corto plazo que será necesario constituir para los días de la semana y habilitará la presentación de ofertas para el cubrimiento de dichas reservas. Los Generadores que deseen participar deberán informar su disposición a participar de las mismas, indicando la información requerida en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3.5.3 REMUNERACION DE LA POTENCIA

La potencia neta puesta a disposición se calcula descontando de la potencia bruta el consumo por servicios auxiliares. Para el cálculo de la potencia neta operada y la potencia neta puesta a disposición se deben tener en cuenta las restricciones de transporte, de distribución y/o de operación que limiten la potencia firme máxima generable.

Una máquina térmica o central hidroeléctrica recibe una remuneración base de potencia en función de la simulación de su operación prevista en el año, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS, y/o la asignada como resultado de su participación en las reservas de corto y mediano plazo que provea, conforme lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

ANEXO III

CAPITULO 4: MERCADO A TERMINO

El Mercado Spot dispone de una calidad y seguridad de suministro definida a partir de las reservas base de potencia y de las reservas de corto y mediano plazo que deben abonar todas las demandas no interrumpibles.

En el Mercado a Término del MEM se pueden pactar contratos de energía para fijar y/o estabilizar el precio, o de disponibilidad de potencia para contar con una garantía adicional a las reservas del sistema establecidas en el Mercado Spot. Conjugando ambos objetivos, se pueden pactar contratos de abastecimiento que permitan disponer un cubrimiento de precios y el respaldo de potencia, para una demanda.

Las empresas de otros países pueden suscribir contratos en el Mercado a Término con Agentes y Comercializadores del MEM. A su vez, los Agentes y Comercializadores del MEM pueden suscribir contratos en el Mercado a Término con empresas de otros países. Las condiciones, requisitos y funcionamiento de estos contratos se debe ajustar a lo indicado en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En las disposiciones sobre Contratos toda referencia al Generador o Agente Productor se refiere al vendedor dentro del contrato y tal vendedor puede ser un Generador o un Cogenerador o un Auto-generador en su función de productor o un Comercializador que comercialice generación, salvo que se indique en forma explícita condiciones específicas para alguno de ellos en particular. A su vez, toda referencia al Distribuidor o Gran Usuario o Agente Consumidor debe entenderse aplicable al comprador dentro del contrato y tal comprador puede ser un Distribuidor o un Gran Usuario o un Autogenerador en su función de consumidor o un Comercializador que comercialice demanda, o en el caso de los Contratos de Disponibilidad de Potencia en que el comprador también puede ser un Generador, o Cogenerador, salvo que se indique explícitamente condiciones específicas para alguno de ellos en particular.

4.1. CARACTERISTICAS GENERALES

4.1.1. REQUISITOS

En todos los casos, para considerar que un contrato pertenece al Mercado a Término del MEM, requiere cumplir los requisitos que se establecen en LOS PROCEDIMIENTOS. En particular, los contratos de importación y exportación deben cumplir lo establecido en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Un contrato del Mercado a Término no puede afectar el despacho económico del MEM, o sea no puede establecer una relación física que obliga a generar con una máquina o central en particular independientemente de su competitividad en el despacho.

No son contratos del Mercado a Término aquellos cuya operatoria altera o impide la satisfacción de los criterios de formación del Precio SPOT contenidos la Ley 24.065 y su reglamentación.

El OED supervisará el cumplimiento de los requisitos exigidos.

4.1.2. PARTES

Ser parte en un contrato del Mercado a Término implica operar en el Mercado Spot para transar los saldos, las partes deberán ser Agentes o Participantes autorizados en el MEM. En consecuencia, en el Mercado a Término del MEM existen:

- contratos internos: en que las partes son Agentes o Comercializadores del MEM;
- contratos externos: entre Agentes o Comercializadores del MEM y empresas de un país interconectado.

Una empresa Generadora del Estado Nacional o una central que es comercializada por una empresa del Estado Nacional no podrá suscribir contratos del Mercado a Término.

Salvo las restricciones definidas en la Ley 24.065 y dentro de las condiciones y restricciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, los Generadores del MEM podrán suscribir contratos del Mercado a Término con agentes del MEM (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores u otros Generadores) o Comercializadores pactando condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes, y contratos de exportación con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores de otros países.

Dentro de las condiciones y restricciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, un Cogenerador podrá vender sus excedentes por Contratos de Abastecimiento y contratos de disponibilidad de potencia en el Mercado a Término con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM o por contratos de exportación.

Dentro de las condiciones y restricciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS, un Autogenerador podrá vender sus excedentes por Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término a Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM, o comprar por Contratos de Abastecimiento de un Generador o Comercializador del MEM. Durante los períodos en que esté en vigencia uno o más Contratos de Abastecimiento en que un Autogenerador es la parte compradora, no podrá suscribir contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora. Un Autogenerador no podrá suscribir, como vendedor, Contratos de Disponibilidad de Potencia.

Una empresa de otro país podrá suscribir Contratos de importación y exportación si cumplen las condiciones indicadas en los Anexos 30 y 31 de LOS PROCEDIMIENTOS.

4.1.3. INFORMACION

Los contratos serán de conocimiento público en cuanto a precios y a la información requerida para su administración dentro del MEM. Dichos datos e información deberán ser entregados al OED, de acuerdo al formato que establezca para ello el denominado "Formato de Datos de Contratos". A los efectos de agilizar el intercambio de información y su procesamiento, el formato se establecerá en un medio para ingresar directamente al sistema informático.

Los datos a suministrar en el formato que defina el OED deberán incluir:

- Identificación de las partes y la declaración jurada de que reconocen como válida la información suministrada en el Formato.
- Plazo de vigencia.
- Condiciones de renovación y rescisión.
- Los precios.
- La información necesaria para su administración, de acuerdo al tipo de contrato y lo que se establece en LOS PROCEDIMIENTOS.

• Opcional y sólo para contratos internos: Identificación de cómo se repartirán entre las partes el pago de los Cargos de Transporte y otros servicios del MEM del contratante. A los contratos internos que no suministren esta información se aplicarán los criterios generales que se definen en este capítulo de LOS PROCEDIMIENTOS. En ningún caso el acuerdo que hagan las partes será oponible a CAMMESA o al resto de los actores del MEM que no sean parte en el acuerdo para liberar la responsabilidad de pago que según las normas generales de remuneración del transporte y otros servicios en el MEM tiene cada parte.

• La información necesaria para demostrar que se cumplen los requisitos y restricciones indicados en LOS PROCEDIMIENTOS.

El suministro al OED de la información de un contrato, incluyendo el Formato de Datos de Contratos, es obligación de la parte vendedora de tratarse de un contrato interno o de la parte local de tratarse de un contrato externo.

4.1.4. AUTORIZACION

Al recibir la información de un contrato a través del Formato de Datos de Contratos, el OED debe verificar el cumplimiento de los requisitos vigentes para su autorización como contrato perteneciente al Mercado a Término, de acuerdo a lo que establecen LOS PROCEDIMIENTOS.

El OED debe notificar la autorización o rechazo de un contrato a la parte que requirió su autorización. Cuando la autorización o rechazo del contrato no resulte clara para el OED por advertir una posible incompatibilidad con los principios de la Ley 24.065 y sus reglamentaciones podrá elevar el caso a la Secretaría de Energía para que le instruya sobre la autorización o rechazo del Contrato. De verificar el OED que la información suministrada para un contrato es incorrecta o que se vulnera alguna restricción o requisito establecido en LOS PROCEDIMIENTOS, notificará que el contrato no se acepta como perteneciente al Mercado a Término, indicando el motivo que lo justifica.

Si el Formato fue suministrado con la anticipación que se indica en LOS PROCEDIMIENTOS y para la fecha de entrada en vigencia el OED no ha notificado su rechazo, el OED y las partes deberán considerar que el contrato tiene una autorización condicional y, a los efectos de su administración en el MEM, recibirá el mismo tratamiento que un contrato autorizado como perteneciente al Mercado a Término. Si posteriormente el OED informa su rechazo, con el motivo que lo justifica, el contrato se considera que se mantiene vigente hasta:

- TREINTA (30) días después a la fecha en que se informó el rechazo, o su finalización, lo que ocurra primero, de tratarse de un Contrato de Energía o de Abastecimiento;
- SIETE (7) días después a la fecha en que se informó el rechazo, o su finalización, lo que ocurra primero, de tratarse de un Contrato de Disponibilidad de Potencia.

Si el Formato no fue suministrado con la anticipación que se indica en LOS PROCEDIMIENTOS, no podrá entrar en vigencia hasta que el OED notifique su autorización como perteneciente al Mercado a Término.

De rescindir un contrato, será obligación de las partes de tratarse de un contrato interno, o de la parte local de tratarse de un contrato externo, notificar inmediatamente al OED. Dicha rescisión será tenida en cuenta en el cálculo de las transacciones económicas dentro del MEM a partir del primer día hábil posterior a la notificación de su cancelación.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED deberá adjuntar un listado de los contratos previstos vigentes. En el Informe Mensual el OED deberá adjuntar un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o se hayan modificado en el mes. Junto con los resultados de la Programación Semanal, el OED deberá adjuntar un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o finalizado o han sido modificados en la semana programada.

Ante situaciones como las descritas en el punto 4.1.1. del presente Capítulo, en relación con la formación del Precio Estacional, el OED deberá informar a la SECRETARIA DE ENERGIA dentro de un plazo máximo de SETENTA Y DOS (72) horas de detectado el incumplimiento a efectos de que se expida al respecto.

4.2. VINCULACION CON EL MEM

En caso que, dado los puntos de entrada/salida al MEM de las partes, un contrato del Mercado a Término requiera el uso de un Sistema de Distribución, deberá convenir con el correspondiente Distribuidor el costo del transporte por el uso de la parte de sus instalaciones que resulten imprescindibles para acceder a los puntos de compra/venta en el MEM, dentro del marco de libre acceso establecido en la Ley Nº 24.065. Los Distribuidores del MEM comprometen el libre acceso a sus instalaciones en tanto cuenten con capacidad remanente para ello.

El Agente o Comercializador que requiera la prestación por parte de un Distribuidor de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT) para vender o comprar a un tercero mediante contratos del Mercado a Término, presentará su solicitud al Distribuidor correspondiente. Dentro de un plazo de QUINCE (15) días las partes deberán llegar a un acuerdo sobre las condiciones técnico-económicas por el uso de sus instalaciones de Distribución para transportar la energía contratada. En caso de no llegar a un acuerdo dentro del plazo indicado sobre las condiciones de uso o la tarifa correspondiente, se deberá recurrir a la SECRETARIA DE ENERGIA quien, dentro de los QUINCE (15) días, definirá las condiciones de prestación del servicio disponiendo la aplicación al caso de los Anexos 27 ó 28 o sus normas complementarias (Resolución SE Nº 428/98) con el objetivo fundamental de garantizar el libre acceso al MEM.

4.3. SERVICIO DE TRANSPORTE EN EL MEM

En el contrato se especificará el o los puntos de intercambio del MEM: punto o puntos de entrega del vendedor y puntos dónde se considera recibiendo la energía el comprador. En caso de contratos de importación el punto de intercambio del vendedor debe ser un nodo frontera, y en caso de contratos de exportación el punto de intercambio del comprador debe ser un nodo frontera.

Los cargos por el servicio de Transporte en el MEM resultan de la metodología vigente y no dependen de la existencia de contratos. Los cargos fijos por Transporte de cada agente o participante del MEM serán los indicados en la Programación Estacional vigente, y resultarán de su ubicación y uso previsto de la red, independientemente de los contratos que suscriban.

Mensualmente, el cargo variable del Transporte correspondiente a un contrato será calculado por el OED en base a la energía y/o potencia efectivamente entregada, y la energía y/o potencia efectivamente tomada dentro de los niveles del contrato, y afectándola de los precios correspondientes para cada uno de los nodos de recepción y de entrega.

A los efectos de determinar la remuneración variable del Transporte que se hacen cargo las partes de un contrato del Mercado a Término, el OED deberá considerar el siguiente criterio y metodología:

- La transacción contractual de energía y/o potencia se realiza en un punto, denominado nodo de referencia para el Transporte con un precio definido en ese punto. El nodo de referencia del Transporte es el nodo Mercado, salvo para contratos de importación o exportación en que es el correspondiente nodo frontera.

- El precio se acuerda en dicho punto, nodo de referencia para el Transporte.

- El vendedor se hace cargo del servicio de transporte para llevar su energía desde su nodo hasta el nodo de referencia para el Transporte. En consecuencia, paga el cargo variable correspondiente a la energía y/o potencia que entrega al contrato en su nodo y paga sus cargos fijos.

- El comprador se hace cargo del servicio de Transporte para llevar la energía del nodo de referencia para el Transporte hasta su nodo de compra. En consecuencia, paga el cargo variable correspondiente a la energía y/o potencia que recibe del contrato en su nodo y paga sus cargos fijos.

En un contrato interno, las partes podrán acordar cómo se repartirán el pago del servicio de Transporte e informar al OED en el correspondiente Formato de Datos de Contratos. De no suministrar esta información, para las transacciones económicas del MEM el OED adjudicará a cada parte del contrato:

- el cargo variable del transporte que corresponde a transmitir la energía y potencia entre su nodo de conexión y el nodo de referencia para el Transporte;

- el cargo fijo de Transporte que resulta de la Programación Estacional vigente.

De requerir un criterio de asignación distinto, en el Formato de Datos de Contratos se deberá suministrar la siguiente información adicional:

- El nodo de referencia del contrato, entendiéndose que la parte vendedora se hace cargo de la remuneración variable del Transporte entre su nodo de conexión y el nodo de referencia del contrato y la parte compradora entre el nodo de referencia del contrato y su nodo de conexión.

- El porcentaje, que puede ser CERO (0), del costo fijo de transporte de la parte compradora que se hará cargo la parte vendedora.

- El porcentaje, que puede ser CERO (0), del costo fijo de transporte de la parte vendedora que se hará cargo la parte compradora.

Para los contratos internos que establezcan un criterio de asignación de costos del servicio de Transporte, en las transacciones económicas del MEM el OED deberá tenerlo en cuenta y asignar a cada parte del contrato los cargos de Transporte que correspondan. En ningún caso el acuerdo que hagan las partes será oponible contra CAMMESA o el resto de los actores del MEM que no sean parte

en el acuerdo para liberar la responsabilidad de pago que según las normas generales de remuneración del transporte en el MEM tiene cada parte del Contrato.

Las partes al convenir un contrato deberán tener en cuenta que el mismo no incluye el riesgo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro ofrecida por el vendedor en un contrato sólo se referirá a su respaldo de generación, o sea a la disponibilidad en sus máquinas de la potencia contratada, excluyendo al Sistema de Transmisión y/o Distribución y las restricciones que puedan surgir en el mismo que no permitan hacer llegar la energía contratada hasta el correspondiente comprador. En consecuencia, ambas partes deberán haber analizado la calidad del vínculo que los conecta entre sí y/o con el Mercado.

4.4. OBLIGACIONES DE LOS GRANDES USUARIOS

4.4.1. REQUISITOS DE CONTRATACION

Los Grandes Usuarios tendrán los siguientes requisitos de contratación:

GUMA: Deberá contar al comienzo de cada mes con contratos que cubran por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda prevista.

GUME: Deberá contar con contratos de duración de uno o más períodos estacionales que cubran el CIEN POR CIENTO (100%) de su demanda.

GUPA: Deberá contar con contratos de duración de dos o más períodos estacionales que cubran el CIEN POR CIENTO (100%) de su demanda.

El agente que es la parte vendedora deberá informar al OED del Contrato, para su autorización como perteneciente al Mercado a Término, con una anticipación no menor de 15 días hábiles antes de la fecha de comienzo prevista.

4.4.2. DEPOSITO DE GARANTIA

Todo Gran Usuario Mayor y Autogenerador, en su función de consumidor, que no hayan cumplido sus obligaciones con el Mercado, dentro de los plazos de vencimiento de facturación especificados, al menos una vez dentro de un período de análisis de los SEIS (6) meses móviles consecutivos anteriores con intereses y/o morosidad facturada, deberá efectuar un Depósito de Garantía.

Cuando este incumplimiento corresponda exclusivamente a diferencias de conciliaciones fiscales canceladas antes del tercer día hábil de haberse realizado la comunicación del OED, no se lo computará a los efectos de lo dispuesto en el párrafo precedente.

El OED determinará los montos mínimos a considerar en el cómputo de incumplimientos en el Procedimiento Técnico correspondiente.

El monto del Depósito de Garantía se determinará como el monto neto de los débitos y créditos de los últimos TRES (3) meses móviles, incluido el mes en que se realiza el análisis de morosidad, remitidos al Agente por el OED, incluyendo impuestos e intereses. Los Depósitos de Garantías deberán tener una vigencia mínima de SEIS (6) meses.

Cada mes, antes de los TRES (3) días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento de la facturación, el OED evaluará la condición de cumplimiento de los Agentes Consumidores mencionados, identificando a aquellos que deben efectuar el Depósito de Garantía correspondiente.

El Depósito de Garantía debe ser integrado, a satisfacción del OED, dentro de los DIEZ (10) días corridos posteriores a la identificación de los obligados, en alguna de las siguientes formas:

- Dinero en efectivo. En los casos en que el Agente opte por entregar dinero en efectivo como depósito de garantía, deberá expresar formalmente su acuerdo para que CAMMESA coloque dicho monto a plazo fijo en los bancos con los que opera normalmente y acredite los respectivos intereses al mismo Depósito.

- Carta de Crédito "stand by" irrevocable otorgada por un Banco de primera línea

- Fianza o aval bancario.

Cuando se trate de ingresos de nuevos Grandes Usuarios Mayores o Autogeneradores en su función de Consumidores, se requerirá garantía por la facturación prevista del OED para los siguientes TRES (3) meses a partir del inicio de sus operaciones en el MEM. En los casos en que el ingresante sea una empresa ya habilitada como Gran Usuario Mayor o Autogenerador en su función de consumidor y solicite una nueva habilitación como Agente, por un nuevo punto de vinculación con el Sistema Eléctrico, en calidad de Gran Usuario Mayor o Autogenerador en su función de Consumidor en el MEM, sólo se requerirá el depósito de garantía si la empresa registra morosidad por tal otro punto en los términos previstos en la presente norma.

Al presentarse el Formato de Contrato de Abastecimiento o Acuerdo de Comercialización de Demanda ante el OED, éste verificará si su titular debe efectuar el Depósito. En el caso de que deba hacerlo, dentro de los QUINCE (15) días hábiles de presentada la documentación mencionada, el OED informará al titular del suministro ingresante el importe aproximado de la Garantía a constituir.

Al notificar el OED al titular del nuevo suministro la Autorización de ingreso que emite la Secretaría de Energía, le informará también el monto a constituir como Depósito, debiendo su titular efectuarlo a más tardar DIEZ (10) días hábiles antes del comienzo de sus operaciones en el MEM.

El OED no administrará contratos o acuerdos, ni considerará transacción comercial alguna en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) del titular del nuevo suministro que, debiendo hacerlo conforme la presente norma, no haya efectuado el Depósito de Garantía. El OED notificará de la pérdida de su condición de Agente del MEM al Gran Usuario o Autogenerador involucrados, al Prestador de la Función Técnica de Transporte (FTT), al Generador o Comercializador con el cual hubiere suscrito Contratos de Disponibilidad de Potencia, de Energía, de Abastecimiento y/o Acuerdo de Comercialización de Demanda, a la SECRETARIA DE ENERGIA y al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

El Gran Usuario Mayor y Autogenerador, en su función de consumidor, con Depósito de Garantía vigente deberá adecuar los montos del Depósito de Garantía si se verifica una variación de más del QUINCE POR CIENTO (15%) en el monto depositado, dentro de los QUINCE (15) días corridos luego de ser notificado por el OED.

El Depósito de Garantía debe mantenerse vigente aún con posterioridad al cese de la actuación del agente como Gran Usuario Mayor o Autogenerador del MEM, en tanto no se finalice el cobro y pago de las transacciones correspondientes al último mes de pertenencia y previo descuento de los recargos e intereses correspondientes.

Cuando un Gran Usuario Mayor o Autogenerador, en su función de consumidor, incumpla sus pagos en las transacciones económicas del Mercado, el OED utilizará su Depósito de Garantía para

cubrir la deuda impaga, que incluye los impuestos, recargos e intereses correspondientes. Si el monto en dicho depósito es suficiente para cubrir la totalidad de la deuda, el OED debe retirar el total del monto adeudado. Por el contrario, de resultar insuficiente, el OED debe retirar la totalidad del depósito, resultando el GUMA o Autogenerador moroso por el monto faltante.

Cuando se utiliza el Depósito de Garantía en forma parcial o total para saldar la deuda con el Mercado, el Consumidor involucrado deberá, dentro de un plazo no mayor de QUINCE (15) días corridos, reponer íntegramente a su Depósito de Garantía los fondos retirados.

En caso que un Gran Usuario Mayor o Autogenerador que conforme el presente punto deba tener constituido íntegro y vigente el Depósito de Garantía requerido, incumpla dicha obligación, o no reponga el fondo utilizado para saldar sus deudas con el Mercado dentro de los plazos indicados, pierde automáticamente su habilitación como Agente del Mercado y el OED debe considerar que esa demanda se integra a la del Distribuidor del área donde opera.

En los casos descriptos en el párrafo precedente el OED notificará la situación producida al sujeto incumplidor, al Prestador de la Función Técnica de Transporte, al Generador o Comercializador con el cual hubiere suscrito el Contrato de Disponibilidad, de Abastecimiento o acuerdo de comercialización de demanda, a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENRE.

4.5. TIPOS DE CONTRATOS EN EL MERCADO A TERMINO

En el Mercado a Término se podrán pactar distintos tipos de contrato de acuerdo al compromiso requerido:

a) **Contratos de Disponibilidad de Potencia:** Se compromete la disponibilidad de potencia de máquinas de un Generador como respaldo para ser convocada por el agente contratante. El compromiso se establece a nivel de potencia y deberá ser cubierto por el Generador contratado como respaldo con las máquinas comprometidas. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer al agente que es la parte compradora, en el caso de ser convocada. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía que esté generando el Generador que tiene comprometida su Disponibilidad cuando sea convocado por su contratante. Las partes deberán analizar la calidad de la red de transporte que los vincula, a fin de evaluar si es posible transmitir esa potencia contratada. Cada máquina podrá tener varios contratos de disponibilidad de potencia con diferente prioridad, debiendo indicar cuál es el orden de prioridad de los mismos y la condición de convocatoria.

b) **Contratos de Abastecimiento:** Se compromete el abastecimiento de una demanda de energía, con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. El vendedor garantiza con sus máquinas la entrega de esa energía. Además las partes deberán verificar que el nodo de compra tiene una vinculación con la red de transporte que permita transmitir en condiciones normales esa demanda contratada. El vendedor se podrá respaldar contratando disponibilidad de potencia como reserva para cumplir su compromiso, y/o comprando en el Mercado Spot la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.

c) **Contratos de Potencia Firme:** Se compromete una potencia firme en un nodo frontera para garantía de abastecimiento de una demanda que se ubica en un país distinto al que se encuentra la parte vendedora (contratos de importación y exportación), o en un nodo dentro de una Ampliación Firme por Peaje en que se conecta un agente al MEM. Sus condiciones, requisitos y modo de implementación se definen en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

d) **Contrato de Energía:** Se compromete la venta de energía a una demanda con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. La garantía de abastecimiento de este tipo de contrato es sólo la oferta del Mercado Spot en el nodo de compra del contratante.

Para la administración de las transacciones en el Mercado Spot, con el cálculo de los saldos que se compran y venden, como así también el cálculo de las limitaciones a la máxima energía y potencia contractable, el Contrato de Potencia Firme y el Contrato de Energía debe ser tratado como un Contrato de Abastecimiento, salvo que se explicita lo contrario. En ese sentido, la referencia al Distribuidor o Gran Usuario, para un contrato de exportación debe entenderse como un Distribuidor o un consumidor de otro país o un Comercializador y para un contrato de importación, la referencia a un Generador debe entenderse como un productor de otro país o un Comercializador.

Con referencia a lo previsto en los puntos "3.1.3.1. Previsión de Restricciones a la Demanda" y "3.2.3.4. Programación de Restricciones al Abastecimiento" del "Capítulo 3. MERCADO DE PRECIOS HORARIOS" de LOS PROCEDIMIENTOS, cuando se define Demanda Contratada o Potencia Contratada, se refiere a aquella respaldada con Contratos de Disponibilidad de Potencia, de Abastecimiento y/o de Potencia Firme.

4.5.1. CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

4.5.1.1. OBJETO

Las Contratos de Disponibilidad de Potencia permiten acordar una oferta de potencia puesta a disposición en una o más máquinas de un Generador que es la parte vendedora, para ser convocada por el agente que es la parte compradora en condiciones definidas en el contrato (por ejemplo déficit en el MEM) para el cubrimiento de requerimientos propios. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer a la parte compradora.

Este tipo de contratos, entre otras cuestiones, permite:

- a los Generadores con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, contar con un respaldo a sus compromisos de suministro independiente del Mercado Spot y/o cubrirse del riesgo del Transporte contando con un respaldo de máquinas ubicadas en la misma área que la demanda que contrata;

- a los Distribuidores acotar el precio de su energía, y/o su riesgo de falla particularmente en áreas importadoras sometidas a riesgo de desconexión, pudiendo así contar con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación;

- a los Grandes Usuarios, acotar el precio de su energía, y/o garantizar la continuidad de procesos industriales con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación.

4.5.1.2. CARACTERISTICAS GENERALES Y RESTRICCIONES

La parte vendedora toma el compromiso de poner a disposición de la parte compradora la potencia contratada. A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la potencia contratada, independientemente que sea o no convocada, y un pago por la energía que entregue al contrato cada vez que resulte convocada por la parte compradora.

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la disponibilidad de la potencia contratada, independientemente de que la requiera o no, y pagar por la energía que ésta genere cada vez que

la convoque. A cambio de ello, el comprador obtiene el derecho que la energía generada por la potencia contratada cada vez que la convoque sea considerada como generación propia, de ser un Generador, o disminuir su demanda propia, de ser un agente Consumidor.

Cada máquina podrá tener varios contratos de disponibilidad de potencia, debiendo indicar cuál es el orden de prioridad de los mismos y la cláusula de convocatoria de cada uno de ellos en función del riesgo que está cubriendo la parte compradora (control de tensión, calidad y/o seguridad de área, déficit en el Mercado, indisponibilidad de máquinas, etc.).

El compromiso de potencia se considera establecido específicamente con las máquinas indicadas en el contrato y el Generador vendedor cobrará cada mes el correspondiente cargo por su potencia puesta a disposición dentro del contrato, sea o no convocada, conforme la fórmula de precios y penalidades definidas en el contrato y en la medida que satisfaga la disponibilidad comprometida. Cuando resulte convocada por el contrato, dentro del contrato cobrará además por la energía generada.

Un Generador podrá poner a disposición más de una vez su potencia disponible siempre que especifique para los diferentes compromisos, distintas prioridades y, a su vez, convocatorias independientes unas de otras, cubriendo distintos sucesos y/o riesgos que pudieran ocurrir en el MEM.

Conforme ello, deberá entenderse que, para una determinada unidad generadora, un Contrato de Disponibilidad de Potencia definido como de máxima prioridad tiene la misma preferencia que los Contratos de Abastecimiento y de Potencia Firme, a menos que en alguno de estos últimos se especifique explícitamente lo contrario.

4.5.1.3. PARTES

Podrán vender por Contratos de Disponibilidad de Potencia los Generadores Térmicos e Hidroeléctricos y Cogeneradores del MEM, a otros Agentes del MEM. Los Autogeneradores del MEM no podrán ofertar estos contratos.

Los compradores podrán ser un Distribuidor, Gran Usuario o cualquier Agente Consumidor del MEM como también un Agente Generador que requiera la Disponibilidad de Potencia como respaldo.

4.5.1.4. PLAZOS

El período de vigencia de un Contrato de Disponibilidad de Potencia debe ser definido por un plazo de UNA (1) o más semanas, entendiéndose como comienzo y fin de una semana los días que se utilizan en el MEM para la Programación Semanal, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso será de DOS (2) o más Períodos Trimestrales.

El agente que es la parte vendedora deberá informar del Contrato al OED, para su autorización como perteneciente al Mercado a Término, con una anticipación no menor que los plazos establecidos para suministrar la información para la Programación Semanal de la semana en que entrará en vigencia el Contrato de Disponibilidad de Potencia, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso se deberá suministrar junto con la información para la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

4.5.1.5. INFORMACION A SUMINISTRAR

Para su autorización y administración en el MEM, el Generador que es la parte vendedora deberá suministrar al OED, dentro de los plazos estipulados, la información de cada contrato de Disponibilidad de Potencia que acuerde así como cualquier modificación a la misma. La información a suministrar para la administración de un Contrato de Disponibilidad de Potencia es:

- Identificación del Generador Térmico, Hidroeléctrico o Cogenerador que es la parte vendedora.
- Identificación del Generador Térmico, Hidroeléctrico, Cogenerador, Autogenerador, Distribuidor o Gran Usuario que es la parte compradora, indicando que avala la validez de la información presentada.
- El período de vigencia y condiciones de rescisión y de renovación.
- La identificación de la o las máquinas del Generador Térmico o Cogenerador vendedor comprometidas como Disponibilidad de Potencia. Los Generadores Hidroeléctricos respaldarán su Disponibilidad de Potencia con la Central Hidroeléctrica correspondiente.
- Identificación del nodo de compra del Demandante en el cual se concreta la operación de venta del contrato. Si el contratante es un Distribuidor, y compra en su nodo, el nodo de compra será el nodo promedio ponderado equivalente de éste.
- La potencia comprometida en cada una de las máquinas térmicas o la Central Hidroeléctrica (PDIS), según corresponda, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.
- La fórmula de pago (\$/MW) por dicha capacidad puesta a disposición, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.
- Una condición para su convocatoria, entre las previstas en el presente Capítulo, a partir de la cual se considerará que la unidad generadora, si resulta despachada, estará generando para su contrato de Disponibilidad de Potencia hasta el valor comprometido.
- La prioridad de cubrimiento del contrato si la máquina tiene más de un Contrato de Disponibilidad de Potencia.
- La fórmula de pago por la energía generada cuando la capacidad contratada es convocada a producir.
- Las condiciones en que se aplicarán penalizaciones por no estar disponible la potencia comprometida, de existir, y las fórmulas de penalidades.
- De existir, el acuerdo explícito de Las Partes para que el Oferente asuma el posible crédito por la venta de excedentes de energía del contrato correspondiente al Contratante en el Mercado Spot. Esto implica que el Oferente, al facturar la energía dentro del contrato, deberá facturar sólo el valor neto de la energía entregada.

En la Programación Estacional, Reprogramación Trimestral e Informe Mensual el OED deberá incluir el listado de los Contratos de Disponibilidad de Potencia vigentes, indicando máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas, potencia comprometida y condiciones de convocatoria.

Junto con la Programación Semanal el OED deberá indicar el listado de los Contratos de Disponibilidad de Potencia vigentes que ingresen en la semana y los que se hayan modificado en dicho período, junto con el valor de potencia comprometida y condiciones de convocatoria.

4.5.1.6. CONDICIONES DE CONVOCATORIA

Se considera que un Contrato de Disponibilidad de Potencia está convocado y, por lo tanto, la energía que genera la potencia comprometida se entrega a la parte compradora, si se cumple la condición técnica de convocatoria definida en el Contrato.

Para aquellos contratos de Disponibilidad de Potencia no definidos como de máxima prioridad, su convocatoria y cumplimiento estará supeditada a que no exista una convocatoria activa de mayor prioridad.

El requisito sustancial a cumplir por la condición de convocatoria de un Contrato de Disponibilidad de Potencia es que el OED pueda establecer antes del comienzo de cada intervalo Spot si el Contrato ha sido o no convocado y que existan sólo razones técnicas para su convocatoria. A modo de ejemplo se indican algunas de las posibles condiciones técnicas que se podrán establecer como convocatoria:

- Déficit programado.
- Indisponibilidad de una o más máquinas.
- Restricciones de Transporte.
- Calidad y/o Seguridad de suministro en un Area.

4.5.1.7. ADMINISTRACION EN EL MEM

Una máquina térmica o Central Hidroeléctrica con Contrato de Disponibilidad de Potencia solamente generará en la medida que resulte despachada por el OED.

Estando despachada, la energía generada sólo será considerada como generación propia en las transacciones en el Mercado Spot del Generador que es la parte vendedora en la medida que no sea convocada por su contrato de Disponibilidad de Potencia.

Estando despachada, si es convocada por el contrato de acuerdo a las condiciones contratadas, la energía generada se asigna a la parte compradora hasta la potencia comprometida.

4.5.2. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

4.5.2.1. CARACTERISTICAS GENERALES

La parte vendedora toma el compromiso de entregar a la parte compradora una curva de energía y potencia por intervalo Spot, aunque no necesariamente con generación de sus máquinas, y compromete la potencia de sus máquinas para respaldar esa venta. Además, el comprador deberá analizar la calidad del vínculo de transporte del nodo al cual está conectado, a fin de verificar que se pueda transmitir el nivel de potencia contratada.

A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la energía contratada, en la medida que cumpla el compromiso de entrega y un pago por la disponibilidad de potencia de sus máquinas comprometidas en el contrato.

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la energía, independientemente de que la requiera o no, y por la disponibilidad de potencia que respalda su contrato. A cambio de ello, dicha potencia y energía pasa a ser considerada como dedicada al cubrimiento de su demanda, en la medida que la parte compradora tenga la disponibilidad necesaria, y adquiere el derecho de vender sobranes de energía y potencia en el Mercado Spot.

Opcionalmente, la parte vendedora podrá tomar el compromiso de cubrir parte o la totalidad del Cargo por Reserva y/o Cargo por Servicios Asociados a la Potencia de la parte compradora.

4.5.2.2. ALCANCE DEL COMPROMISO

El compromiso de abastecimiento de energía deberá indicarse de forma tal que sea administrable, entendiéndose como tal que antes del comienzo de cada intervalo Spot el OED pueda determinar el intercambio contractual previsto y al finalizar cada intervalo Spot pueda determinar el intercambio real.

A modo de ejemplo, se indican algunos tipos de compromisos de abastecimiento que se pueden establecer:

- Una curva por intervalo Spot a abastecer durante la vigencia del contrato, expresada como valores de potencia por intervalo Spot (PABAST). En este caso, de ser el comprador un Distribuidor, la potencia media comprometida por banda horaria para días hábiles no podrá ser inferior a la media comprometida para la misma banda horaria en días sábados o días domingos o días feriados.
- Un compromiso de abastecimiento durante la vigencia del contrato, expresado como un porcentaje por banda horaria "b" de la demanda (real o prevista) por intervalo Spot (%PABAST). Dicho porcentaje puede estar definido como variando durante la vigencia del contrato pero, de ser el comprador un Distribuidor, para una misma banda horaria puede ser distinto entre un Período Trimestral y otro pero no dentro de un mismo Período Trimestral.
- Un compromiso de abastecer toda la demanda (real o prevista) no contratada de un agente consumidor, o sea toda su demanda de no tener ningún otro contrato de abastecimiento o, de contar con contratos previos, la demanda restante luego de descontar a su demanda total la cubierta por sus otros contratos de abastecimiento. Para el caso de que la empresa demandante sea un Distribuidor o GUMA (Cooperativa) se entiende como tal a la demanda propia sin la demanda de los GUME y/o GUPA de su área.
- Un compromiso de entrega de energía condicional, variable en función de las condiciones que se registren. En particular, podrá establecer un compromiso interrumpible en condiciones establecidas. En este caso, para ser administrable deberá informar al OED las condiciones en que se aplica la interrumpibilidad. No se admitirán compromisos que vinculen directa o indirectamente la interrumpibilidad con el Precio Estacional.

Las tolerancias en el compromiso de abastecimiento especificadas en los contratos de abastecimiento firmados con anterioridad a febrero de 1996 seguirán siendo consideradas válidas por el OED hasta la culminación del contrato, sin que se puedan realizar renovaciones de las mismas.

Adicionalmente, el Contrato podrá establecer:

- Un compromiso de la parte vendedora de hacerse cargo de un porcentaje (que podrá ser el CIENTO POR CIENTO (100%)) de los Cargos por Reserva y/o Cargos por Servicios Asociados a la Potencia de la parte compradora.

- Un compromiso por parte del vendedor de saldar todas las transacciones económicas que realiza el comprador con el OED y las de peaje con el Distribuidor. En este caso, todas las facturas que resultan para la parte compradora se enviarán a la parte vendedora, actuando esta última como mandataria de la primera.

4.5.2.3. PARTES

Pueden vender Contratos de Abastecimiento en el MEM, los Generadores, Cogeneradores, Auto-generadores en su función de productor, y los Comercializadores que comercialicen generación, y la parte compradora estará identificada como un Distribuidor, Gran Usuario o cualquier Agente Consumidor del MEM.

4.5.2.4. PLAZOS

El período de vigencia de un Contrato de Abastecimiento debe ser definido en función de plazos de uno o más meses calendarios, para el caso de los Grandes Usuarios se deben respetar los plazos mínimos establecidos en el punto "4.1.1. Requisitos de Contratación", del presente capítulo, si la parte compradora es un Distribuidor, dado su impacto en el Fondo de Estabilización y en las tarifas minoristas, deberán acordarse por DOS (2) o más Períodos Trimestrales.

El agente que es la parte vendedora deberá informar del Contrato al OED, para su autorización como perteneciente al Mercado a Término, con una anticipación no menor que QUINCE (15) días hábiles a su entrada en vigencia, excepto para los contratos en que la parte compradora es un Distribuidor que corresponden los plazos establecidos para suministrar la información para la Programación Estacional o Reprogramación Estacional.

4.5.2.5. INFORMACION A SUMINISTRAR

La parte responsable deberá informar al OED la información requerida para la administración en el MEM de cada contrato de abastecimiento que se acuerde, así como cualquier modificación a la misma, dentro de los plazos estipulados en el MEM.

La información a suministrar para la administración de un Contrato de Abastecimiento será como mínimo:

- Identificación de las partes, indicando que la parte compradora avala la validez de la información presentada.
- Período de vigencia y condiciones de renovación y de rescisión.
- El compromiso de demanda a abastecer.
- La potencia comprometida en cada una de las máquinas térmicas (PDIS), que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato, o, en la Central Hidroeléctrica.
- Identificación del nodo de compra del Demandante en el cual se concreta la operación de venta del contrato. Si el contratante es un Distribuidor y la operación se debe concretar en su nodo de compra, éste se determinará como el nodo promedio ponderado equivalente de éste.
- Los precios (valores o fórmulas) para la energía y para la potencia en el punto de entrega comprometido por la parte vendedora, que podrán variar a lo largo del período de vigencia.
- Tipo de compromisos de garantía de suministro, de existir, y en dicho caso las penalidades a aplicar de no abastecer la energía comprometida y contratada como no interrumpible.
- Cláusulas de interrumpibilidad transitoria del contrato, de existir, y en dicho caso las condiciones de interrumpibilidad transitoria acordadas.
- Cuando corresponda, compromisos de cubrir un porcentaje del Cargo por Reserva y/o Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.
- De existir, el acuerdo explícito de Las Partes para que el Oferente asuma el posible crédito por la venta de excedentes de energía del contrato correspondiente al Contratante en el Mercado Spot. Esto implica que el Oferente, al facturar la energía en el contrato, debe facturar la energía neta entregada.

En la Programación Estacional, Reprogramación Trimestral e Informe Mensual, el OED deberá adjuntar el listado de los Contratos de Abastecimiento, indicando máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas, y la energía y/o potencia comprometida por cada agente Productor y cada Comercializador, y la demanda cubierta de cada agente consumidor y cada Comercializador, para conocimiento de todos los agentes y Comercializadores del MEM. Indicará asimismo la parte del Cargo por Reserva y Cargo por Servicios Asociados a la Potencia que resulta cubierto para cada Agente Consumidor.

4.5.2.6. CURVA DE CARGA REPRESENTATIVA

A los efectos de su administración en el MEM y la comercialización de los faltantes o sobrantes de energía, todo Contrato de Abastecimiento del MEM debe poder ser convertido por el OED en una curva por intervalo Spot representativa, determinándose así una curva de carga representativa del compromiso por intervalo Spot entre un Generador "k" y un consumidor "j" ($PCONT_{kj}^{mdh}$) que están vinculados comercialmente por un Contrato de Abastecimiento.

Para cada contrato en que el compromiso está referido a la demanda real, el OED calculará dos curvas de carga representativas, por no poder conocerse el valor de demanda hasta que la misma se registre:

- La curva de carga representativa prevista: Para la programación, el despacho y el cálculo de las restricciones programadas a la demanda, el OED debe considerar la curva de carga representativa prevista utilizando la demanda prevista informada por el demandante.
- La curva de carga representativa real: En la operación en tiempo real y el cálculo de las transacciones económicas, el OED debe considerar la curva de carga representativa real, calculada con la demanda registrada.

Para los contratos en que el compromiso se expresa en función a la demanda prevista, se considerará como curva representativa real a la curva representativa prevista.

Para los contratos que fijan el compromiso indicando la energía y/o potencia por intervalo Spot a abastecer, la curva de carga representativa se calculará con la energía y/o potencia por intervalo Spot indicada en el contrato (PABASTh). El compromiso entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" resulta en este caso dado por la siguiente curva de carga representativa:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = PABAST_{kj}^{mdh}$$

Si un contrato acuerda el cubrimiento de la totalidad de la demanda o de la demanda restante, se considera que su compromiso es por un porcentaje del CIEN POR CIENTO (100 %). El contrato puede referirse a la demanda prevista en la Programación Estacional o a la demanda real.

Si el compromiso se refiere a la demanda restante, el OED debe calcular la curva de carga representativa, prevista o real según corresponda, aplicando el porcentaje contratado (%PABAST) a la demanda por intervalo Spot restante luego de descontar de la demanda del intervalo Spot, prevista o real, (DEM) la suma del valor para ese intervalo Spot de las curvas de carga representativa de los contratos de abastecimiento previos con un compromiso que explicita la energía y/o potencia por intervalo Spot. En un contrato de este tipo, para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" el compromiso entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" que tiene otros contratos previos con Generadores "kk" con compromiso de potencia, resulta:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = \%PABAST_{kj}^b * PRESEDEM_{kj}^{mdh}$$

dónde:

$$PRESEDEM_{kj}^{mdh} = \max(DEM_{kj}^{mdh} - \sum_{kk,j} PCONT_{kk,j}^{mdh}, 0)$$

siendo "b" la banda horaria a la que pertenece el intervalo Spot "h".

Para los contratos en que se establece el compromiso de cubrir un porcentaje, que puede ser el CIEN POR CIENTO (100%), de la demanda, el OED debe calcular la curva de carga representativa con la demanda por intervalo Spot, prevista o real según corresponda (DEM). En consecuencia el compromiso para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" de este tipo de contrato entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" resulta:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = \%PABAST_{kj}^b * DEM_{kj}^{mdh}$$

Siendo "b" la banda horaria a la que pertenece el intervalo Spot "h".

Para los contratos firmados con anterioridad a febrero de 1996 en que se haya fijado una tolerancia, si las partes deciden eliminar dicha tolerancia, deberán notificarlo al OED y se les pasará a aplicar la metodología correspondiente al compromiso referido a la demanda real indicada en el punto anterior.

De mantenerse el criterio de un porcentaje de tolerancia, el OED debe definir la curva de carga representativa real en función de la demanda prevista en la Programación Estacional (PREVDEM), la demanda real (REALDEM) y el apartamiento máximo admisible definido en el contrato (TOL). El contrato cubrirá el porcentaje acordado de la demanda o la demanda restante siempre que el valor real de dicha demanda no difiera en más de la tolerancia establecida respecto del valor previsto en la Programación Estacional.

Se entiende como demanda reconocida (PTOL) a la demanda a considerar para el contrato, y estará dada por la demanda real si se encuentra dentro de la banda de tolerancia definida respecto de la demanda prevista, o por el extremo de la banda si supera la tolerancia acordada.

$$P1 = PREVDEM_{kj}^{mdh} * (1 + TOL_{kj})$$

$$P2 = PREVDEM_{kj}^{mdh} * (1 - TOL_{kj})$$

$$PTOL_{kj}^{mdh} = \max(\min(REALDEM_{kj}^{mdh}, P1), P2)$$

De resultar la demanda real mayor que el valor máximo obtenido incrementando en la tolerancia acordada la demanda prevista para la Programación Estacional, el OED debe considerar al contrato cubriendo sólo hasta el límite superior de la banda de tolerancia acordada y la curva de carga representativa real para ese intervalo Spot igual a dicho valor tope (P1). Si por el contrario resulta una demanda real menor que el valor mínimo obtenido reduciendo en la tolerancia acordada la demanda prevista para la Programación Estacional, el OED debe asignar al contrato el límite inferior de la banda y la curva de carga representativa real para ese intervalo Spot igual a dicho valor mínimo (P2).

En consecuencia la curva de carga representativa real para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" de este tipo de contrato entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" que tiene otros contratos previos con Generadores "kk" resulta para los contratos en que se compromete abastecer la demanda restante con una tolerancia:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = \max(PTOL_{kj}^{mdh} - \sum_{kk} PCONT_{kk,j}^{mdh}, 0)$$

Donde $PCONT_{kk,j}^{mdh}$ es la curva de carga representativa para el contrato de abastecimiento entre el Generador "kk" y el agente consumidor "j".

El contrato cubrirá el porcentaje acordado de la demanda o la demanda restante siempre que el valor real de dicha demanda no difiera en más de la tolerancia establecida respecto del valor previsto en la Programación Estacional.

De resultar la demanda real superior en más de la tolerancia respecto a la prevista para la programación, se considerará al contrato cubriendo sólo hasta la banda de tolerancia acordada, y al Distribuidor o Gran Usuario comprando en el Mercado Spot el resto de su demanda por intervalo Spot representada por el porcentaje en que supera el nivel de tolerancia definido. Si, por el contrario resulta con una demanda por debajo de la banda de tolerancia, se considerará al Distribuidor o Gran Usuario comprando al contrato por lo menos la demanda prevista menos la tolerancia definida y vendiendo al MEM el sobrante.

El compromiso previsto para el intervalo Spot "h" del día "d" del mes "m" de este tipo de contrato entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" que tiene otros contratos previos con Generadores "kk" resulta para los contratos en que se compromete abastecer la demanda restante:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = \max(PTOT_{kj}^{mdh} - \sum_{kk} PCONT_{kk,j}^{mdh}, 0)$$

Donde $PCONT_{kk,j}^{mdh}$ es la curva de carga representativa para el contrato de abastecimiento entre el Generador "kk" y el agente consumidor "j".

4.5.2.7. ENERGIA MENSUAL Y POTENCIA MAXIMA MENSUAL REPRESENTATIVA

El OED asignará a cada contrato de abastecimiento una energía mensual representativa, calculada como la integración de la curva de carga representativa prevista.

El OED asignará a cada contrato de abastecimiento y para cada mes de vigencia, una potencia máxima mensual representativa dada por la potencia máxima del mes de la curva de carga representativa prevista.

4.5.2.8. DEMANDA TOTAL CONTRATADA

El OED calculará para cada Distribuidor y cada Gran Usuario la curva de carga representativa total, como la suma de la curva de carga representativa prevista de cada uno de sus contratos de abastecimiento.

El OED asignará a cada Distribuidor y cada Gran Usuario una demanda total contratada para cada intervalo Spot "h" de los días "d" de un mes "m" como el valor que resulta para dicho intervalo Spot en su curva de carga representativa total.

A su vez el OED definirá para cada mes la potencia máxima mensual contratada de un Distribuidor o de un Gran Usuario como el máximo de la curva de carga representativa total para dicho mes.

4.5.2.9. DEMANDA TOTAL CONTRATADA Y COMPRA PREVISTA A PRECIO ESTACIONAL

Para cada Distribuidor "j", la demanda prevista comprar al Precio Estacional de la Energía (DEMEST) se calcula para cada intervalo Spot "h" descontando de la demanda prevista (PREVDEM) acordada en la Base de Datos Estacional, la suma de las curvas de carga representativa para ese intervalo Spot de sus Contratos de Abastecimiento más, de corresponder por ser previsible la energía a comprar, la compra prevista de Contratos de Disponibilidad de Potencia (PDIS). Si para algún intervalo Spot la potencia contratada supera dicha demanda prevista, su compra prevista resulta CERO (0).

$$DEMEST_j^h = \max (PREVDEM_j^h - \sum_k PCONTh_{kj} - \sum_k PDIS_{fj}^h, 0)$$

Siendo:

PCONTh_{kj}: Valor para el intervalo Spot "h" de la curva de carga representativa del Contrato de Abastecimiento o Contrato de Importación entre el vendedor "k" y el Distribuidor "j".

PDIS_{fj}: Energía prevista entregar para el intervalo Spot "h" el Contrato de Disponibilidad de Potencia entre el vendedor "f" y el Distribuidor "j".

4.5.2.10. GENERACION TOTAL COMPROMETIDA

Para un Generador "k", en cada intervalo Spot "h" la generación total comprometida en contratos de abastecimiento se define como la suma de la potencia en la curva de carga representativa prevista en cada uno de sus contratos.

4.5.2.11. GARANTIA DE SUMINISTRO

La garantía de suministro puede acordarse condicional, en cuyo caso debe indicarse explícitamente la condición en que dicha garantía queda sin efecto. Esta condición debe expresarse con claridad y debe poder ser verificada por el OED con la necesaria anticipación para, ante restricciones programadas, conocer si el contrato cuenta o no con garantía de suministro.

4.5.2.12. REDUCCION DE LA DEMANDA COMPROMETIDA - INTERRUMPIBILIDAD

En un Contrato de Abastecimiento o Disponibilidad de Potencia se pueden acordar condiciones que reduzcan la demanda comprometida prevista. El contrato se interpreta como debiendo abastecer la demanda comprometida, salvo cumplirse la condición de reducción en cuyo caso el compromiso contratado se modifica en el porcentaje o magnitud de potencia acordada.

Un contrato con cláusula de reducción de la demanda contratada debe indicar:

- la identificación de que se trata de un contrato con reducción de la demanda contratada;
- la o las condiciones en que se activa la reducción de la demanda contratada, no pudiendo éstas estar relacionadas o vinculadas al Precio Estacional;
- la magnitud de la reducción, definida como un porcentaje de la demanda comprometida en el contrato o como una cantidad fija de energía y/o potencia, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato, u otra condición, siempre que pueda ser administrada por el OED.

La condición que reduce la demanda contratada debe expresarse claramente y poder ser verificada por el OED con la suficiente anticipación para poder programar su aplicación. Algunas opciones de condición de reducción de la demanda contratada que se pueden acordar son:

- notificación de una de las partes al OED;
- de tratarse de un Gran Usuario Interrumpible, el ser convocada su interrumpibilidad por el OED;
- que un precio previsto sea superado en el despacho diario vigente.

En el despacho, redespacho y operación en tiempo real, cada vez que se active la cláusula de reducción del compromiso contractual el OED debe ajustar la curva de carga representativa prevista y real reduciéndola en la magnitud acordada o requerida.

4.5.2.12.1. GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE

Un Gran Usuario Interrumpible puede acordar un Contrato de Abastecimiento o de Disponibilidad de Potencia que cubra la parte interrumpible de su demanda si el mismo incluye una cláusula de interrumpibilidad que representa por lo menos la potencia ofertada al MEM como interrumpible y como condición para activar dicha cláusula de interrumpibilidad la convocatoria por parte del OED al Gran Usuario Interrumpible.

La cláusula de interrumpibilidad no podrá ser aplicada en los contratos de Agentes que presten el servicio de distribución y que actúen bajo la figura de GUMA, ya que éstos no pueden ofrecer Interrumpibilidad.

El tratamiento a dar a la interrumpibilidad en caso que el requerimiento implique que la demanda abastecida sea menor que la potencia contratada por el Gran Usuario Interrumpible es el que se detalla a continuación, teniendo en cuenta que, de existir cláusula de interrumpibilidad y salvo que el contrato especifique un tratamiento diferente, el OED considerará que el máximo valor de potencia abastecida por el contrato será:

$$VC_n = \min \{ \max [(DGUMAh - Pint) ; 0] ; DEMCONT_n \}$$

Donde

VCh Valor del contrato en el intervalo h

DGUMAh Demanda prevista del GUMA en el intervalo h

DEMCONTh Demanda Contratada en el intervalo h

Pint Potencia interrumpible requerida (menor o igual a la ofertada)

El OED considerará que la activación de la cláusula de interrumpibilidad, cuando exista, dependerá solamente de la convocatoria que realice, por lo que el contrato se verá reducido hasta el valor resultante de la ecuación anterior en cuanto se convoque la reducción de demanda, independientemente del cumplimiento real efectuado por parte del GUI.

4.5.2.13. CONTRATO CON COMPRA ECONOMICA DE DEMANDA (CED).

Con el objetivo de incentivar el uso eficiente de los recursos y la compra económica de la demanda, un Gran Usuario puede acordar un Contrato de Abastecimiento por la totalidad de su demanda real que incluya gestión de demanda y/o uso racional de la energía.

Dentro del MEM, el contrato recibirá el mismo tratamiento que un contrato por la totalidad de la demanda real, o sea sin excedentes a comercializar por el Gran Usuario en el Mercado Spot.

4.5.2.14. ADMINISTRACION EN EL MEM

En un Contrato de Abastecimiento, el Generador "k" que es la parte vendedora compromete el abastecimiento de energía a un agente consumidor "j", que es la parte compradora, mediante una curva de compromiso por intervalo Spot. Para el cubrimiento de esta energía el vendedor podrá utilizar:

- generación propia (PPROPIA_k), entendiéndose como tal la energía generada por sus máquinas destinadas al cubrimiento del contrato según lo definido en el punto 4.9 del presente Capítulo (PGEN_{k1}) que no resulta convocada por Contratos de Disponibilidad de Potencia, más la energía entregada por las máquinas de otros Generadores con los que haya suscrito Contratos de Disponibilidad de Potencia y que hayan sido convocadas por dichos contratos (PGEN_{k2});

$$PPROPIA_k = \sum_{k1} PGEN_{k1} + \sum_{k2} PGEN_{k2}$$

- energía comprada en el Mercado Spot de resultar la generación propia insuficiente para cubrir sus compromisos de entrega de energía contratados, debido al despacho que requiera el OED y/o a la falta de disponibilidad en máquinas que le pertenecen y/o que contrató como reserva y/o a restricciones de Transporte.

4.5.3. CONTRATOS DE ENERGIA

En este tipo de contratos la parte vendedora toma el compromiso de entregar a la parte compradora una curva de energía por intervalo Spot en el nodo que se convenga. La garantía de este contrato sólo está dada por la oferta que el Mercado Spot pueda entregar en dicho nodo, lo cual implica que no tiene garantía de suministro ante restricciones a la demanda y/o abastecimiento. Por lo tanto, salvo en lo que respecta a la inexistencia de la garantía de suministro dadas por las máquinas del Generador, los Contratos de Energía deberán satisfacer las condiciones establecidas para los Contratos de Abastecimiento.

En consecuencia, a los efectos de evaluar la máxima energía contratable, el seguimiento de la curva de carga contratada, y la transacción económica resultante, se aplican los conceptos correspondientes a los Contratos de Abastecimiento.

Por consiguiente, de programarse restricciones al abastecimiento debidas a déficit de oferta y/o transporte, el compromiso a ser cubierto por el Contrato de Energía no deberá ser superior a la demanda propia del Agente demandante, una vez descontados aquellos otros contratos con garantía, ya sean éstos de disponibilidad de potencia o de abastecimiento.

4.6. REQUISITOS A CUMPLIR POR LOS CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO.

4.6.1. ADMINISTRACION

Un contrato del Mercado a Término debe ser administrable en el Mercado Spot. El OED tendrá la responsabilidad de administrar dentro del MEM dichos contratos, o sea realizar su seguimiento en cuanto a los apartamientos entre la energía generada por el contratado y la comprometida por sus contratos, ya sea faltantes o sobrantes, y entre la disponibilidad de potencia comprometida y la disponible real. Se entiende por contrato administrable que, con la información suministrada para su administración de acuerdo a lo indicado en LOS PROCEDIMIENTOS, el OED podrá:

- al finalizar cada intervalo Spot, calcular la potencia y energía comprometida en el contrato y determinar para cada Agente o Comercializador si tiene operaciones de venta o de compra en el Mercado Spot;

- en sus programaciones y despacho, programar la potencia y energía prevista comprometida entregar en cada contrato.

En particular, a los efectos de la administración de un Contrato de Abastecimiento o de Energía y las transacciones Spot por faltantes o sobrantes, éste debe poder ser convertido por el OED en una curva por intervalo Spot de demanda representativa (prevista y real), determinándose así una representación del compromiso contratado en cada intervalo Spot entre cada Generador "k" y cada agente consumidor "j" (PCONT_{kj}).

4.6.2. MAXIMA DEMANDA CONTRATABLE

Un Distribuidor o Gran Usuario o Autogenerador no puede comprar por contratos más que su máxima demanda contratable. La máxima demanda contratable de un Comercializador de demanda se calcula como la suma de la máxima demanda contratada con los Grandes Usuarios que comercializa.

Se entiende por máxima demanda contratable:

- Para un Distribuidor o Gran Usuario, su demanda de energía y potencia horaria que surja de las curvas típicas de consumo presentadas a la Programación Estacional.

- Para un Autogenerador que no tenga vigente Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda prevista de energía y potencia horaria que surja de las curvas típicas de consumo presentadas a la Programación Estacional.

- Para un Autogenerador que tenga vigente uno o más Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora, CERO (0).

La demanda prevista de energía se tomará de los valores informados en la Base de Datos Estacional para los años incluidos en dicha base de datos, y para los años restantes la prevista en el último año de la Base de Datos más la tasa de crecimiento anual que defina la SECRETARIA DE ENERGIA. La demanda de potencia prevista estará dada por la Potencia Declarada, incrementada para los años en que no exista Potencia Declarada en el mismo porcentaje que el utilizado como crecimiento de energía.

Es obligación de todo Agente demandante mantener actualizadas sus previsiones de consumo para la Base de Datos Estacional con la frecuencia establecida en el Capítulo 2 punto 2.1.1 de Los Procedimientos. En particular, deberá efectuar, previo a presentar nuevos Contratos o Acuerdos de Comercialización de demanda, la verificación de la información contenida en dicha Base para su eventual actualización cumpliendo con los plazos de presentación de datos estacionales.

Los Comercializadores que comercialicen demanda tienen las mismas obligaciones contractuales que los Grandes Usuarios que comercializan en lo que hace a:

- el porcentaje mínimo obligado contratar de la demanda prevista, de acuerdo a los valores establecidos en la Base de Datos Estacional;

- no contratar más que su máxima demanda contratada.

En el momento de presentarse un Contrato de Disponibilidad de Potencia en que la parte compradora es un Distribuidor o un Gran Usuario o un Comercializador de demanda, la parte vendedora deberá entregar al OED la identificación de la potencia comprada por la parte compradora en sus otros contratos de Disponibilidad de Potencia vigentes y demostrar que, agregando el nuevo contrato y para cada mes de vigencia, la Disponibilidad de Potencia total contratada por la parte compradora no resultará mayor que su Potencia Declarada correspondiente a dicho mes.

Junto con la información de un contrato de abastecimiento, la parte responsable de suministrar la información deberá entregar al OED la identificación de la demanda ya contratada por la parte compradora y demostrar que el nuevo contrato no vulnera la restricción a su máxima demanda contratada. Para ello, deberá demostrar que para cada mes de vigencia del contrato lo siguiente:

- La energía mensual representativa del contrato más la de los contratos de abastecimiento, de energía y contratos de importación que tenga vigentes la parte compradora no se supera la máxima demanda de energía contratada de dicho mes.

- La potencia máxima mensual de la curva de carga total contratada, entendiéndose dicho total como la suma de las curvas de carga representativas por intervalo Spot de los contratos vigentes de la parte compradora más la del nuevo contrato, no resulta mayor que la Potencia Declarada de dicho mes.

- De definirse el compromiso como un porcentaje de la demanda restante, la parte compradora no tiene vigente otro contrato con el mismo tipo de compromiso.

- De definirse el compromiso como un porcentaje de la demanda, para cada banda horaria la suma del porcentaje acordado en el contrato más el porcentaje acordado en los contratos de abastecimiento y de energía vigentes de la parte compradora no debe superar el CIENTO POR CIENTO (100 %).

4.6.3. MAXIMA DISPONIBILIDAD DE POTENCIA CONTRATABLE

Un Generador "k" puede contratar a otros Generadores disponibilidad de potencia como respaldo para sus contratos. La Máxima Disponibilidad de Potencia Contratada está dada por la Potencia Máxima Comprometida en sus Contratos (PMXGCONT), entendiéndose como tal el valor máximo de la curva por intervalo Spot de potencia total comprometida en sus Contratos de Abastecimiento, de Disponibilidad de Potencia y Contratos de Exportación.

Al presentar un Contrato de Disponibilidad de Potencia en que un Generador "k" es la parte compradora, con otro Generador "g", se deberá entregar al OED la información que demuestra para cada mes "m" de vigencia del contrato que la disponibilidad de potencia contratada más la potencia de los otros contratos de compra de disponibilidad de potencia vigentes de la parte compradora no supera la Máxima Disponibilidad de Potencia Contratada. De verificar el OED que la información suministrada es incorrecta o que se vulnera la restricción de Máxima Disponibilidad de Potencia Contratada o algún otro requisito establecido en LOS PROCEDIMIENTOS, notificará que el contrato no se acepta como perteneciente al Mercado a Término.

4.6.4. MAXIMA GENERACION CONTRATABLE

4.6.4.1. RESTRICCIÓN

Un agente Productor o un Comercializador de generación no puede vender por contratos más que su máxima generación contratada. La máxima generación contratada está dada por la capacidad de producción que comercializa (potencia y energía) y con que puede respaldar sus contratos de venta en el Mercado a Término.

Como se indica en el Anexo 32: "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA", en el caso de comercialización de una central hidroeléctrica se consideran las centrales comercializadas que resulten de los acuerdos de comercialización de generación vigentes. Le corresponde a cada central comercializada como máxima generación contratada la de la central en su conjunto multiplicada por el correspondiente porcentaje a comercializar.

En el caso de una central hidroeléctrica en que una Provincia pueda ejercer la opción de cobro en especies de las regalías, se debe considerar como una central comercializada la correspondiente al porcentaje de regalías. Sólo cuando el Generador presente junto con un pedido de autorización de un contrato un acuerdo firmado con la Provincia en que la misma se compromete a no hacer uso de dicha opción durante un plazo que comprenda el plazo de vigencia del contrato, el OED debe considerar que la central comercializada correspondiente al porcentaje de regalías es comercializada por el Generador.

En el caso de comercialización de una central térmica o máquina térmica, se considera, como se indica en el Anexo 32: "COMERCIALIZADORES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA", las centrales y máquinas comercializadas que resulten de los acuerdos de comercialización de generación vigentes. En consecuencia, le corresponde a cada una como máxima generación contratada la máxima contratada total de la máquina o central multiplicada por el correspondiente porcentaje a comercializar.

4.6.4.2. MAXIMA POTENCIA CONTRATABLE

Un Generador o Cogenerador o Comercializador de generación "k" no puede vender por contratos más que la máxima potencia contratada, que está dada por la potencia que puede producir con la

generación que comercializa. Para cada una de sus máquinas y/o centrales comercializadas, dicho valor (PEFECT) se define como la correspondiente potencia efectiva neta, o sea descontando los consumos propios. La potencia máxima contratada (GENMXCONT_k) está dada por la suma de la potencia efectiva neta en sus máquinas y/o centrales comercializadas.

En el caso de un Autogenerador "k", dado su compromiso de autoabastecer por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de su demanda, su potencia máxima contratada mensual (GENMXCONT_k) está dada por el excedente que resulte al restar de la potencia efectiva neta de sus máquinas, o sea descontando los consumos propios, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la potencia media correspondiente a su demanda de energía prevista.

Para los Generadores Hidroeléctricos, la máxima potencia mensual contratada, correspondiente a una central hidroeléctrica, está limitada por la potencia máxima entregable equivalente a la potencia máxima generable en cada mes con una probabilidad de excedencia del 95% durante 5 horas. A los efectos de la determinación de la Máxima Potencia Contratada en cada mes, la potencia máxima generable correspondiente no deberá resultar inferior a la potencia media mensual calculada a partir de la Máxima Energía Contratada de cada mes.

En el momento de presentar un Contrato de Disponibilidad de Potencia con un agente "r", el Generador "k" que es la parte vendedora deberá suministrar la información que demuestre para cada mes "m" de vigencia que:

- la Disponibilidad de Potencia comprometida con máximo nivel de prioridad no resulta mayor que la suma de la potencia neta efectiva de las máquinas o de la Central Hidroeléctrica afectadas, una vez descontada la potencia comprometida en los contratos de abastecimiento y de potencia firme vigentes, según corresponda.

$$\sum_r \text{PDIS}^m_{kr} \leq \sum_q \text{PEFECT}_q - \sum_x \text{PEXP}^m_{kx} - \sum_j \text{PCONT}^{m,h}_{kj}$$

dónde:

PDIS_{mkr} = Potencia comprometida como Disponibilidad de Potencia con el máximo nivel de prioridad de convocatoria para el mes "m" en el contrato a suscribir entre el Generador "k" y el agente "r".

PEFECT_q = Potencia neta efectiva de la máquina "q" especificada para asignar al contrato de Disponibilidad de Potencia.

PEXP_{m_{kx}} = Potencia contratada en el mes "m" en contratos de exportación que tiene el productor "k".

PCONT_{m_{h_{kj}}} = Potencia del intervalo Spot "h" para el mes "m" en los Contratos de Abastecimiento, de GUMAS y DISTRIBUIDORES que tiene el productor "k" con los compradores "j" ya vigentes más el nuevo presentado.

De resultar que el contrato de Disponibilidad de Potencia tiene otros niveles de prioridad, la verificación precedente sobre dicho contrato deberá efectuarse contemplando ese nivel distinto al de máxima prioridad.

A su vez, en el momento de presentar un contrato de abastecimiento con un comprador, se deberá suministrar al OED la información que demuestra que el productor "k" o Comercializador de Generación "k" cumple para cada intervalo Spot "h" con:

$$\sum_r \text{PDIS}^m_{kr} + \sum_x \text{PEXP}^m_{kx} + \sum_j \text{PCONT}^{m,h}_{kj} + \sum_j \text{PCONT}^{m}_{\text{GUME/GUPA},kj} \leq \sum_q \text{PEFECT}_q$$

dónde:

PDIS_{mkr} = Disponibilidad de Potencia para el mes "m" en los contratos, de existir, de Disponibilidad de Potencia con máxima prioridad que tenga el productor "k" con otros agentes "r".

PCONT_{GUME/GUPA}^m = Potencia declarada correspondiente al mes "m" del GUME o GUPA

PEFECT_q = Potencia neta efectiva de la máquina comercializada "q".

Para las centrales hidroeléctricas se realizarán los mismos controles, considerando la Central Hidroeléctrica como equivalente a una máquina térmica con la máxima potencia anual contratada.

4.6.4.3. MAXIMA ENERGIA CONTRATABLE

La máxima energía anual contratada de una máquina térmica está dada por la energía que puede producir con su potencia efectiva.

La máxima energía anual contratada correspondiente a una central hidroeléctrica está limitada por un valor denominado energía firme (EFIRM).

Con los modelos de optimización y simulación de la operación vigentes y la Base de Datos Estacional acordada, el OED debe obtener la serie de energías mensual con que resulta despachada en los siguientes años cada central hidroeléctrica para la serie histórica de caudales considerando un nivel inicial y final igual al máximo de operación normal. Con dicha serie, el OED debe calcular la energía mensual de esa central como la correspondiente a una probabilidad de excedencia del SETENTA POR CIENTO (70%). Dicha energía se asigna para el cálculo de la energía firme mensual, de acuerdo a lo ya indicado, entre la energía firme correspondiente a las centrales comercializadas definidas, incluyendo la posible comercialización de energía por regalías en especie salvo que exista el acuerdo del Generador con la Provincia de no pagar la regalía en especie en cuyo caso se asigna a la comercialización del Generador.

La energía firme mensual de cada Generador hidráulico del MEM (EFIRM_k^m) se calcula como la suma de las energías firmes de sus centrales hidroeléctricas comercializadas. El Generador puede suscribir contratos en tanto no supere este valor.

El OED debe entregar la información sobre energía firme reconocida a cada Generador hidráulico, a cada Comercializador que comercialice centrales hidroeléctricas y a cada Provincia con derecho a ejercer la opción de cobro en especies de las regalías, al realizar el estudio para la Programación Estacional, antes del día 15 de febrero y 15 de agosto respectivamente. A su vez, debe suministrar esta información a cualquier Generador hidráulico o Comercializador de centrales hidroeléctricas del MEM y a cada Provincia con derecho a ejercer la opción de cobro en especies de las regalías que lo solicite durante el transcurso de un Período Estacional.

En cada Programación Estacional, el OED debe incluir la energía firme de cada central hidroeléctrica para información de todos los agentes.

En el momento de presentar un contrato de abastecimiento en que la parte vendedora comercializa centrales hidroeléctricas, se debe suministrar al OED la información que demuestra que para cada mes la energía total comprometida más la comprometida en los otros contratos de abastecimiento y de exportación vigentes de la parte compradora no supera la sumatoria de las energías firmes de las centrales hidroeléctricas asociadas.

$$ECONM_{kj}^m + \sum_{j1} ECONM_{kj1}^m \leq \sum_c EFIRM_{kc}^m$$

dónde:

$ECONM_{kj}^m$ = energía representativa para el mes "m" del contrato a suscribir entre el Generador hidráulico "k" y el comprador "j".

$ECONM_{kj1}^m$ = energía representativa para el mes "m" del contrato vigente entre el Generador hidráulico "k" y el comprador "j1".

$EFIRM_{kc}^m$ = energía firme mensual de la central hidroeléctrica "c" del Generador "k".

En el caso de un contrato de abastecimiento con un GUME o GUPA la energía representativa para un mes "m" será la registrada por el GUME o GUPA en iguales períodos calendarios anteriores hasta DOCE (12) meses previos. Si el GUME o GUPA no tuviese registros suficientes en el MEM por ser su antigüedad como Agente del MEM menor de DOCE (12) meses, se tomarán los registros disponibles en cada mes y en aquéllos en los cuales no se dispone de los mismos se calculará con la información presentado por en Agente para de ingresar al MEM.

4.7. PROGRAMACION ESTACIONAL

Al realizar la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED deberá incluir toda la capacidad de los Generadores del MEM y toda la demanda de los Agentes consumidores pertenecientes al MEM, independientemente de los contratos que se realicen.

Para cada Distribuidor el OED deberá calcular su curva de demanda restante que representa su compra prevista al Precio Estacional de la energía. A su vez, para cada Gran Usuario y Distribuidor con contratos deberá calcular su compra prevista en el Mercado Spot.

4.8. DESPACHO Y OPERACION EN TIEMPO REAL

4.8.1. ADMINISTRACION DE CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

En caso de ser convocados contratos de Disponibilidad de Potencia el OED deberá considerar para la parte compradora:

- si es un Generador, que la energía generada en las máquinas ó central hidroeléctrica que tiene contratadas como Disponibilidad de Potencia y ha convocado pertenece a la generación propia del Generador;

- si es un Distribuidor o Gran Usuario, que la energía entregada por las máquinas que ha contratado como Disponibilidad de Potencia y ha convocado pasa a abastecer directamente su demanda, o sea que su demanda propia es su demanda real menos la entregada por sus contratos de Disponibilidad de Potencia.

4.8.2. ADMINISTRACION DE RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO EN EL MEM

En caso de restricciones en el abastecimiento, el OED tendrá en cuenta las garantías de suministro de los contratos con respaldo de potencia (de Abastecimiento, de Disponibilidad de Potencia convocado, o de Potencia Firme).

Para el caso de déficit en la programación, el despacho o la operación, el OED debe verificar si cada Generador cuenta con la disponibilidad necesaria para abastecer sus contratos. Para ello, en cada contrato con garantía el OED calculará la energía requerida por déficit como la suma de la energía comprometida según la curva de carga representativa por intervalo Spot más el nivel de pérdidas evaluadas en función de los factores de nodo (semanales o diarios según corresponda).

En caso de imposibilidad de abastecer una demanda contratada, ya sea por limitaciones de Transporte y/o distribución y/o por indisponibilidad de generación propia del Generador y falta de excedentes para cubrirlo en el Mercado, el OED programará las restricciones necesarias.

Cuando el Generador, por falta de generación propia, pase a ser un Comprador en el Mercado Spot y se programen o apliquen cortes programados a la demanda, el Generador como comprador será tratado en igualdad de condiciones con el resto de la demanda a abastecer sin contratos. Su participación en el programa de cortes será proporcional a su compra (faltante para cubrir sus contratos) dentro de la compra total en el Mercado Spot. La restricción a aplicar a cada una de las demandas contratadas del respectivo Generador con falta de disponibilidad se repartirá en forma proporcional a la demanda comprometida en cada uno de sus contratos, salvo requerimiento particular del Generador de aplicar un criterio de distribución distinto. El valor diario y por intervalo Spot de esta compra se calculará en el despacho diario y redespachos.

De no poder abastecer la demanda contratada por restricciones de Transporte o de distribución y no por falta de generación propia, no se considerará que el Generador vulnera su compromiso de garantía de suministro (la energía está disponible) y no corresponderá aplicar penalizaciones. En todos los otros casos de incumplimiento en la entrega comprometida, de estar prevista penalización en los contratos con garantía ante falla en la garantía de suministro, la misma se calculará con el suministro no abastecido, salvo que el contrato acuerde una condición distinta.

4.9. DETERMINACION Y VALORIZACION DE LOS APARTAMIENTOS DE UN GENERADOR EN LOS CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

El contrato de abastecimiento se interpretará como si cada hora el Generador debe entregar en el Mercado, Centro de Carga del Sistema, la energía contratada, que cobrará al precio acordado, independientemente de cual sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato o la generación realmente realizada por el vendedor.

Para cada hora en la energía total realizada por un Generador se pueden diferenciar tres valores:

$$PGEN_{k}^h = PDESP_{k}^h + PTMIN_{k}^h + PFORZ_{k}^h$$

- la energía que resulta despachada en sus máquinas, no forzada por restricciones (PDESP_k).
- la energía forzada en sus máquinas por restricciones propias del Generador, forzada en servicio al mínimo técnico debido al tiempo mínimo requerido entre su parada y arranque (PTMIN_k).

- la energía forzada por requerimientos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por resultar más económico para el despacho teniendo en cuenta el costo a pagar por su arranque (para máquinas definidas en el Anexo 14), por requerimiento de un Distribuidor, o por necesidades de transporte (PFORZ_k).

Para el cálculo de la generación propia aportada a sus contratos de abastecimiento cada hora "h" por un Generador "k" se considerará:

a) la suma de la energía despachada en sus máquinas, o sea no forzada (PDESP_k).

b) la suma de la energía forzada en servicio al mínimo técnico en sus máquinas debido al tiempo mínimo requerido entre su parada y arranque (PTMIN_k), o sea debido a una restricción propia de la máquina.

c) la suma de la energía despachada, no forzada, en las máquinas con las que tenga contratos de Disponibilidad de Potencia (PDISH_j) que hayan resultado generando y hayan sido convocadas por el Generador de acuerdo a la cláusula indicada en su contrato.

$$PPROPIA_{k}^h = PDESP_{k}^h + PTMIN_{k}^h + \sum_j PDISH_{kj}^h$$

El seguimiento de los apartamientos a su compromiso contratado se hará respecto a su generación propia. El resto de su generación (PFORZ_k), dada por requerimientos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por resultar más económico para el despacho teniendo en cuenta el costo a pagar por su arranque, por requerimiento de un Distribuidor, o por necesidades de transporte, se considerará forzada y, en consecuencia, se comercializará fuera del contrato en el Mercado Spot.

Se considera que el compromiso horario de un Generador está dado por la suma de las curvas de carga representativas de todos sus contratos de abastecimiento vigentes. Sólo para el caso de déficit en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se incluirá además el nivel de pérdidas correspondientes evaluadas en función de los factores de nodo para determinar si el Generador es capaz de abastecer su demanda contratada.

Cada hora, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el seguimiento de los apartamientos de los contratos de abastecimiento (diferencia entre la generación contratada y la generación propia entregada) y su comercialización en el Mercado Spot.

Si la generación propia de un Generador resulta superior a la requerida por sus contratos, el excedente se tratará como un Generador sin contratos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), vendiendo la energía excedente al precio Spot en su nodo de conexión según corresponda.

$$PVENDE_{k}^h = PPROPIA_{k}^h - \sum_j PCONT_{kj}^h$$

Si el Generador resulta entregando por debajo de su potencia contratada, el faltante lo comprará en el Mercado, la energía al Precio de Mercado.

$$PCOMPRA_{k}^h = \sum_j PCONT_{kj}^h - PPROPIA_{k}^h$$

En caso de resultar su generación propia inferior a la contratada por indisponibilidad propia (o sea de sus máquinas y/o máquinas contratadas como reserva) y no por requerimientos del despacho, el Generador también podrá solicitar comprar el faltante para cumplir su contrato en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que lo entregará en la medida que exista el excedente solicitado. El precio de la energía será el Precio de Mercado.

En caso de déficit en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y aplicarse restricciones en el abastecimiento, los Generadores resultarán despachados a su máxima carga posible. Por lo tanto, para analizar su compra/venta con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se comparará su generación propia con la demanda efectivamente abastecida de sus contratos.

En resumen, un Generador que debe cubrir una energía contratada (PTOTCONT):

- genera una parte a costo propio (PPROPIA), con generación propia (sus máquinas y/o generación de las máquinas que contrató como reserva), para vender al precio contratado;

- compra el faltante en el Mercado Spot, la energía al Precio de Mercado y la vende al precio contratado;

- de no existir suficiente excedente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/o estar aplicándose restricciones a la demanda, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calculará la parte no abastecida (PNOABAST) en proporción a la compra requerida dentro del total del Mercado Spot y al déficit existente en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Al finalizar el mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará la integración de la comercialización en el Mercado Spot de los apartamientos y el Generador resultará acreedor o deudor con respecto al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según resulte positiva o negativa la suma de los montos horarios comprados y vendidos.

4.10. DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS CON CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

En la operación real, para cada intervalo Spot "h" se entiende como Demanda Propia (DPROPIA) de un Distribuidor o Gran Usuario "j" a la diferencia entre su demanda registrada en el intervalo Spot (DEM) y la energía correspondiente a las máquinas convocadas de sus contratos de Disponibilidad de Potencia.

$$DPROPIA_{j}^h = DEM_{j}^h - \sum_g PDISH_{jg}^h$$

Cada intervalo Spot, un Distribuidor o Gran Usuario debe comprar la potencia y energía de cada uno de sus contratos de abastecimiento, independientemente de lo que requiera su demanda propia.

Para el seguimiento de los apartamientos de energía respecto a los contratos de abastecimiento de un Distribuidor o Gran Usuario y el cálculo de su compra/venta en el Mercado Spot, el OED deberá considerar para cada intervalo Spot que la energía total comprada por contratos de abastecimiento está dada por la suma de las curvas de carga representativas por intervalo Spot de sus contratos.

Cada intervalo Spot el OED deberá realizar para cada Distribuidor y Gran Usuario con Contratos de Abastecimiento el seguimiento del apartamiento entre su demanda propia y la suma de la energía entregada por sus Contratos de Abastecimiento, y calcular la valorización de este apartamiento a través de su comercialización en el Mercado Spot.

Cuando un Distribuidor o Gran Usuario resulta en un intervalo Spot "h" con una demanda propia menor que la energía total contratada, se convertirá en un vendedor en el Mercado Spot vendiendo el excedente al Precio de Mercado para dicho intervalo Spot.

$$\text{VENDE}^h_j = \max(\sum_k \text{PCONT}^h_{kj} - \text{DPROPIA}^h_j, 0)$$

siendo:

PCONT^h_{kj} = energía para el intervalo Spot "h" de la curva de carga representativa del Contrato de Abastecimiento entre el Generador "k" y el Distribuidor "j".

Si por el contrario, resulta su demanda propia mayor que la energía contratada, se considerará comprador en el Mercado Spot del faltante. La energía se comprará al Precio Spot de la energía en su nodo si se trata de un Gran Usuario y al correspondiente Precio Estacional de la Energía si se trata de un Distribuidor.

$$\text{COMPRA}^h_j = \max(\text{DPROPIA}^h_j - \sum_k \text{PCONT}^h_{kj}, 0)$$

En caso que, por falla o restricciones en la red, surja un déficit en la región eléctrica donde se encuentra el Distribuidor o Gran Usuario y no se pueda abastecer toda su demanda, no se considerarán faltantes ni sobrantes respecto a sus contratos.

Al finalizar el mes el OED deberá integrar para cada Distribuidor y Gran Usuario los valores correspondientes a:

- la energía abastecida por los contratos de Disponibilidad de Potencia convocados;
- los apartamientos de energía registrados entre su demanda propia abastecida y la entregada por sus contratos de abastecimiento, y su valorización a través de su comercialización en el Mercado Spot.

El Distribuidor o Gran Usuario resultará acreedor o deudor con respecto al MEM, según resulte positiva o negativa la integración de los montos correspondientes a los apartamientos por intervalo Spot a lo largo del mes.

Cuando un Distribuidor o GUMA (Cooperativa) realice un contrato por toda su Demanda Real no contratada o toda su Demanda Real de no tener otro contrato, se considerará la demanda de los GUME-GUPA como una curva plana igual al valor medio de la energía en cada banda horaria, con lo cual la curva contractual sería la resultante de restar horariamente a la curva medida del área, la curva horaria plana de las demandas de los GUME-GUPA y la demanda horaria de eventuales GUMAS.

4.11. GENERADORES CON CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

Para un Generador con contratos de venta de Disponibilidad de Potencia, se entenderá como generación propia la energía generada por sus máquinas descontada la entregada a sus contratos de Disponibilidad de Potencia cuando son convocados.

$$\text{PPROPIA}^h_k = \text{PGEN}^h_k - \sum_q \sum_a \text{PDIS}^h_{kq}$$

dónde:

PGEN^h_k = energía generada por el Generador "k" en el intervalo Spot "h".

PDIS^h_{kq} = energía entregada a su contrato por la máquina "q" del Generador "k" que tiene un contrato de Disponibilidad de Potencia con el agente "a" del MEM.

Al resultar despachada una máquina con contratos de Disponibilidad de Potencia y ser convocada por sus contratos, pasará a ser considerada como parte del contratante la energía entregada dentro de dichos contratos de disponibilidad. En consecuencia con respecto a la energía en el MEM:

- de tratarse de un Distribuidor o Gran Usuario, su demanda propia al Mercado Spot se verá reducida en la energía entregada por los contratos de Disponibilidad de Potencia convocados;
- de tratarse de un Generador, su generación propia para el MEM se verá incrementada en la cantidad entregada por los contratos de Disponibilidad de Potencia convocados.

El OED realizará el seguimiento de:

- la potencia disponible de las máquinas o Centrales Hidroeléctricas comprometidas en contratos de Disponibilidad de Potencia, independiente de que hayan sido o no convocados;
- la energía entregada por los Generadores con Contratos de Disponibilidad de Potencia a sus contratos al resultar despachados y ser convocados;
- la generación propia de las máquinas comprometidas en Contratos de Disponibilidad de Potencia.

Al finalizar cada mes el OED totalizará e informará la energía generada dentro de cada contrato de Disponibilidad de Potencia, así como la remuneración por potencia que resulta en el MEM a la potencia contratada.

4.12. FACTURACION DE LOS CONTRATOS

4.12.1. SERVICIOS PRESTADOS POR EL MEM

Los cargos por los servicios que se prestan en el MEM se determinan con las metodologías que establecen LOS PROCEDIMIENTOS y son independientes de la existencia o no de contratos.

El pago de los cargos por servicios es responsabilidad de cada agente. Sin embargo, un agente podrá acordar en un Contrato de Abastecimiento que la parte compradora pague parte o la totalidad de uno o más de dichos cargos. En este caso, al realizar las transacciones económicas el OED asignará los cargos que correspondan como un débito a la parte vendedora y un crédito a la parte compradora. Sin embargo, de resultar el agente vendedor del contrato deudor del MEM y no cancelar sus deudas en los plazos establecidos, el OED deberá dar por finalizado el contrato y los cargos por servicios pasarán a asignarse nuevamente como un débito al que era la parte compradora del contrato.

4.12.2. ENERGIA Y POTENCIA

Antes del quinto día de cada mes, el OED enviará a los Generadores con contratos la información requerida para realizar su facturación:

a) la energía generada dentro de cada contrato de Disponibilidad de Potencia y la potencia disponible a lo largo del mes de las máquinas contratadas;

b) la energía entregada de cada contrato de abastecimiento y de energía;

c) la demanda no abastecida para los Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos a los que se haya aplicado restricciones, calculada en base a la programación del déficit horario.

El Generador será el responsable de facturar a cada Distribuidor, Gran Usuario, y/o Generador del Mercado con quien haya suscrito un contrato de Energía, de Abastecimiento o de Disponibilidad de Potencia, la remuneración correspondiente a lo acordado contractualmente en base a la demanda contratada, menos las restricciones que se hubieran programado y aplicadas efectivamente a la demanda, y descontando las penalizaciones que correspondan de acuerdo a la información que suministre el OED.

4.12.3. REMUNERACION DEL TRANSPORTE

Este cargo es independiente de la realización de contratos ya que corresponde a los requerimientos propios y uso efectivo del Sistema de Transporte. La garantía de suministro de un contrato corresponde a la disponibilidad del generador contratado, pero no así a la del Sistema de Transporte.

4.12.3.1. CARGO VARIABLE ASOCIADO A LA ENERGIA

El cargo variable asignado a cada contrato se calculará en base a la energía y potencia efectivamente generada y la Demanda efectivamente abastecida dentro del contrato, y con los precios de nodo para la energía y para la potencia en las barras correspondientes y en el Mercado.

En cada hora, para cada Generador, Cogenerador y Autogenerador con Contratos resulta asignada una parte o toda su potencia neta efectivamente generada a cada uno de sus Contratos de Abastecimiento y de Energía, en función de la potencia comprometida en cada uno de sus contratos. Dada una potencia generada (GEN) es denominada Potencia Generada para un Contrato (PGCONT) a la parte de dicha potencia que se considera abasteciendo los Contratos de Abastecimiento y/o de Energía del Generador, Cogenerador o Autogenerador.

A su vez, a cada Distribuidor y Gran Usuario le resulta una parte o toda su demanda abastecida por cada uno de sus Contratos de Abastecimiento y/o de Energía. Dada una demanda real de un Distribuidor o Gran Usuario, se denomina Demanda Cubierta por Contrato (PDEMCONT) a la parte de dicha demanda de potencia que se considera abastecida por un Contrato de Abastecimiento y/o de Energía del Distribuidor o Gran Usuario.

Al finalizar cada mes, el OED deberá calcular para los Contratos de Abastecimiento y/o de Energía el cargo variable del servicio de Transporte que corresponde al Generador, Cogenerador o Autogenerador, y al Distribuidor o Gran Usuario, integrando el cargo que corresponde a cada hora del mes en función de la potencia generada por el Generador para dicho contrato y la demanda del Distribuidor o Gran Usuario abastecida por dicho contrato.

Dado un contrato de Abastecimiento y/o de Energía entre un Distribuidor o Gran Usuario "j" y un Generador, Cogenerador o Autogenerador "k", el OED deberá calcular para el Generador, Cogenerador o Autogenerador en cada hora "h" del mes el cargo variable correspondiente a la Potencia Generada para el Contrato (PGCONT^h_{kj}), multiplicado por la diferencia de precio entre el nodo de generación y el Mercado.

$$\begin{aligned} &\text{Cargo variable por energía:} \\ &\text{PGCONT}^h_{kj} * (\text{PM}^h - \text{PN}^h_k) \\ &\text{Cargo variable por potencia:} \\ &\text{PGCONT}^h_{kj} * (1 - \text{FA}_k) * \$\text{PPAD} \end{aligned}$$

siendo:

PGCONT^h_{kj} : potencia generada por el Generador, Cogenerador o Autogenerador "k" para su contrato con el Distribuidor o Gran Usuario "j".

PN^h_k : precio de nodo de la energía en la hora "h", que será el Precio de Mercado si está conectado sin restricciones al Mercado o el Precio Local correspondiente a su nodo si se encuentra en un área desvinculada, transferido a su nodo a través del Factor de Nodo.

A su vez, para el Distribuidor o Gran Usuario "j" deberá calcular el cargo variable del transporte correspondiente a la Demanda Cubierta por el Contrato (PDEMCONT^h_{kj}), multiplicada por la diferencia de precio entre el nodo de demanda y el Mercado.

$$\begin{aligned} &\text{Cargo variable por energía:} \\ &\text{PDEMCONT}^h_{kj} * (\text{PN}^h_j - \text{PM}^h) \\ &\text{Cargo variable por potencia:} \\ &\text{PDEMCONT}^h_{kj} * (\text{FA}_j - 1) * \$\text{PPAD} \end{aligned}$$

siendo:

PDEMCONT^h_{kj} : potencia abastecida del Distribuidor o Gran Usuario "j" por su contrato con el Generador, Cogenerador o Autogenerador "k".

El OED facturará el cargo total resultante, suma del cargo correspondiente al comprador y el cargo al vendedor, repartiéndolo del modo indicado en el contrato. De no establecerse ninguna modalidad, el OED facturará el crédito o débito correspondiente a cada uno.

Para los contratos de Disponibilidad de Potencia, el OED calculará el cargo variable del servicio de Transporte por su energía y potencia generada y convocada por su Contrato (PRES^h_{kg}), multiplicado por el precio Spot afectado por la diferencia entre su factor nodal correspondiente (de energía y potencia) y el del centro de carga del sistema.

$$\begin{aligned} &\text{Cargo variable por energía:} \\ &\text{PRES}^h_{kg} * (\text{PM}^h - \text{PN}^h_k) \\ &\text{Cargo variable por potencia:} \\ &\text{PRES}^h_{kg} * (1 - \text{FA}_k) * \$\text{PPAD} \end{aligned}$$

siendo:

PRES^h_{kg} : potencia generada por el Generador "k" y convocada por su contrato de Disponibilidad de Potencia reserva fría con el agente "g".

Si los Contratos de Disponibilidad de Potencia fuesen entre un Generador y una Demanda, el cargo variable por energía se determinará aplicando las ecuaciones desarrolladas para los Contratos de Abastecimiento.

4.12.3.2. CARGOS POR CONEXION Y CAPACIDAD

Los cargos fijos por conexión y capacidad serán abonados por Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios en función de:

- su ubicación en la red (área de influencia),
- su uso del Sistema de Transporte (potencia de ingreso o egreso).

En consecuencia, estos cargos son independientes de cómo se realicen los contratos.

Todo Generador, Distribuidor y Gran Usuario, con o sin contrato, deberá abonar su proporción correspondiente al cargo de conexión a la Red de Transporte y al cargo por potencia de ingreso o egreso al sistema. Dichos factores quedan definidos en la Programación Estacional.

4.12.4. SERVICIOS PRESTADOS POR EL MEM

Los servicios en el MEM son remunerados y deben ser pagados por los agentes en función de los compromisos definidos en LOS PROCEDIMIENTOS y son independientes de la existencia o no de contratos.

El gasto mensual del OED se repartirá entre todos los agentes y participantes del MEM. El monto adeudado por las empresas con contratos será el gasto del OED para el mes, fijado en el presupuesto estacional aprobado, por la proporción del importe de su compra o venta bajo el contrato dentro de la transacción total del mes.

4.12.4.1. REGULACION DE FRECUENCIA

Si el Generador con contrato cuando está generando aporta al Sistema un porcentaje de reserva rotante igual al medio del Sistema, no cobrará ni deberá pagar por este servicio.

Cada hora en que aporte por encima de este medio, se hará acreedor a una compensación por el excedente. Por el contrario, si aporta por debajo deberá pagar al Sistema por la energía regulante faltante.

Al finalizar cada mes, el OED calculará el total acumulado y lo facturará al Generador con contrato correspondiente.

4.12.4.2. CONTROL DE REACTIVO

De acuerdo a la metodología definida, los contratantes deberán cumplir con los compromisos acordados en el despacho de reactiva y serán deudores o acreedores según corresponda.

4.12.4.3. REEMBOLSO DE GASTOS E INVERSIONES DEL OED

El gasto mensual del OED se repartirá entre todos los agentes reconocidos del MEM. El monto adeudado por las empresas con contratos será el gasto del OED para el mes, fijado en el presupuesto estacional aprobado, por la proporción del importe de su compra o venta bajo el contrato dentro de la transacción total del mes.

4.13. CONTRATOS DE IMPORTACION Y EXPORTACION

Los requisitos, características y modo de implementación y operación de los contratos de importación y exportación con empresas extranjeras se definen en el Anexo 30: "IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA" de LOS PROCEDIMIENTOS.

4.14. RESPALDO DE LA DEMANDA EN UN NODO

Conjuntamente con la Programación Estacional de Invierno, el OED efectuará una simulación, con un horizonte de un año, con la finalidad de elaborar flujos de carga máxima promedio, para determinar los niveles de respaldo del suministro en cada nodo del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (STAT) y de Transporte por Distribución Troncal (Distros), tanto para el período de Invierno como el de Verano.

Para calcular tal respaldo, se analizarán las restricciones existentes en los distintos estadios de transporte:

1. Restricciones en el Sistema de Transporte en Alta Tensión: se contemplarán las declaradas por el Transportista de acuerdo a los criterios de diseño.
2. Restricciones en los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal: se contemplarán las declaradas por los Transportistas.
3. Restricciones zonales asociadas a la calidad de servicio en nodos de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal.

Con la información declarada por los agentes, con la disponibilidad histórica de las máquinas, con las fechas de ingreso de nuevos equipamientos autorizadas y los límites de transporte informados por los transportistas, se realizarán las simulaciones indicadas, sin contemplar las necesidades de forzamiento máquinas no requeridas por el despacho, determinando las restricciones zonales en las áreas de Distribución Troncal.

Conjuntamente con la Programación Estacional de Invierno, el OED deberá informar, para cada nodo del Sistema de Transporte de Alta Tensión y de Distribución Troncal y período semestral, sus estimaciones de respaldo de transporte y generación despachada para la demanda en cada nodo, la porción de dicha demanda que contaría con respaldo de despacharse generación forzada local y la que no contaría con ningún tipo de respaldo.

ANEXO IV

ANEXO 21: REMUNERACION BASE DE POTENCIA

1. OBJETO

La remuneración de la Base de Potencia a Generadores consiste en un pago (\$PPAD) a máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas por un servicio que remunera la disponibilidad para operar, según lo establecido en el presente Anexo. La misma se remunerará en las horas de remuneración de la potencia (hrp), en forma independiente del despacho real. Por lo tanto cada máquina que recibe la

remuneración de Base de Potencia queda obligada a operar según los requerimientos del OED dentro de las restricciones operativas declaradas en la base de datos del sistema.

Las centrales hidroeléctricas recibirán una remuneración equivalente a su requerimiento medio en las horas en que se remunera la potencia (hrp) en el denominado despacho de media y las centrales térmicas, y los cogeneradores, recibirán una remuneración equivalente a los requerimientos máximos de despacho conforme la metodología establecida en el presente ANEXO.

Se remunerará con \$PPAD toda aquella unidad generadora, con excepción de las centrales hidroeléctricas, que no reciban total o parcialmente la remuneración de potencia por el predespacho de máximo requerimiento térmico y que a su vez entregue potencia firme en el predespacho diario y/u operación real. Se remunerará la potencia correspondiente al valor de la potencia efectiva neta, en la medida que la misma resulte firme en las horas en que se paga la potencia.

Las maquinas o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no recibirán remuneración Base de Potencia por la potencia comprometida en dichos contratos.

2. DATOS PARA LA SIMULACION

A los efectos del cálculo de la remuneración Base de Potencia se realizará una simulación con los modelos aprobados para la Programación Estacional con los datos que se exponen más adelante.

2.1. PERIODICIDAD

La Base de Potencia se asignará para el período que abarca desde el comienzo de Mayo de un año a la finalización de Abril del año siguiente.

Junto con los cálculos para la Programación Estacional de Invierno, el OED determinará el predespacho previsto para los siguientes dos períodos semestrales, que se denomina Predespacho Anual

Este predespacho se actualizará en la programación de cada Período Trimestral. En este caso el Período a Simular en el Predespacho Anual será siempre el mismo período anual de Mayo a Abril, o sea el período completo que abarca el Predespacho Anual realizado conjuntamente con la Programación Estacional de Invierno.

En cada Período Trimestral en el cual se realice el recálculo trimestral se podrá modificar la siguiente información en la Base de Datos:

- Ajustes a los mantenimientos programados que informen los Generadores.
- Ajustes a las previsiones de Contratos de importación y exportación.

2.1. DEMANDA

Para el Período a Simular, se considerará para cada agente como consumo semanal de energía el que resulta de la Base de Datos para la Programación Estacional.

A los efectos de la simulación y con el objeto de evitar que los contratos de exportación afecten los requerimientos de la demanda local, los mismos serán requeridos al máximo de su potencia comprometida y las máquinas y/o centrales asociadas a dichos contratos serán consideradas con una disponibilidad equivalente a dicho requerimiento.

A la demanda se le adicionará los requerimientos para regulación primaria de frecuencia y reserva operativa.

Adicionalmente, se multiplicará la demanda local por el Coeficiente de Incremento de la Demanda (KDEM) a fijar por la SECRETARIA DE ENERGIA para tener en cuenta que reciban remuneración aquellas máquinas que podrán ser requeridas en el periodo que no ingrese nuevo equipamiento.

2.3. OFERTA

2.3.1. OFERTA TERMICA:

2.3.1.1 CVP

Para cada combustible, el costo variable de producción por unidad térmica se modelará como un valor medio correspondiente al promedio de los costos aceptados en los últimos VEINTICUATRO (24) meses móviles. El promedio de los costos mencionados se calculará a los efectos de mantener su valor real como porcentaje de los precios de referencia al momento de la declaración. Se calcularán dos valores promedios, uno para los meses de invierno y otro para los meses de verano.

Para ingreso de máquinas nuevas y/o máquinas con una antigüedad menor que VEINTICUATRO (24) meses desde su ingreso al MEM, se utilizará para el cálculo de dicho promedio:

- Para los meses desde su entrada en operación comercial, los costos declarados convertidos como se indica previamente;
- Para los meses restantes hasta completar VEINTICUATRO (24) meses, los costos medios representativos de una máquina similar.

2.3.1.2 Disponibilidad

Para el Período a Simular, se utilizará para cada Generador la indisponibilidad forzada de la base de datos estacional y los mantenimientos programados de la misma. La Potencia resultante se denominará Potencia disponible para Base de Potencia del generador. Si para un periodo determinado una central no puede funcionar con un determinado combustible esto deberá representarse adecuadamente en la simulación.

Para el caso de ingreso de máquinas y/o centrales nuevas, se incorporaran en la base de datos una vez habilitada en servicio comercial.

El OED determinará para cada mes del período la disponibilidad promedio mensual como el promedio de las disponibilidades de las semanas del mes. La disponibilidad se medirá en las horas que se remunera potencia.

En aquellos casos en los cuales la disponibilidad de la base de datos de la programación no coincida con la indisponibilidad histórica forzada, el OED deberá incorporar a la central mencionada en un programa aleatorio de verificación, que confirme los datos declarados.

2.3.2. OFERTA HIDROELECTRICA:

Para el Período a Simular, se utilizará para cada Generador la indisponibilidad forzada declarada en la Base de Datos Estacional y lo s mantenimientos programados de la misma. La Potencia resultante se denominará Potencia disponible para Base de Potencia del generador.

La indisponibilidad a utilizar en la base de datos mencionada es la promedio de todas las horas del día.

Se incluirá toda la serie hidrológica de caudales vigentes en la Base de Datos Estacional.

El valor del agua de cada embalse estacional en cada semana del Período a Simular se determinará con el modelo de optimización vigente para la Programación Estacional.

Para la generación hidroeléctrica que no corresponda a embalses estacionales o no contemplada en la Base de Datos Estacional, se utilizará la energía media anual que se distribuirá entre cada mes del período de acuerdo a una distribución típica de media.

2.3.3. OFERTA DE PAISES INTERCONECTADOS:

Se incluirá como oferta adicional la importación firme prevista (contratos).

2.3.4. TRANSPORTE

Se deben representar las restricciones que afectan la capacidad de Transporte y las posibilidades de llegar con la oferta disponible a los nodos que lo requiere la demanda. Para ello se considerarán las restricciones incluidas para la Programación Estacional.

3. PREDESPACHO DE MEDIA

3.1. OBJETO

Remunerar a los generadores hidráulicos, durante las horas que se remunera potencia. La metodología que se describe en el siguiente punto busca calcular la potencia media esperable de ser operada, sin restricciones, promedio de todas las series hidrológicas en las horas de remuneración de la potencia, y además determinar la potencia máxima que le permite al generador entregar la potencia media mencionada, y de tal forma establecer la potencia sobre la cual existirá el compromiso de disponibilidad.

3.2. METODOLOGIA.

A los efectos de determinar la remuneración Base de Potencia de las centrales hidroeléctricas se realizará un predespacho llamado de media.

Tomando la Base de Datos Estacional y realizando los ajustes indicados en el punto 2 de este Anexo, el OED debe obtener la programación de la operación para el Período a Simular con el modelo de optimización y simulación de mediano plazo vigente.

Para cada embalse estacional, se definirá el nivel típico normal al comienzo de cada Período anual como el nivel medio con que resulta para esa fecha. Dicho nivel se determinará con una simulación de condiciones hidrológicas medias. Estos niveles serán considerados los típicos normales asociados a las características del embalse y restricciones a su operación. En consecuencia, se mantendrá el mismo nivel típico normal para cada embalse para todos los años salvo para un embalse en que se compruebe que existen modificaciones, tales como cambios en las normas de manejo de aguas o restricciones, que afecten significativamente la operación del conjunto central - embalse. Se considerará como nivel final el mismo que el inicial.

Como resultado del modelo de simulación, el OED obtendrá la energía anual prevista de cada central hidroeléctrica como el promedio esperado para todas las crónicas. Con estos valores se obtendrá la potencia media anual prevista. Asimismo como promedio de todas las crónicas se obtendrá el promedio anual de requerimiento térmico en las horas que se remunera potencia (RTERMEDIO).

Se calculará para las centrales hidroeléctricas con la mejor información histórica disponible la relación entre la potencia media generada anual y la operada en las horas que se remunera potencia. El coeficiente así calculado se multiplicará por la potencia media anual prevista, obteniéndose la Base de Potencia Media Anual (BHPMA) requerida a ser remunerada a los generadores hidráulicos en las horas en que se remunera la potencia.

A partir de la Base de Potencia Media Anual (BHPMA) y en función del promedio mensual esperado de energía prevista para cada central hidroeléctrica respecto de la anual se calculará la Potencia Media Mensual (HPMM^m). De la Base de Datos Estacional se identificará para cada central hidroeléctrica, la Potencia Máxima Mensual promedio disponible (HPMAX^m).

Esta metodología de cálculo se realizará una sola vez por año, salvo que nuevas condiciones técnicas justifiquen un nuevo cálculo.

3.3. RESULTADOS.

Junto con la Programación Estacional de Invierno, el OED informará para cada central hidroeléctrica, excepto para las centrales de bombeo, para el correspondiente Período Simulado:

- La Base de Potencia Media Anual (BHPMA) asignada, la misma será la que determine la potencia remunerada.

- La potencia máxima mensual (HPMAX^m), la que indicará la potencia sobre la cual existe un compromiso de disponibilidad.

- La relación mensual entre la Potencia Media Mensual (HPMM^m) y la Potencia Máxima Mensual (HPMAX^m), denominada Relación de Empuntamiento Mensual (REM^m).

- Los requerimientos medios de potencia térmica anual (RTERMEDIO).

4. PREDESPACHO DE MAXIMO REQUERIMIENTO TERMICO

4.1. OBJETO

Para los grupos térmicos se tiene como objeto contar con disponibilidad de potencia para garantizar el cubrimiento de la demanda en caso de situaciones extremas. Inicialmente, para determinar la cantidad de reserva requerida, las condiciones extremas a simular serán las correspondientes a falta del recurso requerido para generar, ya sea escasez del recurso natural para las centrales que generan con recursos naturales (para centrales hidroeléctricas, condición de hidrología seca) o falta de combustibles utilizados por las máquinas térmicas (por ejemplo, restricciones a la oferta de gas por baja temperatura en el invierno). En función de las condiciones que se observen en el MEM, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá decidir adicionar otras condiciones extremas tales como fallas en el sistema de Transporte.

4.2. PREVISION DE MAXIMA POTENCIA TERMICA GENERADA

Con la base de datos indicada en el punto 2 de este Anexo se debe determinar los requerimientos térmicos para cada serie hidrológica. Para las centrales hidroeléctricas no representadas por series

hidrológicas de no contar con información para dicho año, se asignará una hidraulicidad con un NO-VENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de probabilidad de ser superada.

Para los embalses de capacidad estacional se considerará como nivel inicial para la Programación Estacional de Invierno el previsto el primero de Mayo, dejándose libre el nivel final.

Los valores del agua, de cada semana del período a simular serán calculados por el OED con los mismos modelos que el Predespacho Anual de Media.

4.2.1. TRANSPORTE

A las restricciones de Transporte incluidas en el Predespacho Anual de Media se deberá agregar toda otra restricción que resulte necesaria para representar adecuadamente las condiciones correspondientes al máximo requerimiento térmico.

4.3. RESULTADOS

El OED deberá determinar el requerimiento térmico mensual que se corresponda con la Probabilidad de Excedencia de Máximo Requerimiento Térmico (%KEXCTERM) definida por la SECRETARIA DE ENERGIA para cada generador térmico que surja de todas las series hidrológicas. El máximo requerimiento mensual será el que surja de la probabilidad de excedencia establecida.

Si ese valor es mayor que cero, se considerará que la máquina es requerida en la simulación provisoria durante todo el mes.

Para aquellos generadores térmicos con operación requerida en la simulación provisoria superior al OCHENTA POR CIENTO (80%) de su potencia disponible denominados "generadores base" se considerará que la potencia a remunerar como Base de Potencia será la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada de la máquina todos los meses.

Se realizará adicionalmente una segunda simulación, la definitiva, manteniendo los mantenimientos programados de los generadores hidráulicos y térmicos indicados en el párrafo anterior y eliminando los mantenimientos programados de los generadores que en la simulación provisoria no resulten como generadores de base.

De esta segunda simulación se analizará para cada semana del periodo los requerimientos de despacho de cada máquina térmica en las horas de remuneración de la potencia, ordenándose en función de la energía requerida.

El OED deberá determinar el requerimiento térmico semanal que corresponda con una probabilidad de excedencia del máximo requerimiento térmico (%KEXCTERM) definido por la SECRETARIA DE ENERGIA para cada generador térmico (para aquéllos no denominados generadores base), y ese resultará el máximo requerimiento mensual.

Si ese valor es mayor que el Mínimo Requerimiento de Despacho (%MRD) de su Potencia Efectiva Neta establecido por la SECRETARIA DE ENERGIA, se considerará que la máquina es requerida durante todo el mes y se considerará que la potencia a remunerar como Base de Potencia será la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada de la máquina durante los meses requeridos.

El OED informará para cada máquina térmica, y total por Generador, para el correspondiente Período a Simular:

- La Base de Potencia asignada para cada máquina térmica, para cada mes.

- El promedio anual de la Base de Potencia térmica asignada.

5. INCUMPLIMIENTOS

Las centrales hidráulicas reducirán su remuneración proporcionalmente a la indisponibilidad sobre la potencia máxima mensual (HPMAX^m), la cual se evaluará durante todas las horas del día. Para el resto de las unidades de generación, el OED realizará el seguimiento de la disponibilidad real en las horas de remuneración de la potencia, y descontará del pago por Base de Potencia la potencia indisponible.

El OED en forma aleatoria convocará, de aquellas máquinas que reciban Remuneración Base de Potencia, las maquinas que no tuvieren despacho habitual o cuya disponibilidad declarada no coincida con la histórica para asegurar que se encuentren disponibles cuando así se lo requiera. En el caso de no estar el generador en condiciones de operar satisfactoriamente a juicio del OED se suspenderá el pago de Base de Potencia hasta que el Organismo mencionado se asegure de la disponibilidad del mismo a su entera satisfacción.

6. MAQUINAS CONVOCADAS EN EL DESPACHO DIARIO QUE NO RECIBEN REMUNERACION POR BASE DE POTENCIA

Aquellos generadores con potencia firme térmicos, cogeneradores, autogeneradores o cualquier otro tipo de generación que no sea hidráulica y que total o parcialmente no haya recibido remuneración por Base de Potencia y resulte requerida en el predespacho diario, con una potencia mayor a su compromiso de disponibilidad para Base de Potencia recibirá una remuneración equivalente a la de Base de Potencia (\$PPAD) por las horas en las cuales se paga potencia del día en el cual fue convocado por el requerimiento máximo diario, independientemente de la hora en que haya sido requerida.

Las centrales de bombeo, en cambio recibirán el pago de \$PPAD por la potencia operada en las horas que se remunera potencia.

7. PORCENTAJE DE RESERVA DEL SISTEMA

El Porcentaje de Reserva del Sistema (%PRS) se calculará como la división en porcentaje del promedio anual de la Base de Potencia térmica asignada como Base de Potencia menos los requerimientos medios de potencia térmica anual (RTERMEDIO), que resulte del predespacho de media, ambas en las horas que se remunera potencia, dividido por la potencia media anual demandada en las horas que se paga potencia.

8. GENERACION FORZADA

Junto con el requerimiento de datos para la simulación del sistema, aquellos demandantes que requieran, en un área, generación forzada deberán indicar sus requerimientos mínimos, salvo que disponga un contrato de disponibilidad de potencia para esos fines.

Cuando en un área de distribución troncal o de transporte en alta tensión exista más que un demandante se considerará válido el requerimiento si éste es efectuado por más del TREINTA POR CIENTO (30%) de la demanda correspondiente a las horas en que se solicita el despacho de generación forzada, salvo que se oponga más del TREINTA POR CIENTO (30%) de la misma. Este criterio no será de aplicación para la generación forzada destinada al mantenimiento de la calidad de servicio u

otra restricción dentro de una PAFTT; salvo que el requeriente, distinto al prestador, se haga cargo de la totalidad de los sobrecostos.

En el caso de que la generación requerida no resulte asignada como remunerada como Base de Potencia resultará como Generación Forzada Base la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada.

Cuando el requerimiento del Demandante pueda ser cubierto por más de una máquina de una central del MEM el compromiso deberá ser cubierto por cualquiera de las máquinas de la central con la remuneración asignada.

En el caso que por problemas de transporte o Distribución, fuese requerida generación forzada durante un período superior al horario de punta de un día o más de cinco horas durante más que dos días en el mes, la máquina requerida tendrá derecho al cobro de la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada de la base de datos durante todo el mes en el cual fue convocada ocasionalmente, de no haber recibido ese pago por Remuneración Base de Potencia, salvo que la demanda disponga de un contrato de disponibilidad de potencia que fue convocado al efecto.

El costo de este cargo adicional de Base de Potencia se asignará de igual forma que los sobrecostos de generación forzada por energía.

ANEXO V

ANEXO 36: SERVICIO DE RESERVAS DE CORTO PLAZO Y MEDIANO PLAZO

1. OBJETO.

Las reservas de corto y mediano plazo son las requeridas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del servicio. Incluye los siguientes tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta:

Reservas de corto plazo

- Reserva instantánea.
- Reserva para Regulación de Frecuencia.
- Reserva operativa de CINCO (5) minutos.
- Reserva de DIEZ (10) minutos.
- Reserva fría de VEINTE (20) minutos.
- Reserva térmica de CUATRO (4) horas.

Reserva de mediano plazo

- Reserva de confiabilidad

El OED deberá asignar las reservas señaladas dentro de los niveles requeridos y de acuerdo a los criterios y metodologías de ofertas y disponibilidad que se definen en el presente Anexo. El OED no podrá forzar generación para obtener la reserva requerida excepto para cumplir con el requerimiento mínimo de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), de acuerdo a lo que establece el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La Remuneración Base de Potencia incluye la potencia comprometida para el suministro de potencia para regulación de frecuencia y la operativa.

Salvo el servicio de regulación de frecuencia definido en el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS, el resto de los servicios de reserva serán abonados adicionalmente y con independencia de la remuneración base de potencia que correspondiere.

2. REQUISITOS Y RESTRICCIONES.

Una máquina térmica o central hidroeléctrica podrá ofertar un tipo de reserva en la medida que esté disponible, cumpla los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas en el presente Anexo de LOS PROCEDIMIENTOS. Una máquina térmica o central hidroeléctrica no podrá vender la misma reserva para más de un servicio de reserva de corto plazo regulado por este Anexo.

Un Gran Usuario Interrumpible será considerado habilitado a aportar un tipo reserva de corto y/o mediano plazo en la medida que cumpla los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3. TIPOS DE RESERVA DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.

En cada instante, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer con la calidad y seguridad pretendida necesita que:

- Se genere la potencia para cubrir la demanda, teniendo en cuenta las pérdidas de transporte y red de distribución;
- Se mantenga adicionalmente dentro de la demanda y/o el parque de generación del MEM en su conjunto un nivel de reserva de corto plazo, en caliente o en frío pero lista para estar rápidamente en servicio como reserva, para garantizar el seguimiento de las fluctuaciones de la demanda, la operatividad del sistema eléctrico, la calidad del servicio y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias menores;
- Se mantenga adicionalmente dentro de la demanda y/o el parque de generación del MEM en su conjunto un nivel de reserva de corto plazo, de reserva fría de VEINTE (20) minutos y reserva de CUATRO (4) horas disponible para entrar en servicio en un plazo no mayor que el indicado para cada tipo de reserva, para cubrir apartamientos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.
- Se mantenga adicionalmente dentro del parque de generación una reserva de confiabilidad con capacidad de entregar potencia firme durante el horario de punta para la demanda no contingente del sistema.

3.1. RESERVA INSTANTANEA.

Es la reserva que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes. Es aportada por la demanda en su conjunto, de acuerdo a los criterios y procedimientos establecidos en los Anexos 35 y 41 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3.2. RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA.

Es la reserva regulante para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), asignada entre máquinas que están generando y habilitadas para ello.

3.3. RESERVA OPERATIVA DE CINCO (5) MINUTOS.

La reserva operativa es la reserva rápida en máquinas, de respuesta menor o igual que CINCO (5) minutos, que permite realizar el seguimiento de demanda, complementando el servicio de Regulación de Frecuencia y garantizando la operatividad del sistema.

El nivel de reserva operativa requerido por tipo de día se determinará en la Programación Estacional teniendo en cuenta las características de la demanda, de acuerdo a los requerimientos para mantener la operatividad del sistema eléctrico y el nivel de calidad pretendido.

Junto con la Programación Semanal, los Generadores presentarán sus ofertas para brindar el servicio de reserva operativa estando la máquina parada. Podrán presentar ofertas para cada máquina térmica e hidráulica habilitada para brindar este servicio estando parada. Una máquina o central será habilitada a aportar reserva operativa cuando no está generando, si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor que CINCO (5) minutos.

El compromiso asociado es entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que CINCO (5) minutos de serle requerido por el OED y poder mantenerlo durante una hora.

3.4. RESERVA DE DIEZ (10) MINUTOS.

Es la reserva de respuesta menor o igual que DIEZ (10) minutos, cubierta por capacidad de generación de libre disponibilidad y/o demanda interrumpible, que permite tomar apartamientos de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda, complementando el servicio de reserva operativa para la calidad del servicio pretendida.

El criterio para definir el nivel de reserva de DIEZ (10) minutos se determinará en la Programación Estacional, en función de las características de la demanda y la calidad pretendida.

Diariamente, el OED determinará la necesidad de este tipo de reserva por bloques de una o más horas del día de acuerdo al nivel de reserva operativa asignado, la forma de la curva de carga, la aleatoriedad probable de la demanda y los requerimientos de punta.

Junto con la Programación Semanal, los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva de DIEZ (10) minutos estando la máquina parada. Podrán presentar ofertas para cada máquina térmica e hidráulica habilitada para brindar este servicio estando parada. Una máquina o central será habilitada a aportar reserva de DIEZ (10) minutos cuando no está generando, si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado es entregar la reserva ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios Interrumpibles) en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos de serle requerido por el OED y poder mantenerlo durante una hora.

3.5. RESERVA FRÍA DE VEINTE (20) MINUTOS.

La reserva fría será cubierta con máquinas térmicas de punta paradas, incluyendo los grupos turbo-gas de los ciclos combinados, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en un tiempo no mayor que VEINTE (20) minutos y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos. Su objeto es contar con reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes.

El nivel de reserva fría se determinará en la Programación Estacional, en función de los requisitos de reserva para aleatorios prolongados y contingencias.

Junto con la Programación Semanal, los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva fría. Podrán presentar ofertas para cada máquina térmica de punta habilitada para ello. Una máquina térmica de punta será habilitada a aportar reserva fría si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor de VEINTE (20) minutos.

El compromiso asociado es entregar la potencia ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios Interrumpibles) en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos de ser requerido el arranque o reducción por el OED y poder mantenerlo durante cinco horas.

3.6. RESERVA TERMICA DE CUATRO (4) HORAS

La reserva térmica de cuatro horas será adjudicada por el OED a las unidades turbo vapor y TG, o ciclo combinados, y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que una hora y por el horario de punta.

La reserva de CUATRO (4) horas será cubierta con máquinas térmicas paradas disponibles o rotando pero fuera de sincronismo, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en el tiempo requerido.

Su objeto es contar para las bandas horarias de punta con reserva para cubrir la punta del sistema ante contingencias u otro tipo de imprevistos (restricciones de combustible, salidas intempestivas de Unidades, fuera de servicio de Líneas, etc.).

Las unidades habilitadas deben ser capaces de generar la potencia comprometida durante todo el período de la banda horaria de punta, ante el requerimiento del OED realizado con una anticipación de cuatro horas.

Con el envío de datos para la programación semanal los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva de CUATRO (4) hs. Junto con la Programación Semanal, el OED determinará el requerimiento de reserva para esa semana, pudiendo ser CERO (0). Los generadores podrán presentar ofertas para cada máquina térmica habilitada para ello. Una máquina térmica será habilitada a aportar reserva de cuatro horas si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro en los plazos fijados precedentemente.

El compromiso asociado es entregar la potencia ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios) en un plazo no mayor que el establecido y poder mantenerlo durante cinco horas.

3.7. RESERVA DE CONFIABILIDAD

Es la reserva de generación en condiciones de operar durante los picos del sistema, para cubrir la demanda máxima del mismo.

El nivel de reserva requerido para cada mes se determinará conforme lo establezca expresamente la SECRETARIA DE ENERGIA, donde la generación hidráulica podrá ofertar hasta su potencia

máxima mensual neta en condiciones de mantener durante el horario de punta de un día con el NO-VENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de probabilidad de excedencia. La generación térmica y cogeneración podrá ofertar su potencia efectiva neta. Las máquinas o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no podrán ofertar reserva de confiabilidad por la potencia comprometida en exportación.

Junto con la programación de invierno y con la base de datos estacional los generadores hidroeléctricos y térmicos, así como los cogeneradores, podrán ofertar para cada mes del año la potencia y el precio al cual están dispuestos a brindar este servicio.

El compromiso asociado es mantener el equipamiento de generación disponible durante las horas que se remunera potencia y estar en condiciones de entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que el tiempo de arranque y parada de la base de datos del sistema y poder mantenerlo, para las centrales hidráulicas durante cinco horas y para las térmicas durante las hrp.

4. RESERVA DE CORTO PLAZO EN GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES.

El Gran Usuario Interrumpible podrá proveer los servicios de reserva según lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

5. OFERTAS DE RESERVA DE CORTO PLAZO CON MAQUINAS PARADAS Y DE DISPONIBILIDAD DE MEDIANO PLAZO.

5.1. OFERTA SEMANAL

Junto con la Programación Semanal (para las de corto plazo), el OED informará la magnitud de cada tipo de reserva de corto plazo prevista requerida para cada día, en particular la Reserva Fría y la Reserva de CUATRO (4) horas prevista para cada semana. Redespachos semanales podrán ajustar los requerimientos a nuevas condiciones y en el caso de que por apertura de líneas el sistema se separe en diferentes áreas, se deberá mantener en cada una de ellas reservas que cumplan con los criterios generales requeridos en este Anexo.

Los Generadores que declaren estar en condiciones de prestar estos servicios estando paradas, podrán presentar ofertas de disponibilidad para la semana siguiente, con un precio tope fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA. Las ofertas se deberán informar al OED antes de las 12:00 hs del último día hábil de la semana anterior a la ofertada, salvo la Reserva de CUATRO (4) horas que se deberá informar simultáneamente con los datos para la programación semanal.

Cada oferta deberá identificar:

- El servicio de reserva de corto plazo para el que se oferta;
- La identificación del Generador y la máquina que oferta.
- La potencia ofertada como reserva.
- Precio por MW puesto a disposición como reserva para la Reserva de CUATRO (4) horas.
- Tiempo comprometido para entrar en servicio y entregar la potencia comprometida.

Esta oferta representará un compromiso por parte del Generador de, en caso de ser requerido por el OED, poner en servicio la potencia ofertada dentro de los tiempos indicados. En consecuencia, el Generador al presentar su oferta deberá tomar los márgenes suficientes en la definición de los tiempos como para garantizar que en la operación real pueda cumplirlos.

Una misma máquina podrá ser ofertada a más de un servicio de reserva de corto plazo, pero en el despacho y la operación sólo podrá ser asignada a uno de ellos.

El OED deberá rechazar toda oferta a un servicio de reserva de corto plazo que no cumpla los requisitos establecidos, o en que el tiempo comprometido sea mayor que el establecido como máximo para el correspondiente tipo de reserva de corto plazo, para lo cual utilizará los antecedentes disponibles del Generador y/o realizar las pruebas que considere convenientes para constatar la capacidad de la unidad para proveer el servicio para el que se ofrece.

5.1.1. PENALIZACIONES

En caso que en la operación real una unidad generadora, asignada a un servicio de reserva de corto plazo, a excepción de la reserva de CUATRO (4) horas, al ser convocada no cumpla con su compromiso, perderá la remuneración correspondiente a ese día en forma proporcional a la potencia incumplida a partir del momento en que debió entrar en servicio.

Para el caso de que en la operación real una máquina o central asignada a un servicio de reserva de CUATRO (4) horas, al ser convocada no cumpla con su compromiso, perderá la remuneración de ese día multiplicado por cinco en forma proporcional a la potencia incumplida a partir del momento en que debió entrar en servicio.

Aquellas máquinas o centrales que hayan fallado en su compromiso de reserva, no entre en servicio y/o no alcance un mínimo del 75% de la potencia asignada como reserva dentro y durante los tiempos comprometidos, quedarán automáticamente excluidas de participar en la provisión del servicio de reserva de corto plazo incumplido durante las siguientes dos semanas.

Si, conforme lo dispuesto en el párrafo anterior, una máquina o central generadora falló en su compromiso más que tres veces en TRES (3) meses consecutivos, se la considerará inhabilitada para participar de las reservas de corto plazo por un trimestre.

5.2. LICITACION ESTACIONAL O MENSUAL PARA RESERVA DE CONFIABILIDAD

Junto con la programación de invierno para todo un año o en los meses y por el período que la SECRETARIA DE ENERGIA fije, se licitará la Reserva de Confiabilidad. Los Generadores con máquinas habilitadas a prestar este servicio podrán presentar ofertas, con un precio tope fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Cada oferta deberá identificar:

- La identificación del Generador y la máquina para centrales térmicas y la central hidroeléctrica que oferta total o parcialmente.
- Los módulos de potencia ofertados como Reserva de Confiabilidad.
- Precio por MW puesto a disposición como reserva para cada uno de los módulos ofrecidos.

El OED conformará un orden de mérito entre las ofertas recibidas y aceptadas, ordenándolas en base al precio ofertado, pero teniendo en cuenta las restricciones de transporte existente de tal forma que la reserva de confiabilidad aceptada corresponda a las máquinas que ofrecieron los menores

precios y tienen suficiente capacidad de transporte para llegar con su potencia al Nodo Mercado y limitando las ofertas aceptadas al límite de potencia hidráulica y térmica calculado en el punto 3.7 de este Anexo.

Para realizar el flujo que verifique que existe la capacidad de transporte suficiente, se utilizará la demanda de pico requerida en el punto 3.7 del presente ANEXO, sin considerar el uso de la demanda de exportación. En cuanto a la capacidad de transporte, los límites de transporte entre áreas tendrán en cuenta el uso medio que la exportación hace uso de los mismos.

El precio de corte resultará de la evaluación indicada en el párrafo anterior o el máximo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

En el caso de máquinas térmicas o hidráulicas con igual precio tendrán prioridad aquellas que resulten con mayor cantidad de horas de utilización de la potencia ofertada, en los últimos tres años.

5.2.1. GENERACION FORZADA POR CONFIABILIDAD

Cada demandante o área de demanda que no disponga transporte suficiente para cubrir su demanda y desee tener potencia garantida, podrá solicitar incluir dentro de la licitación del sistema una determinada cantidad adicional de potencia (MW mensuales), e indicará la central o centrales que podrían solucionar su restricción de transporte.

En el caso de generación forzada, el requerimiento se entiende al nivel de central o de grupos de centrales que pueden cumplir el mismo servicio y el precio será el máximo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA. En caso que para un Demandante fuese imprescindible la disponibilidad de un generador específico, para el mismo será obligatorio prestar este servicio, hasta el precio máximo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA si para el mes en cuestión la máquina cobra la Remuneración Base de Potencia. De no prestar el servicio requerido, el generador perderá la remuneración base de potencia del mes.

En el caso que por problemas de transporte o Distribución, fuese requerida generación forzada durante un período superior al horario de punta de un día o más de cinco horas durante más que dos días en el mes, en momentos en que el requerimiento se debe a evitar cortes de demanda y salvo que la demanda disponga de un contrato de disponibilidad de potencia que fue convocado al efecto, la máquina requerida tendrá derecho al cobro de Reserva de Confiabilidad al precio máximo fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA, por la Potencia Efectiva Neta descontada la indisponibilidad declarada de la base de datos durante todo el mes en el cual fue convocada ocasionalmente, teniendo las mismas sanciones por incumplimiento que las establecidas en el presente Anexo.

5.2.2. PENALIZACION

En el caso que un generador al cual se le asignó el servicio de reserva de confiabilidad resulte convocado por el despacho, o por pruebas aleatorias que el OED realice para verificar su efectiva disponibilidad y no resulte capaz de entregar la potencia ofertada total o parcialmente, durante el período especificado perderá:

- La remuneración por confiabilidad en las horas en que esté indisponible en las horas en que se remunera potencia.
- De existir GUI convocados a interrumpir su demanda y/o restricciones a la disponibilidad de reservas operativas durante la indisponibilidad, la remuneración horaria correspondiente multiplicada por CIEN (100) y por el porcentaje incumplido en cada hora durante la indisponibilidad. De efectivizarse TRES (3) incumplimientos en diferentes semanas en las condiciones mencionadas en este punto, el generador resultará inhabilitado para ofrecer y recibir remuneración por reserva de confiabilidad por un año.
- La remuneración correspondiente a la semana por el porcentaje incumplido en las situaciones no indicadas en el párrafo precedente.

La indisponibilidad se medirá en las horas del mes en las que se paga potencia y debe poder mantener la potencia entregando energía el tiempo especificado para esta reserva.

Cualquiera sea el caso, el generador no recibirá la remuneración por Reserva de Confiabilidad hasta que demuestre operativamente, a su costo, que está en condiciones de entregar la potencia comprometida durante el período especificado.

6. DESPACHO Y REMUNERACION DE RESERVAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.

6.1. INFORMACION.

Junto con los resultados del predespacho y cada redespacho, el OED informará la programación prevista de reservas de corto plazo, identificando para cada tipo de reserva de corto plazo la cantidad asignada y las máquinas responsables de aportarlo.

Junto con los resultados de la operación, el OED informará la reserva de corto plazo con que se operó realmente, identificando para cada tipo la cantidad asignada a cada máquina y el total.

6.2. ASIGNACION.

6.2.1. CRITERIOS GENERALES.

Una misma potencia no podrá ser asignada al cubrimiento de más de un tipo de reserva de corto plazo.

Cada día al realizar el despacho, el OED constituirá cada tipo de reserva de corto plazo de existir el excedente necesario. En ese caso, para definir el nivel de reserva a utilizar deberá tener en cuenta el criterio acordado en la programación estacional.

6.2.1.1. Despacho diario y Precios Previstos

Cada día, cuando se requiera asignar una reserva de corto plazo con máquinas paradas, partiendo de la lista de mérito semanal el OED conformará la lista de mérito del día eliminando aquellas máquinas que hayan resultado generando en el predespacho o estén declaradas como indisponibles o que informen que retiran su oferta a aportar este servicio. Los procedimientos para determinar la lista de mérito diaria se describen en mayor detalle en este Anexo.

El despacho de reserva de corto plazo en máquinas paradas se realizará en el siguiente orden:

- Primero: Se asigna la Reserva para Regulación de Frecuencia.
- Segundo: Se asigna la Reserva Operativa de CINCO (5) minutos.
- Tercero : Se asigna la Reserva de DIEZ (10) minutos.
- Cuarto: Se asigna la Reserva Fría de VEINTE (20) minutos.

- Quinta: Reserva Térmica de CUATRO (4) horas.

De ser necesario utilizar máquinas paradas para cubrir el requerimiento de un tipo reserva de corto plazo, el OED despachará el conjunto de máquinas ofertadas y disponibles para dicho servicio, partiendo de la primera máquina de la correspondiente lista de mérito diaria, hasta completar el nivel de potencia requerido como reserva o que no queden más ofertas en dicha lista de mérito. De acuerdo a la cantidad de reserva ofertada y disponible, podrá resultar una reserva menor que la requerida.

6.2.1.2. Operación en Tiempo Real.

La definición de las máquinas paradas que aportan a un servicio de reserva de corto plazo se fija con el predespacho.

Si alguna máquina asignada como reserva de corto plazo en máquinas paradas se ve forzada a entrar en servicio a requerimiento del OED, deja de aportar dicho servicio de reserva. El OED decidirá si es necesario redespachar la correspondiente reserva de corto plazo para agregar una nueva máquina parada.

6.2.2. RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA.

El nivel de reserva regulante para Regulación de Frecuencia (Primaria y Secundaria) y su asignación entre las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas que están generando, así como las transacciones asociadas, se realizan de acuerdo al despacho de reserva regulante, metodologías y criterios que se establecen en el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS.

6.2.3. RESERVA OPERATIVA DE CINCO (5) MINUTOS.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva operativa será adjudicada por el OED a las máquinas de respuesta rápida habilitadas para ello de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.

Diariamente, en el predespacho o redespacho, para cada intervalo Spot el OED debe analizar las condiciones previstas de reserva operativa.

En primer lugar, se asignará la reserva operativa entre las máquinas de respuesta rápida que están generando por despacho (no forzadas) y que tengan reserva rotante disponible no asignada como reserva regulante. Dicha reserva constituirá la reserva operativa rotante.

En cada intervalo de Mercado y para cada máquina térmica o central hidroeléctrica prevista generando en el predespacho o redespacho diario y habilitada para el servicio de reserva operativa, el OED tomará como oferta de reserva operativa rotante a la potencia rotante que no está ya asignada a los servicios de Regulación de Frecuencia, y qué la máquina o central podría incrementar en CINCO (5) minutos teniendo en cuenta su despacho, restricciones propias y de Transmisión.

De resultar de dicho cálculo que la oferta de reserva operativa rotante es mayor o igual que la requerida como reserva operativa, se asignará la reserva operativa requerida en función de la lista de mérito entre la oferta de reserva operativa rotante disponible. Si por el contrario resulta insuficiente, se asignará toda la oferta de reserva operativa rotante disponible como reserva operativa.

Para cada intervalo Spot, si la reserva operativa rotante prevista en el despacho es insuficiente para cubrir el requerimiento de reserva operativa, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas y centrales que no están previstas generando de acuerdo a la lista de mérito diario que surge de las ofertas de reserva operativa en máquinas paradas, hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas. Dicha reserva constituirá la reserva operativa en máquinas paradas.

6.2.4. RESERVA DE DIEZ (10) MINUTOS.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva de DIEZ (10) minutos se asignará a las máquinas habilitadas para ello, de acuerdo al procedimiento indicado en el presente Anexo.

Diariamente, en el predespacho o redespacho, para cada intervalo Spot, el OED debe analizar las condiciones previstas de reserva de DIEZ (10) minutos teniendo en cuenta la reserva operativa ya asignada.

En primer lugar, asignará la reserva de DIEZ (10) minutos entre las máquinas habilitadas que están generando por despacho (no forzadas) y que tengan reserva rotante disponible no asignada como reserva regulante o reserva operativa. Dicha reserva constituirá la reserva de DIEZ (10) minutos rotante.

Para cada máquina o central prevista generando en el predespacho o redespacho diario, el OED tomará como oferta rotante de reserva de DIEZ (10) minutos a la potencia rotante que no está ya asignada a los servicios de Regulación de Frecuencia o Reserva Operativa (de CINCO (5) minutos), y que la máquina o central podría incrementar en DIEZ (10) minutos teniendo en cuenta su despacho, restricciones propias y de Transmisión.

De resultar de dicho cálculo que la oferta de reserva de DIEZ (10) minutos rotante es mayor o igual que la requerida, se asignará la reserva de DIEZ (10) minutos requerida en función de la lista de mérito de la oferta de reserva de DIEZ (10) minutos disponible. Si por el contrario resulta insuficiente, se asignará toda la oferta de reserva de DIEZ (10) minutos rotante disponible como reserva de DIEZ (10) minutos.

Para cada intervalo Spot, si la oferta prevista en el predespacho diario es insuficiente para cubrir el requerimiento establecido como reserva de DIEZ (10) minutos, el OED deberá determinar la reserva de DIEZ (10) minutos disponible en Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) habilitados para ello. De resultar de dicho cálculo que la reserva de GUIs fuera mayor o igual que el faltante para cubrir la reserva de DIEZ (10) minutos requerida, se asignará el faltante proporcionalmente entre la oferta de GUIs disponible. De ser menor, a cada Gran Usuario Interrumpible se le asignará la totalidad de su oferta de interrumpibilidad de DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado al servicio asignado es reducir la potencia ofertada como interrumpible en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos, de serle requerido por el OED.

Para cada intervalo Spot, si la oferta prevista rotante en el despacho diario y de Grandes Usuarios Interrumpibles es insuficiente para cubrir el requerimiento establecido de reserva de DIEZ (10) minutos, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas y centrales que no están previstas generando de acuerdo a la lista de mérito para la reserva de DIEZ (10) minutos en máquinas paradas, hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas. Dicha reserva constituirá la reserva de DIEZ (10) minutos en máquinas paradas.

6.2.5. RESERVA FRIA DE VEINTE (20) MINUTOS.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva fría se asignará a los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) y a las máquinas habilitadas para ello, de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.

Para cada intervalo Spot, el OED deberá determinar la reserva de VEINTE (20) minutos disponible en Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) habilitados para ello y no asignada como reserva de DIEZ (10) minutos. De resultar de dicho cálculo que la reserva de GUIs fuera mayor o igual que el faltante para cubrir la reserva fría requerida, se asignará el faltante proporcionalmente entre la oferta de GUIs disponible. De ser menor, a cada Gran Usuario Interrumpible se le asignará la totalidad de su oferta de interrumpibilidad de VEINTE (20) minutos que no esté ya asignada como reserva de DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado es reducir la potencia ofertada como interrumpible en un plazo no mayor de VEINTE (20) minutos de serle requerido por el OED.

Para cada intervalo Spot, si la oferta que resulta asignada a los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) resulte insuficiente para cubrir el requerimiento establecido de reserva de VEINTE (20) minutos, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas térmicas que están habilitadas y de acuerdo a la lista de mérito para la reserva de VEINTE (20) hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas.

6.2.5. RESERVA TERMICA DE CUATRO (4) HORAS

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva de cuatro horas se asignará para las horas definidas de pico.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva de CUATRO (4) horas se asignará a los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) y a las máquinas habilitadas para ello, de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.

Para cada intervalo Spot, el OED deberá determinar la reserva de CUATRO (4) horas disponible en Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) habilitados para ello y no asignada como reserva de DIEZ (10) minutos y/o VEINTE (20) minutos. De resultar de dicho cálculo que la reserva de GUIs fuera mayor o igual que el faltante para cubrir la reserva requerida, se asignará el faltante proporcionalmente entre la oferta de GUIs disponible. De ser menor, a cada Gran Usuario Interrumpible se le asignará la totalidad de su oferta de interrumpibilidad de CUATRO (4) horas que no esté ya asignada como reserva de VEINTE (20) minutos y/o reserva de DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado es reducir la potencia ofertada como interrumpible en un plazo no mayor de DOS (2) horas para los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI).

Para cada intervalo Spot, si la oferta que resulta asignada a los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) resulte insuficiente para cubrir el requerimiento establecido, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas térmicas que están habilitadas hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas.

6.2.7. RESERVA DE CONFIABILIDAD

La reserva de confiabilidad se asignará a las máquinas que resulten adjudicadas en la licitación anual o mensual. Respecto a la convocatoria de los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) que no abonon esta reserva, se establece en el Anexo 38 – “PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUMPIBLE” la metodología específica.

6.3. REMUNERACION POR POTENCIA Y CARGOS POR RESERVA DE CORTO Y MEDIANO PLAZO.

6.3.1. CRITERIOS GENERALES.

A la potencia que resulte como reserva de corto y mediano plazo le corresponderá un pago equivalente a valorizar dicha potencia al precio correspondiente al servicio que aporta.

En concordancia, los Grandes Usuarios Interrumpibles (GUI) no pagan el cargo correspondiente a las reservas que aportan y por lo tanto no reciben remuneración por estos servicios.

6.3.2. RESERVA REGULANTE.

Será de aplicación el Anexo 23 – “REGULACION DE FRECUENCIA” correspondiente a la Regulación primaria y secundaria de frecuencia.

6.3.3. RESERVA OPERATIVA.

La reserva operativa se remunerará durante todas las horas del día:

- Al precio que resulte de aplicar el factor%KRO al precio de la energía en el Mercado.

• Si la máquina convocada no es remunerada total o parcialmente por Base de Potencia cobrará adicionalmente \$PPAD en los días convocados en las horas de remuneración de la potencia, asignándose este pago como Remuneración Base de Potencia.

Al finalizar cada mes, el OED calculará la remuneración por reserva operativa de cada máquina térmica y central hidroeléctrica integrando la correspondiente remuneración horaria. El OED determinará el Monto Total por el servicio de Reserva Operativa totalizando la remuneración por reserva operativa de todas las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del MEM.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

6.3.4. RESERVA DE DIEZ (10) MINUTOS.

Durante todas las horas del día, la potencia que resulte en la operación real asignada como reserva de DIEZ (10) minutos será remunerada por dicho servicio:

- Al precio que resulte de aplicar el factor%KR10M al precio de la energía en el mercado.

• Si la máquina convocada no es remunerada total o parcialmente por Base de Potencia cobrará adicionalmente \$PPAD en los días convocados en las horas de remuneración de la potencia, asignándose este pago como Remuneración Base de Potencia.

Mensualmente, el OED determinará el Monto Total por el servicio de Reserva de DIEZ (10) minutos, totalizando la remuneración por reserva de DIEZ (10) minutos de todas las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del MEM.

Los agentes demandantes pagarán esta reserva a través del Cargo por Reserva en forma diferenciada.

6.3.5. RESERVA FRIA DE VEINTE (20) MINUTOS.

Durante todas las horas del día, la potencia que resulte en la operación real asignada como reserva de VEINTE (20) minutos será remunerada por dicho servicio:

- Al precio que resulte de aplicar el factor%KRF al precio de la energía en el mercado.

- Si la máquina convocada no es remunerada total o parcialmente por base de potencia cobrará adicionalmente \$PPAD en los días convocados en las horas de remuneración de la potencia, asignándose este pago como Remuneración Base de Potencia.

Mensualmente, el OED determinará el Monto Total por Potencia en Reserva de VEINTE (20) minutos, totalizando la remuneración por reserva de VEINTE (20) minutos de todas las máquinas térmicas del MEM.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Reserva, en forma diferenciada.

6.3.6. RESERVA TERMICA DE CUATRO (4) HORAS

A cada máquina que resulte asignada en calidad de reserva de cuatro horas, el OED le asignará una remuneración resultante de su oferta en la licitación de reservas de CUATRO (4) Horas y se abonará en las horas en las horas en que se remunera la potencia, no recibiendo remuneración adicional por arranque y parada de la máquina.

El OED, para definir qué ofertas acepta, con cada oferta valorizada al precio ofertado, realizará una evaluación de mínimo costo con el objeto de definir el nivel máximo aceptable de Reserva de CUATRO (4) horas que minimiza los costos de operación del sistema, en competencia con el despacho forzado de máquinas para el cubrimiento del pico de demanda diario. Es decir, sólo se aceptarán Reservas de CUATRO (4) horas en la medida que las ofertas aceptadas minimicen el costo de operación del sistema. Cada oferta aceptada se remunerará al precio ofertado.

Si la máquina es convocada a generar y no es remunerada total o parcialmente por Base de Potencia cobrará adicionalmente \$PPAD en los días convocados en las horas de remuneración de la potencia, asignándose este pago como Remuneración Base de Potencia.

Mensualmente, el OED determinará el Monto Total por Potencia en Reserva de Cuatro Horas, totalizando la remuneración por reserva de cuatro horas de todas las máquinas térmicas.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Reserva, diferenciado como Reserva de CUATRO (4) Horas.

6.3.7. RESERVA DE CONFIABILIDAD

Con la licitación y asignación de Reserva de Confiabilidad, se determinará el precio mensual de la Reserva de Confiabilidad en el Mercado.

El valor máximo posible de ser aceptado será el Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD - \$/MWhrp) multiplicado por el coeficiente%KRCmáx. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá definir para la aceptación de las ofertas un valor mínimo, a través de la aplicación del factor%KRCmín al Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD - \$/MWhrp).

Cada día hábil, a cada unidad generadora en reserva de confiabilidad, el OED le asignará una remuneración igual al precio de corte de la licitación, en cada hora en que se remunera la potencia, transferido a su nodo con el factor de Adaptación. En lo que respecta a la potencia remunerada será:

- Para las máquinas térmicas la ofertada y la aceptada

- Para las centrales hidráulicas la ofertada y aceptada dividida por la Relación de Empuntamiento Mensual (REM) determinada según el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Mensualmente, el OED determinará el Monto Total por el servicio de Reserva de Confiabilidad, totalizando la remuneración por Reserva de Confiabilidad de todas las máquinas del MEM.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Reserva, en forma diferenciada como Reserva de Confiabilidad.

En aquellos casos en los cuales la Reserva de Confiabilidad fue requerida forzada por Agentes demandantes, ésta deberá ser abonada por los solicitantes, hasta un valor máximo resultante de afectar el Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD - \$/MWhrp) por el coeficiente%KRCF, el que será tomado en cuenta también en las licitaciones de Reserva de Confiabilidad señaladas previamente.

7. LISTA DE MERITO PARA LAS OFERTAS DE RESERVA DE CORTO PLAZO EN MAQUINAS PARADAS

7.1. Objeto

En la Programación Semanal, para cada reserva de corto plazo, el OED recibirá las ofertas de máquinas habilitadas a prestar el correspondiente servicio de reserva.

- El OED realizará diariamente el ordenamiento de la disponibilidad ofertada según precios crecientes en función del CVP (costo variable de producción para centrales térmicas) y VA (valor de agua) con el que entregarían las reservas requeridas las centrales hidroeléctricas) declarados para la participación en el despacho de energía determinando la lista de mérito correspondiente a cada reserva de corto plazo.

- Para la Reserva Fría de VEINTE (20) minutos, el elencamiento corresponderá a las máquinas térmicas habilitadas y no previstas operando en el despacho.

- Para la Reservas de CUATRO (4) horas, la selección de máquinas resultará de un despacho de mínimo costo.

- Cada vez que se realice un redespacho, se deberá efectuar el control y adecuación de las reservas en función de las variaciones y novedades producidas en tal redespacho.

8. RESERVAS DE CORTO PLAZO FORZADAS

En la programación semanal, un agente demandante podrá solicitar la asignación de reservas de corto plazo adicionales a las requeridas por el sistema en nodos determinados y a las comprometidas a convocar por contratos de disponibilidad de potencia.

El costo de esta reserva será solventado por el solicitante.

ANEXO 38: PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUPTIBLE

1. CONTRATOS, RESERVA E INTERRUPTIBILIDAD.

De acuerdo a las características y tipos de contratos del Mercado a Término y el tipo de reserva que se pague, existen distintas prioridades en el abastecimiento de una demanda del MEM.

1.1. ABASTECIMIENTO EN EL MERCADO SPOT.

Las compras en el Mercado Spot son interrumpibles programadamente ante condiciones de déficit. Su abastecimiento es condicional a que en el área en que se conecta la demanda exista el excedente Spot necesario.

- La demanda que cuenta con el respaldo de reserva del MEM es la que tiene mayor prioridad. Este respaldo se logra abonando la totalidad del Cargo por Reserva y Servicios que refleja el tipo de reserva que requiere.

- La demanda que corresponda a consumos del MEM (o sea excluyendo exportaciones) y que no paga Cargo por Reserva tiene la segunda prioridad, en razón del pago que efectúa de los servicios de reserva regulante y reserva operativa a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

- La demanda que incumplió el pago de la última facturación emitida y vencida, por el porcentaje de incumplimiento de pago, tiene la tercer prioridad de abastecimiento. Si lo incumplido es superior al SETENTA PORCIENTO (70%), este último será el porcentaje máximo de su demanda considerada condicional (interrumpible) para el despacho.

- La demanda que se agrega al MEM por exportaciones de oportunidad (spot) es la de menor prioridad ya que no paga, y por lo tanto no cuenta, con ningún respaldo de reserva del MEM.

1.1. ABASTECIMIENTO POR CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO.

La demanda cubierta por un Contrato del Mercado a Término con garantía de suministro en que el Generador cumple su compromiso con disponibilidad propia tiene un abastecimiento firme condicional a la disponibilidad del Transporte necesario. Esta demanda no puede ser interrumpida programadamente si el Generador contratado cuenta con la disponibilidad necesaria para abastecerla (se cumple el compromiso asumido en el contrato) y no existen restricciones de Transporte que impidan llevar esa disponibilidad hasta dónde la requiere la demanda.

Si, en cambio, la disponibilidad propia del Generador es insuficiente, el faltante, que debe adquirir en el Mercado Spot pierde su prioridad de abastecimiento y pasa a ser considerada interrumpible programadamente como una demanda del Mercado Spot.

2. EL GRAN USUARIO INTERRUPTIBLE

2.1. CARACTERISTICAS GENERALES.

El objeto del GUI es contar, en la demanda, con una reserva (comprometida por lo menos por DOS (2) Períodos Estacionales) que, ante condiciones de déficit de corto y mediano plazo, sirva para reemplazar restricciones al suministro.

Se entiende como Potencia Interrumpible a aquella que el OED podrá requerir reducir ante emergencias y/o restricciones y/o requerimientos de reserva de corto plazo, de acuerdo al tipo de Potencia Interrumpible ofertada

Un Gran Usuario, que demanda energía eléctrica para consumo propio, podrá declarar parte de su demanda como Potencia Interrumpible y convertirse en Gran Usuario Interrumpible (GUI) del MEM.

Los agentes que presten el servicio de Distribución ya sea como Distribuidores o bajo la figura de GUMA no pueden ofrecer interrumpibilidad.

La cantidad de demanda que el Gran Usuario Interrumpible (GUI) oferta y compromete como interrumpible es una demanda condicional para el despacho. Sólo si existe excedente en la oferta, el OED programará adicionalmente el abastecimiento de la demanda interrumpible

El GUI asume los siguientes derechos y compromisos:

- La obligación de no cubrir la demanda que compromete como interrumpible con un contrato con garantía de suministro y no interrumpible.

- El compromiso de retirar la demanda comprometida como interrumpible ante una condición de faltantes en el Mercado Spot, reflejando su condición de primera opción a interrumpir programadamente.

- De acuerdo a la velocidad de respuesta comprometida para el retiro de demanda, su interrumpibilidad será considerada y utilizada, cuando es asignada a un servicio, como reserva de corto plazo para la operación.

2.2. HABILITACION COMO GRAN USUARIO INTERRUPTIBLE.

Un Gran Usuario podrá requerir ser habilitado como Interrumpible, comprometiéndose a aportar reserva de mediano plazo si ofrece el retiro de demanda con un tiempo de preaviso de TRES (3) horas. Asimismo, un Gran Usuario podrá requerir ser habilitado como Interrumpible, comprometiéndose a aportar reserva de corto plazo si ofrece el retiro de parte de su demanda con un tiempo máximo de preaviso correspondiente a DIEZ (10) minutos, a VEINTE (20) minutos, o DOS (2) horas, según la reserva que oferte suministrar.

En estos casos, el compromiso que asume el Gran Usuario Interrumpible es implementar la reducción de su demanda en un tiempo máximo menor o igual que los señalados precedentemente ante un requerimiento del OED, según corresponda a cada una de las reservas comprometidas.

El Gran Usuario que desee declararse interrumpible debe comprometerse a mantener su interrumpibilidad por DOS (2) o más Períodos Estacionales.

El Gran Usuario que desee pedir la habilitación como interrumpible debe presentar la solicitud al OED junto con los datos para la Programación Estacional, indicando lo siguiente:

- Identificación del Gran Usuario.

- La permanencia de su oferta, o sea la cantidad de Períodos Estacionales en que ofrece su interrumpibilidad.

- La potencia (MW) que ofrece interrumpir a requerimiento del OED en cada una de las reservas indicadas y los plazos comprometidos para su convocatoria. Esta potencia será la máxima que el OED podrá requerir retirar del Mercado Spot dentro del compromiso de interrumpibilidad.

- El modo en que implementará la interrumpibilidad ofertada y el medio a través del cual el OED podrá verificar su cumplimiento con la exactitud y/o precisión necesaria para la operatoria de la interrumpibilidad ofrecida (SOTR u otros sistemas a satisfacción del OED).

- Los medios de comunicación que se ponen a disposición del COC y del CCA correspondiente para las comunicaciones de convocatoria y/o reconexión de la carga interrumpible.

La potencia ofertada es el compromiso que asume el Gran Usuario Interrumpible de implementar en el tiempo máximo comprometido luego de serle requerido por el OED el retiro de demanda del MEM en la cantidad ofertada. El OED podrá requerir el retiro de esta demanda en el despacho y la operación, hasta un máximo dado por la permanencia de la habilitación como Gran Usuario Interrumpible (duración de la interrumpibilidad ofertada).

El OED debe rechazar la oferta en caso que se cumpla al menos una de las siguientes condiciones.

- Parte o toda la potencia ofertada esté cubierta por un contrato de abastecimiento con garantía de suministro, sin la correspondiente cláusula de interrumpibilidad condicionada al requerimiento del retiro de demanda por parte del OED, de acuerdo a lo indicado en el Capítulo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- La potencia ofertada retirar en cada uno de los plazos, represente menos que el porcentaje mínimo de las reservas a aportar.

- La interrumpibilidad se oferte por menos de DOS (2) Períodos Estacionales.

- Debido a las condiciones indicadas por el GUI, el OED no puede verificar el cumplimiento de la interrumpibilidad ofertada.

- El Gran Usuario ha sido habilitado previamente como Gran Usuario Interrumpible y, al serle requerido el retiro comprometido de demanda, registró incumplimientos en el compromiso establecido, ya sea en la cantidad de potencia retirada y/o en el tiempo transcurrido para llevar a cabo dicha interrupción, que llevaron a su inhabilitación como Gran Usuario Interrumpible por un plazo que aún no ha finalizado al inicio del período de vigencia de la nueva habilitación solicitada.

El OED debe rechazar la oferta en caso que no se cumpla alguno de los requisitos definidos en el presente Anexo para la aceptación de ofertas de interrumpibilidad. En ese caso, al rechazar una solicitud, el OED debe informar al Gran Usuario indicándole el motivo.

En la Programación Estacional el OED debe adjuntar un listado de los Grandes Usuarios Interrumpibles, indicando para cada uno y para el total del MEM:

- la Potencia Declarada mensual;

- la Potencia Máxima Estacional;

- la potencia comprometida como interrumpible para cada tipo de reserva.

2.3. IMPLEMENTACION EN EL DESPACHO Y LA OPERACION.

La implementación operativa de los servicios de reserva que provee el Gran Usuario Interrumpible es la siguiente:

- Con la periodicidad indicada, se habilita al Gran Usuario Interrumpible (GUI) y se establece el compromiso de potencia a retirar (MW ofertados).

- Estacional, semanal y diariamente, el GUI informará al OED su demanda prevista. El OED descontará la potencia ofertada (MW) como interrumpible y la separará como una demanda a abastecer condicional a que exista el excedente necesario.

- En el despacho o redespacho, de asignarse su interrumpibilidad como reserva de corto plazo, el OED deberá informar al GUI indicando la reserva asignada. Dicha reserva se asignará y administrará de acuerdo a los criterios y procedimientos indicados en el ANEXO 36 DE LOS PROCEDIMIENTOS.

2.4. CARGOS POR RESERVA.

El Cargo por Reserva de cada Gran Usuario Interrumpible se determinará teniendo en cuenta el tipo de reserva (tiempo de respuesta) al que está habilitado. De acuerdo a los plazos de respuesta ofertados por un GUI, aportará distintos tipos de reserva y, como consecuencia, no requerirá las mismas del MEM.

- **Reserva de Máximo Requerimiento Térmico:** Por comprometer retirar el Porcentaje de Reserva del Sistema (%PRS), calculado de acuerdo al Anexo 21 – “REMUNERACION BASE DE POTENCIA”, aplicado sobre su potencia máxima estacional (PMAXEST), en un plazo no mayor a TRES (3) horas de serle solicitado y mantener este compromiso durante el período comprometido ante falta de oferta en el sistema, se considera que no requiere la Reserva de Máximo Requerimiento Térmico calculada mediante el porcentaje mencionado y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de dicho Porcentaje de Reserva del Sistema (%PRS) de su potencia máxima estacional (PMAXEST).

- **Reserva de Confiabilidad:** Por comprometer retirar un porcentaje de su demanda máxima estacional (PMAXEST) dentro de un plazo no mayor de TRES (3) horas de serle solicitado y mantener este compromiso durante el período de pico del sistema, se considera que no requiere Reserva de Confiabilidad y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de tal reserva por la demanda que oferta cortar.

- **Reserva Térmica de CUATRO (4) Horas:** Por comprometer retirar como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda máxima estacional (PMAXEST) dentro de un plazo no mayor de DOS (2) horas de serle solicitado y mantener este compromiso durante el período mínimo requerido, se considera que no requiere Reserva Térmica de CUATRO (4) horas y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de dicha reserva.

- **Reserva de VEINTE (20) minutos:** Por comprometerse a retirar el DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda máxima estacional (PMAXEST) dentro de un plazo no mayor de VEINTE (20) minutos y estando habilitado a aportar el correspondiente servicio de reserva fría de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, el Gran Usuario Interrumpible aporta dicho servicio al MEM

y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de la Reserva Fría, además de no pagar el costo de la Reserva Térmica de CUATRO (4) horas.

- **Reserva de DIEZ (10) minutos:** Por comprometerse a retirar el DIEZ POR CIENTO (10%) de su demanda máxima estacional (PMAXEST) dentro de un plazo no mayor de DIEZ (10) minutos y estando habilitado a aportar la correspondiente reserva de DIEZ (10) minutos, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, el Gran Usuario Interrumpible aporta dicho servicio al MEM y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de la Reserva de DIEZ (10) minutos, además de no pagar el costo de Reserva Fría ni la Reserva de CUATRO (4) horas.

2.5. PENALIDADES Y PERDIDA DE LA HABILITACION.

En caso de incumplimientos que afecten la calidad de la reserva ofertada de un Gran Usuario Interrumpible, dicho agente deberá pagar una compensación y será sancionado con el retiro de su habilitación como reserva.

Si al registrarse el incumplimiento hay o es necesario aplicar restricciones programadas al abastecimiento, le corresponderán las siguientes penalidades:

- Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda comprometida dentro del tiempo de respuesta requerido (DIEZ (10) y/o VEINTE (20) minutos, etc.), perderá su habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes DOCE (12) meses para el servicio de reserva incumplido.

- Deberá pagar, en compensación, un monto igual a DOS (2) veces el costo mensual de la o las reservas que no pagaba como GUI de acuerdo a los plazos de respuesta comprometidos, no cumplidos y deshabilitados conforme lo anterior.

Si al registrarse el incumplimiento no es necesario aplicar restricciones programadas al suministro, le corresponderán las siguientes penalidades:

- Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda dentro del tiempo de respuesta requerido (DIEZ (10) y/o VEINTE (20) minutos, etc.), perderá su habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes SEIS (6) meses para el servicio de incumplido.

- Deberá pagar, en compensación, un monto igual a UNO COMA CINCO (1,5) veces el costo mensual de la o las reservas que no pagaba como GUI de acuerdo a los plazos de respuesta comprometidos y no cumplidos.

A partir del mes en que se detectó el incumplimiento del GUI, éste deberá comenzar a abonar todas las reservas de potencia para las cuales perdió la habilitación.

Si un Gran Usuario Interrumpible informase el retiro de su compromiso de interrumpibilidad sin cumplimentar los DOS (2) Períodos Estacionales establecidos como tiempo mínimo de permanencia de la oferta, quedará inhabilitado para requerir nuevamente su habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes DIECIOCHO (18) meses.

Al finalizar cada mes, el OED debe informar a los agentes del MEM las penalidades y pérdidas de habilitación aplicadas a los Grandes Usuarios que dejaron de ser considerados interrumpibles y el motivo.

3. EXPORTACION E IMPORTACION.

Las operaciones Spot de importación o exportación son las de menor prioridad de abastecimiento en el MEM, o sea las primeras a interrumpir ante emergencias o condiciones de faltantes o sobrantes no previstos.

La prioridad de abastecimiento con que compra en el Mercado Spot una demanda asociada a un contrato de importación dependerá del respaldo con que cuente a través del tipo de Cargo por Reserva que pague el agente local de dicho contrato. El tipo de reserva que requiere del MEM, o sea que debe pagar, depende del plazo en que se compromete a interrumpir su compra Spot para cubrir el contrato de exportación o reemplazar el contrato de importación. Para ello, existen dos opciones:

- **Comprar sin respaldo:** Recibe similar tratamiento que un Gran Usuario Interrumpible, con una potencia interrumpible igual a la potencia contratada sin respaldo. Cuando requiere comprar en el Mercado Spot, sólo es abastecida si existe el excedente necesario. Asume el compromiso de interrumpir su compra Spot en un plazo no mayor de UNA (1) hora de serle requerido por el OED ante una condición de déficit programado. Este retiro podrá ser requerido programadamente con anticipación en el predespacho, o durante la operación, en cuyo caso deberá concretarse dentro de un lapso no mayor que el comprometido.

- **Comprar con respaldo:** De resultar comprando en el Mercado Spot, cuando existe déficit en la oferta o en las reservas de corto plazo, la compra requerida recibirá el mismo tratamiento que los compradores Spot que no son considerados Grandes Usuarios Interrumpibles. Para acceder a este respaldo debe pagar el Cargo por Reserva correspondiente a la potencia contratada para el tipo de reserva que requiere (Reserva Base, de confiabilidad, de CUATRO (4) horas, fría y/o de DIEZ (10) minutos). En el caso de un contrato de importación de un Distribuidor, éste estará obligado a comprar con respaldo del MEM para todos los tipos de reserva.

El OED deberá considerar que la potencia asociada a un contrato de importación o exportación tomará la totalidad de su respaldo de dicho contrato y le deberá dar el tratamiento de un Gran Usuario Interrumpible con el plazo de respuesta comprometido, que no podrá ser mayor que UNA (1) hora, salvo que se cumpla alguna de las siguientes condiciones.

- Es un contrato de importación de un Distribuidor.

- El agente que es la parte local del contrato solicita respaldo para toda o parte de la potencia contratada para DOS (2) o más Períodos Estacionales consecutivos, y se compromete a informar que no requerirá más respaldo o modificar su requerimiento de respaldo con una anticipación no menor a UN (1) Período Estacional.

- Se registran incumplimientos al requerirse la interrumpibilidad, al no retirar la totalidad de la compra Spot sin respaldo dentro del plazo máximo comprometido de serle requerido por el OED. Como consecuencia, a partir del mes en que se verifica esta condición de incumplimiento, deberá pasar a comprar con reserva de respaldo y pagar el correspondiente costo del Cargo por Reserva.

El OED calculará el Cargo por Reserva que le corresponde al contrato con respaldo, de acuerdo a lo que establece el Capítulo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La demanda asociada a un contrato de importación o exportación que, debido a incumplimientos en los plazos comprometidos de retiro de compra Spot, pasa a ser obligada a comprar con respaldo a partir del mes en que se produjo el incumplimiento, no podrá ser considerada nuevamente como interrumpible en tanto no transcurran por lo menos DOCE (12) meses de su incumplimiento y demuestre al OED el modo en que resolvió el motivo que llevó al incumplimiento.

El agente o Comercializador que es la parte local del contrato de importación es el responsable del pago de los Cargos por Reserva de Potencia que resulten.

ANEXO VII

despachada, dentro de las series de resultados obtenidos en el Predespacho de Máximo Requerimiento Térmico.

ANEXO 33: SOBRECOSTO DE COMBUSTIBLES

El Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC) establecido por Ley 23.966, la Tasa Sobre Gas-Oil (TSGO) establecida por Decreto 652/2002 y el Recargo sobre Gas Natural (RGN) establecido por Decreto 786/2002, no se incluyen en el precio máximo reconocido para combustibles en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o sea en el cálculo del correspondiente Precio de Referencia. Los Generadores recuperarán el monto asociado a estos gravámenes, de acuerdo al combustible utilizado, como un Sobrecosto de Combustibles (SCCOMB).

Si a través de una Ley Nacional o Decreto del Poder Ejecutivo Nacional se introdujera un nuevo impuesto, tasa o recargo sobre los combustibles consumidos por las centrales de generación térmica, como también alguna modificación de los valores de los ya señalados más arriba, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá incluirlos transitoriamente en el cálculo del sobrecosto de combustibles definido en el presente Anexo "ad-referendum" de la autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA de tal decisión.

Al finalizar cada mes, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe analizar los datos informados por los Generadores referidos a los volúmenes consumidos en sus centrales para los distintos tipos de combustibles y sus precios, de acuerdo a lo indicado en el punto 1 del Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS. De verificar inconsistencias, por ejemplo respecto de la energía producida por la central con un determinado combustible, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá observar el valor y notificar al Generador el motivo de la observación. En este caso, ambas partes deben buscar acordar los valores a considerar. De no llegar a un acuerdo, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA el dato observado junto con:

- la justificación del Generador de cada dato informado;
- la observación y el motivo que la justifica.

La SECRETARIA DE ENERGIA resolverá en última instancia e informará a ambas partes en un plazo de CINCO (5) días hábiles los valores aceptados. Transcurrido dicho plazo sin notificación, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe considerar que se aceptan los valores informados por el Generador.

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe mantener en su base de datos la información mensual aceptada para combustibles (volúmenes, precios, tasas, impuestos y/o recargos declarados) en cada central térmica. Con dicha información debe calcular el Sobrecosto de Combustibles horario en cada máquina y, junto con las transacciones económicas de cada mes, totalizar el monto a acreditar a cada Generador en concepto de Sobrecosto de Combustibles. Dicho monto puede resultar nulo.

ANEXO VIII

ANEXO 15: PARAMETROS**1. RESERVAS DE CORTO PLAZO y DE CONFIABILIDAD**

Los precios máximos a abonar para la remuneración de los distintos servicios de reserva de corto y mediano plazo, con excepción de la Reserva de CUATRO (4) horas, se establecen como:

- Un porcentaje (%) del precio de la energía en el Mercado (PM), para la Reserva Operativa (%KRO), la Reserva de DIEZ (10) minutos (%KR10M) y la Reserva Fría (%KRF).
- Un porcentaje (%) del precio de la potencia en el Mercado (\$PPAD), para el Servicio de Reserva instantánea (%SRI), la Reserva de Confiabilidad (%KRCmáx) y la Reserva de Confiabilidad Forzada (%KRDCF).

En consecuencia, el precio máximo a abonar por los distintos servicios de reserva resultan:

- Precio del Servicio de Reserva Instantánea: %SRI * \$PPAD
- Precio Máximo del Servicio de Reserva Operativa: %KRO * PM
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de DIEZ (10) minutos: %KR10M * PM
- Precio Máximo del Servicio de Reserva Fría: %KRF * PM
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de Confiabilidad: %KRCmáx * \$PPAD.
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de Confiabilidad Forzada: %KRDCF * \$PPAD.

Asimismo, se define un precio mínimo a abonar a los generadores como un porcentaje (%) del precio de la potencia en el Mercado (\$PPAD) para remunerar la Reserva de Confiabilidad (%KRCmín) asignada. Por lo tanto, el precio mínimo para abonar el Servicio de Reserva de Confiabilidad será:

- Precio Mínimo del Servicio de Reserva de Confiabilidad: %KRCmín * \$PPAD.

Los servicios de reserva aludidos precedentemente se remuneran durante las horas que se detallan a continuación:

- El Servicio de Reserva Instantánea, la reserva operativa, la reserva de DIEZ (10) minutos y la reserva de VEINTE (20) minutos, dado el servicio que se requiere entregar, se abonará todas las horas de todos los días y con compromiso de cumplimiento durante dichas horas.
- La reserva de CUATRO (4) horas y la reserva de confiabilidad, conforme los requerimientos que le dan origen, se abonarán todas las horas en que se remunera la potencia, con la obligación de entrega del compromiso asumido durante tales horas.

2. REMUNERACION BASE DE POTENCIA

Se define el factor K_{PPAD} , como un coeficiente de ajuste del valor de \$PPAD.

Se definen, conforme lo establecido en el Anexo 21 – "REMUNERACION BASE DE POTENCIA", los siguientes parámetros:

KDEM: Definido como el "Coeficiente de Incremento de la Demanda" a aplicar sobre la prevista en la Programación Estacional con el objeto de tener en cuenta que reciban remuneración aquellas máquinas que podrán ser requeridas en el período que no ingrese nuevo equipamiento.

%KEXCTERM: Definido como la "Probabilidad de Excedencia de Máximo Requerimiento Térmico" que se corresponde con la probabilidad de exceder el mínimo requerimiento térmico de energía

%MRD: Definido como el "Mínimo Requerimiento de Despacho" a ser considerado para el Predespacho de Máximo Requerimiento Térmico.

3. VALORIZACION DE LOS PARAMETROS

Los parámetros precedentemente definidos tendrán los siguientes valores:

PARAMETRO	VALOR
%SRI	13,5 %
%KRO	%
%KR10M	%
%KRF	%
%KRCmáx	%
%KRDCF	%
%KRCmín	%
K_{PPAD}	1
KDEM	
%KEXCTERM	%
%MRD	%

ANEXO IX

ANEXO 35 – RESERVA INSTANTANEA Y ALIVIO DE CARGA**ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA****1. MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)**

a) Centro de Cargas – Area Central (GBA, Provincias de Santa Fe, Entre Ríos y Buenos Aires).

Escalón	Relé F abs (Hz)	relé $\Delta F/\Delta t$ (Hz/seg)	relé df/dt (Hz/seg)		Relé de Restitución		Carga fichada de la demanda (%)
					Hz	Temporiz. Carga Fichada	
1	49,0	No	Si	- 0.6			3,0
2	48,9	No	Si	- 0.6			4,0
3	48,8	No	Si	- 0.6			6,0
4	48,7	No	Si	- 0.9			6,5
5	48,6	No	Si	- 0.9			9,0
6	48,5	No	No		49,2	17 Seg.	4,0
					49,2	19 Seg.	4,5
7	48,4	No	No		49,2	15 Seg.	5,0
Total							42,0

b) Area Resto del SADI.

Escalón	Relé F abs (Hz)	relé $\Delta F/\Delta t$ (Hz/seg)	relé df/dt (Hz/seg)		Relé de Restitución		Carga fichada de la demanda (%)
					Hz	Temporiz. Carga Fichada	
1	49,0	No	No				3,5
2	48,9	No	No				4,0
3	48,8	No	No				6,0
4	48,7	No	No				6,5
5	48,6	No	No				9,0
6	48,5	- 0,6	No		49,2	17 Seg.	4,0
					49,2	19 Seg.	4,0
7	48,4	- 0,9	No		49,2	15 Seg.	5,0
Total							42,0

2. MEM SISTEMA PATAGONICO (MEMSP)

Escalón	Relé F abs (Hz)	relé $\Delta F/\Delta t$ (Hz/seg)	relé df/dt (Hz/seg)		Relé de Restitución		Carga fichada de la demanda (%)
					Hz	Temporiz. Carga Fichada	
1	49,2	No	No				4,0
2	49,0	No	No				6,0
3	48,8	No	No				8,0
4	48,6	No	No		49,2	15 Seg.	9,0
Total							27,0

3. CONDICIONES DE APLICABILIDAD COMPLEMENTARIAS

A partir de la puesta en vigencia del esquema de alivio de carga establecido en el presente anexo, de presentarse el caso que un Agente demandante del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) adeude más de un mes de la facturación emitida por sus transacciones en el Mercado Spot y ésta estar vencida e impaga, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá ordenar al Agente moroso que ajuste su esquema de alivio de carga disponiendo que el PORCENTAJE DE CORTE MAXIMO (PMC) establecido en el Anexo 35 – “RESERVA INSTANTANEA Y ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA” de LOS PROCEDIMIENTOS, se desconecte toda vez que la frecuencia del sistema descienda a 49,2 Hz.

En caso que ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) detectara que no se ha satisfecho dicha orden operativa, el mismo está autorizado a instalar, con cargo al agente deudor y en la localización que considere más adecuada, el equipamiento necesario para cumplir tal objetivo.

Una vez cancelada la deuda que diera origen a la modificación del esquema requerida por la mora en el pago, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) podrá autorizar al Agente involucrado para que reconfigure sus instalaciones de corte de carga conforme el esquema aprobado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

**Subsecretaría de la Gestión Pública
y
Secretaría de Hacienda**

MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL**Resolución Conjunta 13/2002**

Incorpóranse, homológanse y resignanse niveles de Función Ejecutiva en el Nomenclador de Funciones Ejecutivas, correspondientes a cargos pertenecientes al Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.

Bs. As., 27/6/2002

VISTO los Expedientes del registro del MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL N° 1056278/02 y N° 1056279/02, el Decreto N° 993 (t.o. 1995) de fecha 27 de mayo de 1991, mediante el cual se aprobó el Sistema Nacional de la Profesión Administrativa (SINAPA), y la Resolución de la ex SECRETARIA DE LA FUNCION PUBLICA de la PRESIDENCIA DE LA NACION N° 11 de fecha 3 de febrero de 1992, sus complementarias y modificatorias; y

CONSIDERANDO:

Que por la Decisión Administrativa N° 22 de fecha 18 de abril de 2002 se aprobaron las primeras aperturas correspondientes a la estructura organizativa del MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL.

Que por Resolución N° 321 del 22 de abril de 2002, del registro de dicho Ministerio, se aprobó su estructura organizativa en lo concerniente a las unidades de nivel, inferior al primer nivel operativo, así como las Coordinaciones que constituyen puestos de trabajo necesarios para el desarrollo de las actividades del mismo.

Que las resoluciones mencionadas en el Visto aprobaron distintas etapas del Nomenclador de Funciones Ejecutivas correspondientes a unidades organizativas a las que se les asignó el índice de ponderación pertinente y cuyo personal revista en el Sistema Nacional de la Profesión Administrativa.

Que a través del proceso de transformación en el que se encuentra inserto el Estado Nacional, el MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL ha reestructurado sus unidades organizativas, a efectos de otorgarle mayor eficacia y eficiencia al accionar del Estado Nacional.

Que en relación a la redefinición de los Objetivos de dicho Tribunal fue necesario crear nuevas unidades organizativas, a las cuales es necesario jerarquizar a través de su inclusión en el Nomenclador de Funciones Ejecutivas, otorgándoles el nivel correspondiente con relación a la complejidad de las tareas desarrolladas por las mismas.

Que en virtud de la competencia asignada en esta etapa a diversas unidades que, si bien continúan involucradas en los objetivos asignados a la jurisdicción, han visto modificadas sus acciones en procura de una mejor organización de la misma, se hace necesario reasignar los niveles de Función Ejecutiva asignados oportunamente a las mismas.

Que la SUBSECRETARIA DE LA GESTION PUBLICA de la JEFATURA DE GABINETE DE MINISTROS, a través de la Oficina Nacional de Innovación de Gestión, ha tomado la intervención que le compete, conforme la normativa citada, efectuando el análisis y ponderación de los niveles de Función Ejecutiva correspondientes a las unidades organizativas para las cuales se solicita la incorporación de dicho suplemento.

Que la SECRETARIA DE HACIENDA del MINISTERIO DE ECONOMIA, a través de la Oficina Nacional de Presupuesto, ha constatado la existencia de créditos vigentes para la medida propugnada en la presente norma.

Que la presente se dicta en uso de las facultades conferidas por el Artículo 9° de la Decisión Administrativa N° 19/2002.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO
DE LA GESTION PUBLICA
DE LA JEFATURA DE GABINETE
DE MINISTROS
y
EL SECRETARIO DE HACIENDA
DEL MINISTERIO DE ECONOMIA
RESUELVEN:

Artículo 1° — Incorpórase al Nomenclador de Funciones Ejecutivas los niveles de Función Ejecutiva correspondientes a los cargos pertenecientes al MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL, según el detalle obrante en el Anexo I que forma parte integrante de la presente.

Art. 2° — Homológuese y reasígnense los niveles de Función Ejecutiva los cargos pertenecientes al MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL, según el detalle obrante en el Anexo II que forma parte integrante de la presente.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial, y archívese. — Jorge E. Sarghini. — Juan M. Valcarcel.

ANEXO I

MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL
Incorporaciones

Unidad organizativa	Nivel
UNIDAD MINISTRO	
Dirección de Ceremonial y Relaciones Institucionales	IV
SECRETARIA DE TRABAJO <u>Subsecretaría de Relaciones Laborales</u>	
Coordinación de Estudios e Investigaciones Sociolaborales	IV

ANEXO II

MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL
Homologaciones y reasignaciones

Denominación anterior		Denominación actual	
<u>Subsecretaría de Coordinación</u>			
Dirección de Sistemas y Recursos Técnicos	III	Dirección de Sistemas Informáticos	IV
SECRETARIA DE TRABAJO <u>Subsecretaría de Relaciones Laborales</u>			
D. de Inspección y Relaciones Individuales del Trabajo	III	Dirección de Inspección Federal	IV
Coordinación del Servicio de Conciliación Laboral Obligatoria	IV	Dirección del Servicio de Conciliación Laboral Obligatoria	III
SECRETARIA DE SEGURIDAD SOCIAL			
D. N. de Políticas de Seguridad Social	II	D. N. de Políticas de la Seguridad Social	I

Ente Nacional Regulador del Gas**GAS NATURAL****Resolución 2628/2002**

Establécense los Precios de Referencia y Precios de Cuenca correspondientes al período que se extiende desde el 1 de mayo al 30 de junio de 2002.

Bs. As., 14/6/2002

VISTO, la Ley N° 24.076, los Decretos N° 1738 del 18 de septiembre de 1992, N° 2731 del 29 de diciembre de 1993, N° 1411 del 18 de agosto de 1994 y N° 1020 del 7 de julio de 1995, el Expediente ENARGAS N° 7610, y,

CONSIDERANDO:

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL mediante Decreto N° 2731 del 29 de diciembre de 1993 desreguló el precio del gas natural a partir del 1 de enero de 1994.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL mediante Decreto N° 1020 del 7 de julio de 1995 ha creado un sistema de estímulo alternativo y optativo para las firmas Distribuidoras de gas, que opera como incentivo a la realización de operaciones en el Mercado de Corto Plazo de Gas Natural (MCPGN).

Que tal procedimiento, denominado por el citado Decreto como “punto 9.4.2.6. bis”, requiere la determinación de un PRECIO DE REFERENCIA y de un precio promedio ponderado para cada cuenca de origen del gas (PRECIO DE CUENCA), y tiene como objetivo trasladar, sólo en parte, al período estacional siguiente, el efecto de las compras de gas natural que se pacten en el MCPGN a precios inferiores al PRECIO DE REFERENCIA o superiores al PRECIO DE CUENCA, a fin de otorgar un incentivo a la compra de gas más barato por parte de las Distribuidoras de gas natural.

Que por otra parte, la Ley 25.561 de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario ha declarado, con arreglo a lo dis-

puesto en el Artículo 76 de la Constitución Nacional, la emergencia pública en materia económica, administrativa, financiera y cambiaria.

Que por el artículo 8° de dicha Ley se establece que quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos. Determina que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1).

Que el Decreto 689/02, en su artículo 5° establece que los contratos de compraventa de gas natural destinados a la exportación, cuyo precio haya sido originalmente pactado en moneda extranjera y fueran utilizados como referencia para la fijación de precios referentes a contratos domésticos, serán convertidos a una relación de cambio de UN PESO (\$ 1) igual a UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (1 US\$).

Que el Decreto N° 1020/95, en su Artículo 3° dispone que los Precios de Referencia para cada cuenca establecidos por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS para las operaciones en el MCPGN deberán ser publicados al inicio de cada período estacional.

Que el ENARGAS ha aprobado cuadros tarifarios hasta el 30 de junio de 2002 en el marco de la Ley 25.561. Asimismo, el plazo previsto para la renegociación de contratos pesificados culmina en la fecha citada.

Que por tal razón, y actuando en el marco de la normativa vigente, los precios de cuenca y referencia publicados tendrán validez hasta el 30 de junio de 2002.

Que resulta necesario evitar el traslado de operaciones realizadas en el Mercado de Mediano y Largo Plazo de Gas Natural (MMLPGN) al MCPGN, para aquellos compromi-