

# BOLETIN OFICIAL

## DE LA REPUBLICA ARGENTINA

SUPLEMENTO

BUENOS AIRES, LUNES 22 DE NOVIEMBRE DE 1999

AÑO CVII

Nº 29.277

1ª LEGISLACION  
Y AVISOS OFICIALES

Los documentos que aparecen en el BOLETIN OFICIAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA serán tenidos por auténticos y obligatorios por el efecto de esta publicación y por comunicados y suficientemente circulados dentro de todo el territorio nacional (Decreto Nº 659/1947)

### MINISTERIO DE JUSTICIA

DR. RAUL E. GRANILLO OCAMPO  
MINISTRO

#### SECRETARIA DE ASUNTOS TECNICOS Y LEGISLATIVOS

DR. GUSTAVO A. NAVEIRA  
SECRETARIO

#### DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL

DR. RUBEN A. SOSA  
DIRECTOR NACIONAL

Domicilio legal: Suipacha 767  
1008 - Capital Federal

Tel. y Fax 4322-3788/3949/  
3960/4055/4056/4164/4485

~ ~  
<http://www.jus.gov.ar/servi/boletin/>  
Sumario 1ª Sección  
(Síntesis Legislativa)

~ ~  
e-mail: [boletin@jus.gov.ar](mailto:boletin@jus.gov.ar)

Registro Nacional de la  
Propiedad Intelectual  
Nº 955.470



### RESOLUCIONES

Secretaría de Energía

#### ENERGIA ELECTRICA

Resolución 545/99

**Modifícanse los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios aprobados por Resolución Nº 61/92, exSEE y sus normas modificatorias y complementarias. Derógase la Resolución Nº 404/99.**

Bs. As., 21/10/99

VISTO el Expediente Nº 750-004334/99 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que en el nuevo contexto en el que se desarrolla la actividad del Sector Eléctrico Argentino, instituido mediante la Ley Nº 24.065, el ESTADO NACIONAL se ha reservado la función directriz de diseño de políticas superiores y el establecimiento y aplicación de normas legales y regulatorias que propendan a una actividad económica eficiente, alienten mejoras en la calidad de servicio y en las condiciones de abastecimiento y promuevan la participación activa del sector privado en la producción, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que, en ese marco legal, la SECRETARIA DE ENERGIA debe entender en la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía, supervisando su cumplimiento y proponiendo el marco regulatorio destinado a facilitar su ejecución.

Que por otra parte, el ESTADO NACIONAL ha llevado a cabo, y al presente casi completado, su retirada del negocio eléctrico, procediendo a la privatización de sus empresas, divididas verticalmente según su actividad de Generación, Distribución y Transporte de energía eléctrica.

Que se cuenta en el presente con un conjunto de normas y procedimientos reguladores de la actividad del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) para cuya aplicación integral se requiere efectuar tareas de interpretación, seguimiento y ajuste.

Que la siguiente etapa del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) consiste en la eliminación de aquellas restricciones y normas administrativas que, si bien tuvieron un justificativo válido en las primeras etapas de la transformación y permitieron así lograr el éxito que evidencia el citado Mercado, no se ajustan a la realidad actual y en algunos casos limitan el desarrollo eficiente del mismo.

Que existiendo condiciones de competencia y agentes con experiencia y conocimiento para operar en el mercado, es posible y conveniente eliminar las restricciones reguladas que la realidad no justifica, y agregar en cambio, donde sea necesario, nuevas técnicas regulatorias y herramientas financieras que se han desarrollado para Mercados Mayoristas Eléctricos competitivos.

Que uno de los objetivos es flexibilizar el Mercado de Contratos, para que los contratos puedan ser utilizados como herramientas que se adecuen a las necesidades de cubrimiento del riesgo financiero y físico (garantía de suministro y requisitos de calidad) de cada agente o Comercializador.

Que el sistema requiere de adecuados servicios para su operación con seguridad y calidad, siendo conveniente que existan señales económicas que promuevan la eficiencia de dichos servicios y que permitan medir su costo económico.

Que además es necesario clarificar el servicio que presta como reserva el Gran Usuario Interrumpible, aportando una reserva de largo plazo que, ante condiciones de déficit de corto plazo así como déficit con permanencia, sirva para reemplazar restricciones al suministro.

Que se debe incrementar la eficiencia de las señales de corto plazo que surgen de los precios de la energía, permitiendo que reflejen las condiciones en los mercados de combustibles, la competencia que existe en la actividad de generación, y la experiencia y conocimiento adquirido por los Generadores en el cálculo del Costo Variable de Producción y del Valor del Agua.

Que en ese sentido deben eliminarse las restricciones a la periodicidad de la declaración de los Generadores, reduciéndola a declaración semanal.

Que deben eliminarse las restricciones a los modos en que los Generadores presentan las declaraciones, dando mayor participación a éstos en las decisiones de generación y permitiendo que los mismos mediante sus ofertas decidan el arranque de sus máquinas a través de internalizar su costo en dichas ofertas.

Que es conveniente mantener la metodología de precios de referencia de combustible a calcular mensualmente.

Que debe darse la posibilidad a cada GRAN USUARIO MAYOR (GUMA) de participar activamente en el Mercado Spot ofertando incrementos o decrementos voluntarios en su demanda prevista.

Que el precio Spot en un nodo, salvo que se registren en la operación real actuación automática de relés de alivio de carga o falta de reserva operativa, debe resultar del último despacho programado.

Que es conveniente habilitar un mercado para tomar posiciones para el día siguiente, denominado Mercado Spot Anticipado Diario, cuyo objetivo es crear una herramienta financiera que permita a los agentes y Comercializadores complementar y corregir las posiciones tomadas en el Mercado de Contratos.

Que se debe identificar con claridad cada restricción de calidad que obliga generación y reduce el tamaño del mercado, regulando tarifas topes a los acuerdos de generación obligada.

Que es necesario incorporar las modificaciones que resultan de la existencia de contratos de importación y exportación, para clarificar y completar las condiciones respecto de la compra en el Mercado Spot y el tipo de respaldo que puede lograr en dicho Mercado.

Que para la remuneración de la potencia en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) se busca mantener los principios y criterios de eficiencia económica de las metodologías vigentes, pero creando una señal más estabilizada al requerimiento de reserva de potencia.

Que el objetivo es que existan señales predecibles para las decisiones de inversión de la oferta y que la demanda cuente con servicios de reserva para la garantía de suministro y calidad del servicio.

### SUMARIO

#### ENERGIA ELECTRICA

Resolución 545/99

Modifícanse los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios aprobados por Resolución Nº 61/92, exSEE y sus normas modificatorias y complementarias. Derógase la Resolución Nº 404/99.

Pág.

Que en todos los casos el incumplimiento del servicio de reserva debe conllevar compensaciones y/o penalizaciones.

Que el servicio de reserva de mediano plazo debe consistir en la disponibilidad de potencia para cubrir la demanda en condiciones de hidrología media.

Que el servicio de reserva contingente debe consistir en la disponibilidad de potencia adicional a la media para cubrir la demanda en caso de hidrología seca, de temperaturas extremas o falta de combustibles.

Que por otra parte también se estima conveniente adaptar la normativa a la realidad de las nuevas tecnologías que se están incorporando en el mercado, tales como la generación eólica y la generación con ciclos combinados.

Que atento a las particulares características del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO (MEMSP) se deberá limitar la aplicación de algunos aspectos de la desregulación propuesta, hasta la interconexión del Sistema Interconectado Patagónico (SIP) con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Que a los efectos de realizar el ajuste final de los modelos y sistemas administrativos y de que los agentes adquieran experiencia, debe establecerse que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá realizar simulaciones previas a la entrada en aplicación efectiva de lo resuelto por la presente Resolución.

Que atento a los compromisos asociados con la disponibilidad que se establecen en la presente normativa es necesario derogar la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 404 del 26 de julio de 1999.

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

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO  
DE ENERGIA  
RESUELVE:

**Artículo 1º** — Reemplázase el Capítulo 1 “EI MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” 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 se encuentra contenido en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 2º** — Reemplázase el 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 aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 3º** — Reemplázase el 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 aquel que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 4º** — Reemplázase 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 se encuentra contenido en el ANEXO IV que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 5º** — Reemplázase el Anexo 1 “BASE DE DATOS DEL SISTEMA” 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 se encuentra contenido en el ANEXO V que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 6º** — Reemplázase el Anexo 2 “BASE DE DATOS ESTACIONAL” 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 se encuentra contenido en el ANEXO VI que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 7º** — Reemplázase el Anexo 5 “CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGIA Y COSTO OPERATIVO” 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 se encuentra contenido en el ANEXO VII que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 8º** — Reemplázase el Anexo 9 “BASE DE DATOS SEMANAL” 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 se encuentra contenido en el ANEXO VIII que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 9º** — Reemplázase el Anexo 10 “BASE DE DATOS DIARIA” 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 se encuentra contenido en el ANEXO IX que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 10.** — Reemplázase el Anexo 13 “VALORES DE REFERENCIA Y MAXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES, FLETES Y COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION” 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 se encuentra contenido en el ANEXO X que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 11.** — Reemplázase el Anexo 14 “COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA” 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 se encuentra contenido en el ANEXO XI que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 12.** — Reemplázase 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 que con idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XII que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 13.** — Reemplázase 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 idéntica numeración se encuentra contenido en el ANEXO XIII que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 14.** — Reemplázase el Anexo 22 “PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HI-DROELECTRICAS” 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 se encuentra contenido en el ANEXO XIV que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 15.** — Reemplázase el Anexo 23 “REGULACION DE FRECUENCIA” 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 se encuentra contenido en el ANEXO XV que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 16.** — Reemplázase el Anexo 26 “CALCULO DEL PRECIO LOCAL” 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 se encuentra contenido en el ANEXO XVI que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 17.** — Reemplázase el Anexo 30 “IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA” 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 se encuentra contenido en el ANEXO XVII que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 18.** — Agrégase el Anexo 36 “RESERVAS DE CORTO 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 XVIII que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 19.** — Agrégase el Anexo 37 “PREDESPACHO ANUAL DE MEDIA Y RESERVA DE MEDIA-NO 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 XIX que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 20.** — Agrégase el 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 XX que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 21.** — Agrégase el Anexo 39 “RESERVA, DISPONIBILIDAD Y REMUNERACION DE LA POTENCIA” 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 XXI que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 22.** — Agrégase el Anexo 40 “GENERACION EOLICA” 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 XXII que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Art. 23.** — Establécese que en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA DEL SISTEMA PATAGONICO, hasta su interconexión con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, se mantendrá la vigencia la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 400 del 21 de julio de 1999 y el Artículo 36 de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 105 del 20 de marzo de 1995. Asimismo establécese que el Porcentaje para Generación Forzada Imprevista a emplear será del CERO (0) %.

**Art. 24.** — Derógase, a partir del 1º de mayo del 2000, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 404 del 26 de julio de 1999.

**Art. 25.** — Establécese que la aplicación efectiva de la presente Resolución será a partir del 1º de mayo del 2000, excepto la regulación referida a Mercado Spot Anticipado Diario y demanda flexible, contemplada en el Anexo III de la presente Resolución, que comenzará a aplicarse a partir del 1º de noviembre del 2000.

**Art. 26.** — Establécese que antes del 15 de enero del 2000 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) deberá calcular las horas en que se remunera la potencia, con la metodología que establece la presente Resolución en su Anexo III, como si dicho cálculo hubiera sido realizado junto con la Programación Estacional de Verano noviembre de 1999 a abril del 2000 y deberá informar los resultados a los agentes del MEM y a esta SECRETARIA DE ENERGIA.

**Art. 27.** — Autorízase a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a realizar los ajustes necesarios a los modelos de programación y despacho vigentes así como a sus sistemas administrativos para adaptarlos a la presente Resolución. Dichos ajustes deberán estar desarrollados y con los ensayos de puesta a punto finalizados antes del 1º de Marzo del 2000.

**Art. 28.** — Establécese que antes del 14 de abril del 2000 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CMMESA) deberá elaborar y elevar a esta SECRETARIA DE ENERGIA un Informe resumiendo los ajustes finales realizados a los modelos y sistemas administrativos a los efectos de su aprobación.

**Art. 29.** — Establécese que a partir del 1º de marzo y hasta el 30 de abril del 2000 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CMMESA) deberá realizar una simulación de las transacciones de Reserva de Potencia. Para ello, junto con los datos para la Reprogramación Trimestral febrero a abril del 2000, los agentes deberán suministrar la información necesaria para el Predespacho de Condición Contingente y el Predespacho Anual de Media con las mismas características que se hubieran suministrado, para la Programación Estacional de Verano y la Reprogramación Trimestral de Verano respectivamente, de estar en aplicación la presente Resolución. Entre el 1º de marzo y el 30 de abril del 2000, los agentes deberán realizar sus ofertas de reserva de corto plazo dentro de los plazos establecidos en la presente Resolución y la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CMMESA) deberá determinar, como información indicativa, las remuneraciones, cargos y compensaciones que hubieran resultado para cada agente por reserva de mediano plazo, reservas de corto plazo y reserva contingente de estar en aplicación la presente Resolución. Los cargos y remuneraciones que resulten, que deberán ser informados semanalmente a esta Secretaría y a los agentes, sólo tendrán carácter de simulación indicativa y no afectarán las transacciones económicas en tanto no entre en aplicación la presente Resolución.

**Art. 30.** — Establécese que a partir del 13 de marzo y hasta el 30 de abril del 2000 la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CMMESA) deberá realizar una simulación del Mercado Spot con declaraciones semanales a los efectos que los agentes ajusten sus metodologías de declaración. Junto con cada Programación Semanal los agentes deberán presentar sus declaraciones de Costo Variable de Producción y de Valor del Agua, con las mismas características y plazos con que se hubieran suministrado de estar en aplicación la presente Resolución. Los resultados obtenidos en la simulación sólo tendrán carácter indicativo.

**Art. 31.** — Instrúyese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CMMESA) a revisar la totalidad de los Procedimientos Técnicos existentes para adaptarlos a la normativa que se establece en la presente Resolución y presentar las nuevas versiones a la SECRETARIA DE ENERGIA, antes del 31 de marzo del 2000, para su aprobación.

**Art. 32.** — Establécese que, a partir del 1º de noviembre de 1999, los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAs) deberán constituir, al vencimiento de sus contratos de abastecimiento vigentes a dicha fecha, el depósito de garantía por la parte de su demanda no cubierta por contratos, que se establece en el Anexo IV del presente acto.

**Art. 33.** — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CMMESA).

**Art. 34.** — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — César Mac Karthy.

## ANEXO I

## LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS

RECOPIACION DE LAS RESOLUCIONES EX - SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61/92, SECRETARIA DE ENERGIA Nº 137/92 Y SUS MODIFICATORIAS Y COMPLEMENTARIAS (SEGUN EL ARTICULO 36 DE LA LEY 24.065)

## CAPITULO 1

## 1. EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM)

## 1.1. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

- APPL: Apartamiento por Precios Locales
- CENS: Costo de la energía no suministrada
- CM: Costo Marginal.
- CMM: Costo Marginal en el Mercado.
- CVP: Costo Variable de Producción
- CVPD: Costo Variable de Producción para el Despacho
- CVPE: Costo Variable de Producción Estacional
- ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
- ENS: Energía no suministrada
- FN: Factor de Nodo
- FNE: Factor de Nodo Estacional
- FA: Factor de Adaptación
- FTT: Función Técnica de Transporte de energía eléctrica
- GUI: Gran Usuario Interrumpible
- GUMA: Gran Usuario Mayor
- GUME: Gran Usuario Menor
- GUPA: Gran Usuario Particular
- MEM: MERCADO ELECTRICO MAYORISTA
- OC: Organismo Coordinador
- OED: ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO
- PDECL: Potencia Declarada

- PEN: Precio de la energía en un nodo

- PL: Precio Local

- PM: Precio de Mercado

- PPAD: Potencia Puesta a Disposición

- \$BASE: Precio Base

- \$CONF: Precio por Confiabilidad

- \$PPAD: Precio de la Potencia en el Mercado

- RF: Regulación de Frecuencia

- RPF: Regulación Primaria de Frecuencia

- RR: Reserva Rotante para Regulación

- RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia

- RVPLE: Recaudación Variable por Precio Local de Energía

- RVTE: Remuneración variable por energía eléctrica transportada

- SADI: Sistema Argentino de Interconexión

- SCOM: Sistema de Comunicaciones

- SCPL: Sobrecosto por Precio Local

- SE: SECRETARIA DE ENERGIA

- SMEC: Sistema de medición comercial

- SOD: Sistema de Operación y Despacho

- SOTR: Sistema de operación en tiempo real

## 1.2. DEFINICIONES.

• Acuerdo de Generación Obligada: Acuerdo entre un conjunto de uno o más agentes afectados por una restricción de calidad, y un Generador al que pertenecen la o las máquinas cuya generación se requiere utilizar como solución a la restricción.

• Agente Consumidor: Un Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador que compra en el MEM. Toda referencia en LOS PROCEDIMIENTOS se debe entender que incluye también a un Participante Comercializador que comercializa uno o más agentes Grandes Usuarios.

• Agente Productor: Un Generador, Cogenerador o Autogenerador que vende al MEM, o un Participante Comercializador que comercializa generación. Toda referencia en LOS PROCEDIMIENTOS se debe entender que incluye también a un Participante Comercializador que comercializa generación.

• Area de despacho: Cada una de las áreas en que queda dividida la oferta y la demanda como resultado del despacho económico y la saturación de vínculos de Transporte. Dichas áreas están constituidas por el área denominado Mercado y las áreas desvinculadas que resulten.

• Area Desvinculada: Conjunto de nodos afectados por la existencia de una restricción activa de transporte entre dicho conjunto y el nodo Mercado que genera limitaciones al despacho óptimo del 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.

• Convenio de Alivio de Cargas: Convenio en que un grupo de Grandes Usuarios Mayores acuerdan agruparse para compartir un esquema de alivio de cargas que les permita cumplir su aporte a la reserva instantánea como una demanda conjunta.

• Costo Marginal (de una máquina térmica): Es el Costo Variable de Producción de la máquina para un determinado combustible.

• Costo Marginal en el Mercado (de una máquina térmica): Costo Marginal de la máquina térmica transferido al Mercado con el factor de nodo de la central.

• Costo Variable de Producción: Costo variable de una máquina térmica previsto por el Generador para la producción de energía eléctrica a lo largo de un período.

• Costo Variable de Producción para el Despacho: Costo Variable de Producción de una máquina térmica a utilizar para el despacho y cálculo del precio Spot de la energía.

• Costo Variable de Producción Estacional: Costo Variable de Producción de una máquina térmica a utilizar para la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

• Dato Observado: Información suministrada por un agente que el OED identifica con problemas de inconsistencias o validez, con la correspondiente justificación.

• Datos Habilitados a Definir por el OED: Conjunto de datos que el OED está habilitado a definir y/ o modificar, por haber sido calificados previamente como Datos Observados y verificarse que la observación del OED era válida.

• Demanda a Abastecer por Despacho: demanda de un área que resulta abastecida con la generación que determina el despacho económico.

• Demanda no Despachada: Demanda de un área cuyo cubrimiento es forzado por un Acuerdo de Generación Obligada u otro requerimiento de generación forzada por restricciones, a pesar que dicha generación no es requerida por el despacho económico.

• Demanda Propia: Para un Distribuidor o Gran Usuario, es la diferencia entre su demanda registrada en los nodos de conexión al MEM y la generación correspondiente a las máquinas convocadas en sus Contratos de Reserva Fría.

• Factor de Adaptación: Para un nodo de la red, es la relación entre su precio de la potencia y el precio en el Mercado cuando el nodo se encuentra vinculado al mismo sin restricciones. El Factor de

Adaptación está relacionado con los sobrecostos producidos, en los nodos receptores, a los agentes consumidores cuando las interconexiones del Transporte en Alta Tensión tienen salidas de servicio forzadas y se calcula tal como se describe en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- **Factor de Nodo:** Para un nodo de la red, es la relación entre su precio de la energía y el Precio de Mercado. El Factor de Nodo está asociado al nivel de pérdidas marginales relacionado con los intercambios de dicho nodo respecto del Mercado y se calcula tal como se describe en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- **Factor de Nodo Estacional:** Factor de nodo previsto por bandas horarias (pico, valle y horas restantes) para un Período Trimestral, considerando configuraciones y cargas típicas esperadas.

- **Generación forzada:** Energía que produce una máquina térmica o central hidroeléctrica por restricciones de calidad y que no son causa del Generador al que pertenece dicha máquina o central, a pesar de que el Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) para dicha generación es mayor que el precio de la energía en el nodo en que se inyecta la generación. El OED requerirá esta generación en las condiciones que se establece en el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS. La generación de una máquina comprometida en un Acuerdo de Generación Obligada se considerará en generación forzada cada vez que sea requerida por el OED por presentarse la condición técnica que activa el Acuerdo y no resultar generando por despacho económico.

- **Generación obligada:** Energía que está obligada a producir una o más máquinas, independientemente de su competitividad en el despacho, debido a restricciones de calidad.

- **Generación Propia:** Para un Agente Productor, es la suma de la energía generada por las máquinas que comercializa y que no están comprometidas y convocadas por Contratos de Reserva Fría, más la energía entregada por las máquinas de otros Generadores con los que haya suscrito Contratos de Reserva Fría y que hayan sido convocadas por dichos contratos.

- **Horas en que se remunera la potencia:** Horas de un período en que se establece que corresponde remunerar la reserva de potencia y en que se medirán los requerimientos de reservas de cada Agente Consumidor.

- **Indisponibilidad forzada:** Toda indisponibilidad de una máquina de generación, registrada en la operación real, que no estaba programada como mantenimiento en el correspondiente predespacho.

- **Indisponibilidad no programada:** Toda indisponibilidad de una máquina de generación, registrada en la operación real, que no estaba prevista como mantenimiento programado en la Programación Estacional. Incluye la indisponibilidad forzada más otros mantenimientos que sean requeridos o ajustes a los mantenimientos programados o limitaciones no previstas.

- **Indisponibilidad por mantenimiento:** Toda indisponibilidad de una máquina de generación, registrada en la operación real, que estaba programada como mantenimiento en el correspondiente predespacho.

- **Indisponibilidad total:** Suma de indisponibilidad por mantenimiento e indisponibilidad forzada.

- **Intervalo Spot:** Intervalos en que se divide el día al efecto de las transacciones y precios en el Mercado Spot.

- **LOS PROCEDIMIENTOS:** Recopilación de las Resoluciones ex-SEE Nº 61/92, SE Nº 137/92, sus modificatorias y complementarias, que establecen "Los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios" en el MEM.

- **Mantenimiento Programado Estacional:** Programa de mantenimiento acordado con el OED para la Programación Estacional e incorporado a la Base de Datos Estacional.

- **Máquina Falla:** Máquina térmica ficticia que se adiciona al despacho para representar un escalón de falla.

- **Nodo frontera:** Nodo físico o nodo equivalente en que se considera se ubica el intercambio con el otro país.

- **Nodo Mercado (o Mercado):** Nodo que se define como referencia para el cálculo de precios, transacciones y cargos de Transporte. Se ubica en la barra 500 kV de la Estación Transformadora Ezeiza por representar en la puesta en marcha del MEM el centro de carga del sistema.

- **Organismo Coordinador:** Organismo de un país encargado de la administración y coordinación de las transacciones de importación y exportación de energía eléctrica e intercambios en las interconexiones internacionales.

- **Período Estacional:** Período de seis meses en que se considera dividido el año a los efectos de la Programación Estacional y cálculo de precios estabilizados para Distribuidores.

- **Período Trimestral:** Período de tres meses en que se considera dividido cada período Estacional a los efectos de la Reprogramación Trimestral y cálculo de precios estabilizados para Distribuidores.

- **Porcentaje Estacional para Regulación Primaria:** Es el requerimiento de reserva para RPF establecido para el Período Estacional, de acuerdo a lo indicado en el punto 2.4.1. de LOS PROCEDIMIENTOS.

- **Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria:** Es el requerimiento de reserva para RSF establecido para el Período Estacional. En la Programación Estacional, el OED debe indicar el requerimiento a asignar como Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria dada la calidad pretendida.

- **Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria:** Valor tope al porcentaje del Precio de Mercado asignable para determinar el precio de la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF). Lo define la SECRETARIA DE ENERGIA en base a las condiciones de competencia que existen en el MEM para brindar el servicio de RSF teniendo en cuenta la cantidad de centrales habilitadas para la RSF y las restricciones de Transporte existentes que puedan limitar su capacidad de aportar a esta regulación.

- **Porcentaje Obligado para Regulación Primaria:** Es el porcentaje de reserva para RPF al que está obligado aportar cada máquina térmica y central hidroeléctrica cuando está generando, ya sea con reserva rotante propia o pagando por la reserva que no provee. Dicho porcentaje se define en cada Programación Estacional como el mínimo entre el Porcentaje Optimo para Regulación Primaria establecido para dicho Período Estacional y el Porcentaje Optimo para Regulación Primaria vigente para el Período Estacional de Invierno de 1999.

- **Porcentaje Optimo para Regulación Primaria:** Es el porcentaje económico para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) que calcula el OED en la Programación Estacional a partir de una evaluación técnico económica, de acuerdo a lo indicado en el punto 2.4.1. de LOS PROCEDIMIENTOS. Corresponde al nivel de calidad pretendido dado que, por consideraciones económicas, proveer una reserva menor encarece el costo de abastecimiento previsto por riesgo de energía no suministrada.

- **Potencia Declarada:** Para cada agente Distribuidor, Gran Usuario o Autogenerador es la demanda máxima de potencia mensual prevista en el o los nodos de conexión al MEM durante las horas en que se remunera la potencia en dicho mes.

- **Potencia Neta:** Potencia que resulta para una máquina térmica o central hidroeléctrica luego de descontar los consumos propios.

- **Potencia operable:** Para una máquina que está generando, es la potencia neta máxima generable. Para una máquina parada, corresponde a su potencia neta disponible generable. En ambos casos se calcula teniendo en cuenta todas las restricciones que afectan la disponibilidad de la máquina, tanto restricciones propias de la central o de la máquina como de combustibles.

- **Potencia Puesta a Disposición:** Potencia operable que la máquina térmica o central hidroeléctrica puede entregar al MEM. Se calcula descontando de la potencia operable las restricciones que afectan su capacidad de entrega, o sea las restricciones de transporte que afectan la máxima potencia transmisible de la región en que está localizada.

- **Precio Estacional:** Precio estabilizado trimestral para la compra de Distribuidores fuera de contratos.

- **Precio de Mercado:** El precio de la energía que resulta en el nodo Mercado para el despacho económico, calculado de acuerdo a lo que establece el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- **Precio Local:** Precio de la energía en un Area Desvinculada. El Precio Local de un área exportadora resultará inferior al Precio de Mercado mientras que el de un área importadora será mayor.

- **Procedimiento Técnico:** Procedimiento de detalle, en lo referido a características y metodologías técnicas, que desarrolla el OED para implementar procedimientos o metodologías generales que establecen LOS PROCEDIMIENTOS.

- **Regulación Primaria de Frecuencia:** Es la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor de TREINTA (30) segundos, destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

- **Regulación Secundaria de Frecuencia:** Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF). Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) permite llevar nuevamente dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

- **Requerimiento Mínimo para Regulación Primaria:** El requerimiento que define la reserva para RPF por debajo del cual no se puede mantener la calidad mínima del sistema, ya que se pierde el control de la operabilidad del sistema eléctrico ante la imposibilidad de responder en tiempo y controlar los apartamientos instantáneos normales de la demanda.

- **Requerimiento Obligado para Regulación Primaria:** Para un área de despacho, es el requerimiento de reserva correspondiente al Porcentaje Obligado para Regulación Primaria de la energía necesaria para abastecer la demanda del área.

- **Requerimiento Optimo para Regulación Primaria:** Es el requerimiento para un área de despacho de reserva para regulación primaria, correspondiente al Porcentaje Optimo para Regulación Primaria de la energía necesaria para abastecer la demanda del área.

- **Reserva instantánea:** Reserva de corto plazo que aporta la demanda a través de los esquemas de alivio de cargas, para mantener la seguridad del Sistema.

- **Reserva para Regulación Primaria Máxima de una máquina térmica o central hidroeléctrica:** Porcentaje máximo de su potencia con el que está habilitada a participar en el despacho de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.

- **Reserva Rotante para Regulación:** Margen de potencia rotando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctrica habilitada y disponible para la Regulación de Frecuencia.

- **Transporte de Interconexión Internacional:** Conjunto de equipamiento de Transporte (líneas, subestaciones, convertoras, transformadores, etc. según corresponda) dedicado a conectar uno o más nodos de instalaciones existentes de un Transportista, Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte o de otros titulares de instalaciones en el territorio nacional con la red de Transporte de un país limítrofe donde se conectan los agentes de dicho país.

### 1.3. PROCEDIMIENTOS TECNICOS.

El OED deberá desarrollar los Procedimientos Técnicos (PT) necesarios para implementar las metodologías, procedimientos y criterios que se establecen en LOS PROCEDIMIENTOS. Los mismos deberán ser elevados a la SECRETARIA DE ENERGIA para su autorización previo a su entrada en vigencia.

### 1.4. SISTEMA ELECTRICO

A los efectos del funcionamiento del Mercado, el Sistema Eléctrico se considera dividido en Centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución. Para la programación y operación del sistema y administración del Mercado, existe un Sistema de Operación y Despacho (SOD) superpuesto a dicho sistema físico.

### 1.5. ORGANIZACION COMERCIAL.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el conjunto de transacciones de energía eléctrica en bloque que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) o de cualquier otra instalación de vinculación eléctrica sujeta a jurisdicción federal por estar afectada al comercio interjurisdiccional mayorista de energía eléctrica

El MEM se compone de:

a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas entre vendedores y compradores.

b) Un Mercado Spot, con precios de corto plazo, sancionados en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Nodo Mercado.

c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos de energía y potencia, destinado a la compra fuera de contratos de los Distribuidores.

d) Un Sistema de cargos por servicios de interés general, que incluyen el servicio de Transporte, los servicios de reserva y reactivo, y los servicios del OED en su función técnica y operativa de programación y supervisión centralizada y en su función comercial de administrador del MEM.

#### 1.6. ADMINISTRACION Y OPERADORES

La programación y coordinación de la operación técnica del sistema y la administración comercial del MEM se realizará a través del OED.

Los operadores habilitados a realizar operaciones en el MEM son:

- Los agentes, cuyas condiciones de ingreso y requisitos a cumplir se establecen en el Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS;

- Los Participantes reconocidos, cuyas condiciones de operación en el MEM y requisitos a cumplir se establecen en el Anexo 31 y 32 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 1.7. INTERVALO DEL MERCADO SPOT

El OED administrará los mercados de corto plazo (Mercado Spot y Mercado Spot Anticipado Diario) dividiendo cada día en intervalos Spot. Inicialmente dicho intervalo se define en una hora.

En función de las condiciones que se presenten en el MEM y su evolución prevista, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá decidir modificar este intervalo Spot a un período menor. La implementación de este cambio se notificará con la anticipación suficiente para permitir, de ser necesario, ajustes a los sistemas de medición y procesamiento de datos.

Para cada intervalo Spot, el OED deberá determinar los precios y las transacciones de energía en el Mercado Spot. Los precios de la potencia y de las reservas serán horarios y se calcularán con la potencia media de los Intervalos Spot de dicha hora, excepto el Requerimiento Máximo de Potencia y la Potencia Declarada que deberán corresponder a la potencia máxima medida por el sistema de medición comercial (SMEC).

#### 1.8. PUNTOS DE CONEXION Y PUNTOS DE COMPRA/VENTA.

Los puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la red de Transporte o con la red de Distribución; de la red de Transporte con las redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación.

Cada agente del MEM tendrá:

- uno o más puntos de intercambio sobre el Sistema Eléctrico;

- uno o más puntos de entrada o salida del Mercado donde se definirán sus precios de compra/venta.

Los puntos de entrada/salida del MEM son:

- los nodos definidos en el ámbito de la Red de Transporte a los que el agente del MEM está conectado físicamente;

- los nodos de Generación o Distribución fuera del ámbito definido de la Red de Transporte con una potencia efectiva o convenida superior a 50MW de acuerdo a lo que establecen los Anexos 19 y 28 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Todos los agentes reconocidos del MEM adquieren el compromiso de operar de acuerdo a las metodologías establecidas por LOS PROCEDIMIENTOS, y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para un funcionamiento adecuado del Sistema y del Mercado.

#### 1.9. AGENTES RECONOCIDOS.

Son agentes reconocidos del MEM los Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios, Transportistas, Autogeneradores y Cogeneradores que:

a) participaban del MEM al 30-04-92;

b) los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución en los términos de la ley 24.065;

c) los Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores, Distribuidores y Grandes Usuarios que soliciten y obtengan autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA para incorporarse al MEM.

Los requisitos y procedimientos para solicitar y obtener la autorización de ingreso como agente del MEM se establecen en el Anexo 17 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Los agentes reconocidos del MEM entregarán al OED la información requerida para la Base de Datos del Sistema, de acuerdo a lo que establece el Anexo 1 de LOS PROCEDIMIENTOS. Cada vez que se produzca un cambio en alguno de estos datos, la empresa deberá informar al OED, quien tendrá la responsabilidad de mantener actualizado este conjunto de información. La base de datos y sus sucesivas actualizaciones será puesta a disposición por el OED a todos los agentes del MEM.

A los efectos de LOS PROCEDIMIENTOS toda referencia a un Generador se debe entender que alcanza a todo Agente Productor, salvo que se explicito lo contrario.

#### 1.10. PARTICIPANTES RECONOCIDOS.

Son participantes del MEM:

a) Los Comercializadores del MEM;

b) Las Provincias comercializadoras de regalías en especies;

c) Una empresa extranjera que realice un contrato de importación o exportación con un agente o Comercializador del MEM, durante la vigencia de dicho contrato.

Los requisitos y procedimientos para solicitar y obtener la autorización de ingreso como Participante del MEM se establecen en el Anexo 31 de LOS PROCEDIMIENTOS. En dicho Anexo también se establecen las normas y limitaciones a su operación en el MEM.

La actuación del Comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica producida y consumida por terceros. El Comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas. Las normas particulares para Comercializadores se establecen en el Anexo 32 de LOS PROCEDIMIENTOS.

A los efectos de LOS PROCEDIMIENTOS toda referencia a un Generador se debe entender que alcanza también a un Comercializador que comercializa generación, y toda referencia a un Gran Usuario se debe entender que alcanza también a un Comercializador que comercializa Grandes Usuarios, salvo que se explicito lo contrario.

#### 1.11. RED DE TRANSPORTE

La red de Transporte incluye:

a) las instalaciones que se transfieran a el o los Concesionarios en el momento de establecerse las concesiones del Transporte;

b) las instalaciones futuras que se incorporen en el marco y términos de esas concesiones o nuevas concesiones;

c) las instalaciones que el concesionario reciba de terceros por haber sido construidas fuera del ámbito de su concesión.

#### 1.12. CARGOS DE TRANSPORTE

Todo agente conectado directamente a la red de Transporte tendrá definido uno o más puntos de acceso al Mercado a través de los cuales se determinarán sus cargos de Transporte con que participa en la remuneración del ingreso de los Transportistas. En caso de ser más de uno el punto de acceso, se reducirá a un nodo equivalente en proporción a la potencia típica estimada para cada estado característico previsto para la red.

Cuando un agente no esté conectado directamente a nodos reconocidos de la red de Transporte, se le asignará un nodo de referencia, o equivalente según corresponda, para la definición de su precio nodal y de los cargos de Transporte, de acuerdo a lo que establecen los Anexos 19, 27 y 28 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 1.13. SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD)

La coordinación de la operación y la administración del Mercado Spot requiere la comunicación en tiempo real entre los agentes del MEM y el OED y de mediciones comerciales, para programar y coordinar la operación y el despacho del Sistema así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definirán los montos de las transacciones económicas.

Las necesidades que de ello se derivan en materia de comunicaciones, adquisición, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar entre los agentes del MEM y el OED, asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, están cubiertas por el Sistema de Operación y Despacho (SOD).

La responsabilidad primaria de operación y despacho es del OED. Sin embargo, en vista del despliegue territorial y de la multiplicidad de agentes que intervienen en el MEM, el OED está facultado para delegar funciones que le son propias en otras empresas.

El SOD abarca los siguientes sistema s:

- Un sistema de operación en tiempo real (SOTR), que brinda los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico.

- Un sistema de medición comercial (SMEC), destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para las Transacciones Económicas en el MEM.

- Un sistema de comunicaciones (SCOM) afectado a la operación en tiempo real y al sistema de medición comercial, abarcando enlaces de voz, datos, telex, etc.

Las características de dichos sistemas se establecen en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 1.14. IMPLEMENTACION DE LOS PROCEDIMIENTOS.

El OED deberá aplicar las normas y desarrollar los sistemas y demás herramientas necesarias para implementar lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS. En particular, deberá realizar el seguimiento de los inconvenientes que surjan en la implementación y aplicación de LOS PROCEDIMIENTOS así como los conflictos de interpretación o las excepciones al cumplimiento de algún procedimiento, junto con el motivo que lo justifica.

Junto con cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED debe elaborar y elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA un Informe de Implementación de LOS PROCEDIMIENTOS. En dicho informe el OED debe incluir:

e) los criterios aplicados para la implementación de LOS PROCEDIMIENTOS, indicando metodologías de aplicación, interpretaciones realizadas y desempeño;

f) inconvenientes detectados en la programación y operación del sistema y administración del MEM para la implementación y aplicación de LOS PROCEDIMIENTOS, tanto en lo comercial como en lo técnico y operativo;

g) cada conflicto con agentes y Comercializadores en cuanto a interpretación y/o aplicación de LOS PROCEDIMIENTOS y, cuando corresponda, el modo en que fue resuelto;

h) inconvenientes detectados en el funcionamiento de los modelos y sistemas administrativos vigentes y, de corresponder, propuesta de necesidad de ajustes;

i) toda excepción transitoria a lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS, identificando a el o los agentes a quienes se aplicó y el motivo que lo justificó.

La SECRETARIA DE ENERGIA pondrá el Informe en conocimiento de los agentes y Comercializadores del MEM, que contarán con DIEZ (10) días hábiles para enviar sus observaciones. La SECRETARIA DE ENERGIA analizará el informe y las observaciones recibidas dentro del plazo indicado para verificar que la implementación e interpretaciones realizadas se ajusten a LOS PROCEDIMIENTOS así como identificar la necesidad y conveniencia de mejoras o ajustes.

## ANEXO II

## CAPITULO 2

## 2. PRECIOS ESTACIONALES

Los Precios Estacionales se fijan periódicamente según una tarifa binómica calculada en base a la operación del MEM prevista por el OED, con precios de la energía que tienen en cuenta el costo marginal probable, y precios de la potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de la operación del MEM. El Precio de la Energía se define para TRES (3) bandas horarias que son: la banda horaria de valle, la banda horaria de pico y la banda horaria de horas restantes.

Se considera el año con DOS (2) períodos de SEIS (6) meses (Período Estacional), dividido cada uno de ellos en DOS (2) subperíodos de TRES (3) meses (Período Trimestral).

\* Período Estacional de Invierno: Corresponde a los días comprendidos entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de cada año inclusive, y se divide en un Primer Trimestre de Invierno (mayo a julio) y en un Segundo Trimestre de Invierno (agosto a octubre).

\* Período Estacional de Verano: Corresponde a los días comprendidos entre el 1 de noviembre y el 30 de abril inclusive, y se divide en un Primer Trimestre de Verano (noviembre a enero) y un Segundo Trimestre de Verano (febrero a abril).

Con los modelos de optimización y programación aprobados por la SECRETARIA DE ENERGIA y la Base de Datos Estacional, el OED deberá realizar la Programación Estacional del MEM basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación y los servicios de reserva de potencia, de acuerdo a lo que establece el presente capítulo de LOS PROCEDIMIENTOS. En cada Programación Estacional el OED calculará:

- \* los precios que resultan para el primer trimestre;
- \* como previsión indicativa, los precios esperados para el segundo trimestre.

Antes de finalizar el primer trimestre del Período Estacional, el OED deberá realizar la Reprogramación Trimestral para calcular los precios para el segundo trimestre, ajustando los datos utilizados para determinar la previsión indicativa en la correspondiente Programación Estacional.

A lo largo del año, el OED producirá entonces CUATRO (4) programaciones y cálculos de precios trimestrales.

- \* Programación Estacional de Invierno.
- \* Reprogramación Trimestral de Invierno.
- \* Programación Estacional de Verano.
- \* Reprogramación Trimestral de Verano.

El OED deberá enviar la versión preliminar del estudio correspondiente al período programado, ya sea la Programación Estacional o la Reprogramación Trimestral, denominado Programación Provisoria, a los agentes del MEM para su análisis y comentarios. Luego de realizar los ajustes necesarios de acuerdo a las observaciones recibidas, el OED debe elaborar la Programación Definitiva que enviará a la SECRETARIA DE ENERGIA. En base a este estudio, la SECRETARIA DE ENERGIA de energía establecerá mediante Resolución los precios estacionales de la energía y de la potencia para el siguiente Período Trimestral.

## 2.1. BASE DE DATOS ESTACIONAL

## 2.1.1. DATOS ESTACIONALES

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto de cada año cada agente del MEM con la mejor información disponible debe suministrar al OED, para que conforme la Base de Datos Estacional, los datos correspondientes a los valores esperados para el siguiente Período Estacional y los períodos subsiguientes establecidos, tal como se indica en el Anexo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS. Para la Reprogramación Trimestral los agentes deben enviar los ajustes necesarios.

Las ofertas de importación y requerimientos de exportación previstas para el Período Estacional con países interconectados, correspondientes a Contratos de Abastecimiento autorizados por la SECRETARIA DE ENERGIA o a excedentes y faltantes previstos deben ser informadas al OED dentro de los mismos plazos indicados. En consecuencia, los agentes y Comercializadores del MEM que cuenten con contratos de importación o exportación deben enviar al OED:

- \* la energía prevista abastecer al contrato, de tratarse de un contrato de exportación, indicando las curvas de carga típicas de entrega prevista;
- \* la energía prevista tomar del contrato, de tratarse de un contrato de importación, indicando las curvas de carga típicas prevista de demanda a cubrir con el contrato.

De no suministrar esta información, el OED debe utilizar la información de toma obligada de energía y/o curvas representativas acordada en el contrato, de acuerdo a las características que establece el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS. Si el contrato define la energía máxima mensual requerible, el OED debe verificar que la energía correspondiente a las curvas informadas no supera en algún mes dicho valor máximo. De superar este máximo, el OED realizará los ajustes necesarios, reduciendo proporcionalmente la curva informada.

El OED sólo incorporará a la Base de Datos Estacional las ofertas de importación en que exista un compromiso firme de mantener la oferta durante el Período. De manera análoga, los requerimientos de exportación sólo deben ser incluidos en la Base de Datos Estacional en la medida en que exista el compromiso de mantener el requerimiento durante el Período, y que adicionalmente el OED prevea que existirá en el MEM el excedente de oferta necesario para su cubrimiento.

El OED deberá definir precios representativos de combustibles (Precios de Referencia Estacionales y Valores Máximos Reconocidos) de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS, y calcular los Costos Variables de Producción Estacionales (CVPE) de las máquinas térmicas.

De no suministrarse toda la información estacional dentro del plazo indicado, es responsabilidad del OED definir los datos faltantes con la mejor información posible, de acuerdo a datos disponibles e hipótesis que informará a las empresas correspondientes. Para la forma de las curvas típicas de demanda no informadas, el OED debe utilizar las cargas medias registradas el mismo mes del año anterior en los días definidos como típicos. Con respecto a la demanda de energía y potencia, el OED debe completar la información faltante con los valores registrados doce meses antes más una tasa de crecimiento anual que estimará en función de las previsiones y datos existentes. El OED debe informar a la empresa correspondiente la tasa considerada.

Dado que con estos datos se calcularán los Precios Estacionales, será responsabilidad del OED analizar la validez y consistencia de los mismos. De detectar para algún dato incoherencias respecto del conjunto o respecto de valores reales registrados, el OED debe solicitar al agente las modificaciones necesarias indicando el motivo que justifica el pedido. De no llegar el agente y el OED a un acuerdo respecto del valor a utilizar, el OED debe utilizar el valor que indique el agente pero debe dejar constancia escrita de su objeción. La información objetada por el OED se denomina Dato Observado y se considera en esta condición durante el transcurso del trimestre para cuya definición de precios fuera objetada.

Durante el transcurso de cada Período Trimestral, el OED debe realizar el seguimiento de los Datos Observados. De verificar algún mes que el dato real se aparta en más del DIEZ (10) % respecto del valor informado por la empresa y que dicho apartamiento se corresponde con la objeción realizada, el OED quedará automáticamente habilitado a modificar ese dato en los siguientes CUATRO (4) Períodos Trimestrales. El conjunto de datos en que se cumple esta condición se denomina Datos Habilitados a Definir por el OED. El OED debe informar al agente cada vez que uno de sus datos ingresa en esta condición. Durante los períodos trimestrales en que quedó habilitado, el OED podrá rechazar el valor que informe el agente y utilizar en su lugar una previsión propia. En este caso, el OED debe informar al agente el valor modificado y el motivo, y el agente no podrá objetar dicho valor.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe incluir el conjunto de valores de la Base de Datos Estacional que fueron definidos por el OED, ya sea por falta de información o por estar habilitado a su modificación, y el listado de los Datos Observados indicando para cada uno el motivo de la objeción.

Durante el transcurso de cada Período Trimestral, el OED debe realizar el seguimiento del comportamiento de las variables respecto de los valores supuestos, y de los precios reales resultantes respecto de los precios previstos.

A lo largo del Período Trimestral los agentes deben notificar al OED cualquier modificación que surja en su previsión de los valores incluidos en la Base de Datos Estacional. Será responsabilidad del OED mantener actualizada la base de datos y al finalizar cada mes suministrar a los agentes del MEM las modificaciones realizadas.

## 2.1.2. MANTENIMIENTO PROGRAMADO

## 2.1.2.1. TRANSPORTISTAS

Antes del 10 de enero y 10 de julio, cada empresa Transportista debe informar a los usuarios de su área de influencia el programa de mantenimiento previsto para el próximo Período Estacional, indicando también un programa tentativo para los siguientes TREINTA (30) meses después de dicho semestre. Dichos usuarios contarán con DIEZ (10) días corridos para analizarlo, informar sus objeciones y/o sugerir programaciones alternativas justificándolas en sus requerimientos. De surgir objeciones, la empresa Transportista debe reunirse con los correspondientes usuarios a más tardar el 25 de enero y 25 de julio para acordar una programación satisfactoria para el conjunto.

Antes del 1 de febrero y 1 de agosto de cada año la empresa Transportista debe enviar al OED su programa de mantenimiento para el período en estudio, incluyendo la estimación para los TREINTA (30) meses posteriores a dicho semestre. De no haber llegado a un acuerdo con sus usuarios debe enviar:

- \* el programa propuesto por la Transportista y las objeciones de los usuarios;
- \* las modificaciones propuestas por los usuarios y las objeciones de la Transportista.

En el punto 2.1.2.3. se indica cómo se procederá en estos casos.

## 2.1.2.2. GENERADORES Y COGENERADORES

Los Generadores y Cogeneradores deben informar antes del 1 de febrero y 1 de agosto de cada año sus necesidades de mantenimiento para el Período Estacional a programar, incluyendo además una estimación para los siguientes TREINTA (30) meses.

## 2.1.2.3. COORDINACION DEL MANTENIMIENTO PROGRAMADO

El OED debe analizar todos los pedidos de mantenimiento en conjunto, pudiendo sugerir modificaciones en función de su efecto sobre la operación programada, los precios previstos y especialmente sobre el riesgo de falla ya sea por falta de energía o de potencia. Para el Sistema de Transporte, si no hubo acuerdo con los usuarios del Área de Influencia, el OED debe definir el programa más conveniente desde el punto de vista del despacho conjunto del MEM en base a la información suministrada pero teniendo en cuenta las objeciones tanto de los usuarios como de la Transportista.

El OED debe reunir a los agentes Generadores, Cogeneradores y Transportistas del MEM antes del 15 de febrero y 15 de agosto de cada año para analizar posibles alternativas de mantenimiento, y coordinar y acordar un programa de mantenimiento que minimice el costo total de operación y riesgo de falla, dentro de las posibilidades de cada agente de modificar su programa original propuesto. En caso de no existir acuerdo entre las empresas del MEM respecto a la programación de los mantenimientos ésta será la que establezca el OED.

La reunión tendrá una duración máxima de DOS (2) días. Al comenzar la reunión el OED debe presentar un estudio incluyendo:

- \* el programa de mantenimiento propuesto por el OED;
- \* las modificaciones realizadas a los pedidos de mantenimiento informados por los agentes y su justificación;
- \* los resultados del programa propuesto (evolución de precios, riesgo de falla, evolución de la disponibilidad y reserva de potencia, etc.).

Los agentes cuyas solicitudes de mantenimiento hayan sido modificadas podrán objetar el cambio, justificándolo debidamente y proponiendo un programa alternativo teniendo en cuenta los inconvenientes detectados por el OED, o manteniendo el pedido original indicando el motivo de su reiteración. Si el motivo se basa en fechas inmodificables, el OED debe respetar las fechas de mantenimiento solicitadas. De lo contrario y de no llegar a un acuerdo, debe realizar la programación del período para las distintas alternativas de mantenimiento propuestas y analizar los costos resultantes. En el segundo día de reunión, el OED debe presentar el estudio realizado. De resultar menor el costo total de operación en el MEM para el mantenimiento solicitado por el agente, se adoptará su pedido. Si en cambio genera un sobre costo y no surge un acuerdo entre las partes, se adoptará automáticamente la propuesta del OED.

El programa acordado debe ser incorporado por el OED a la Base de Datos Estacional. El programa correspondiente al siguiente Período Estacional se denomina Mantenimiento Programado Estacional, y el correspondiente a los TREINTA (30) meses posteriores a dicho período se denomina Mantenimiento Programado Tentativo.

A lo largo del Período Estacional, las empresas podrán solicitar modificaciones a su mantenimiento previsto en el Mantenimiento Programado Estacional. De tratarse de un Transportista sólo podrá solicitarlo de contar previamente con el acuerdo de los usuarios de su Area de Influencia. El OED debe analizar cada pedido y sólo lo podrá aceptar si significa un aumento en el precio medio del trimestre menor del CINCO (5) % respecto del Precio Estacional sancionado. Al finalizar cada mes debe informar a todos los agentes las modificaciones al Mantenimiento Programado Estacional.

## 2.2. MODELOS DE OPTIMIZACION Y PROGRAMACION DE LA OPERACION

Para realizar la Programación Estacional, el OED debe utilizar modelos de optimización y planificación de la operación del MEM que hayan sido previamente aprobados por la SECRETARIA DE ENERGIA, que realicen el despacho estacional minimizando el costo total esperado de operación, calculado como el costo de producción más el costo de falla.

Las características de los modelos deben ser tales que cumplan las siguientes condiciones.

\* El modelado de la demanda debe representar las curvas de carga típicas, y permitir considerar su aleatoriedad mediante distintos comportamientos posibles.

\* La red de Transporte debe estar representada con el detalle requerido para incluir las restricciones a las posibilidades de llevar la oferta disponible hasta donde lo requiera la demanda y que afectan significativamente el precio medio resultante para un Período Trimestral.

\* La oferta debe incluir la representación de las cuencas hidroeléctricas del MEM, modelando sus características y las condiciones establecidas en las Normas de Manejo de Agua de los Contratos de Concesión con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta su efecto sobre los precios estacionales.

\* Deben permitir realizar la optimización de los embalses de las centrales hidroeléctricas denominados Centrales de Capacidad Estacional y determinadas con la metodología indicada en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.

\* Deben tener en cuenta la aleatoriedad del aporte hidráulico en cada una de las centrales hidroeléctricas con potencia instalada y energía firme significativa dentro de la oferta de generación total del MEM, tal como se define en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.

\* Para incluir el sobrecosto que resulta por la reserva definida para regulación de frecuencia, deben modelar la reserva regulante en cada máquina habilitada y prevista a participar en la regulación, indicando como potencia máxima la efectiva menos el porcentaje correspondiente de acuerdo a la banda acordada para el Período Estacional.

\* Deben permitir representar el parque obligado por restricciones de calidad.

\* Debe permitir representar máquinas térmicas consumiendo distintos tipos de combustibles con su disponibilidad y Costo Variable de Producción.

\* Deben permitir modelar las ofertas de venta de países interconectados como generación adicional, con sus correspondientes precios. Los requerimientos de exportación se deben poder modelar como demanda adicional a ser cubierta sólo si existe el excedente necesario.

La descripción de los modelos, manual de uso y base de datos serán suministrados a cada uno de los agentes del MEM. El OED deberá suministrar los modelos a un agente que lo requiera siempre que el mismo previamente haya abonado las licencias de uso si corresponde, y se comprometa en forma escrita a las condiciones establecidas en dichas licencias y a no suministrar el modelo a un tercero.

Cualquier modificación en los modelos o metodología debe ser informada a los agentes del MEM, para sus observaciones y comentarios, y sólo entrará en vigencia y podrá ser utilizada por el OED luego de la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA para su puesta en vigencia .

Los modelos actualmente vigentes son los siguientes.

\* Modelo de Optimización OSCAR: Tomando un horizonte que se ha definido en TRES (3) años, optimiza el manejo de los grandes embalses hidroeléctricos calculando para cada semana el valor del agua embalsada, teniendo en cuenta la aleatoriedad dada por la hidraulicidad.

\* Modelo de Simulación MARGO: Con los valores del agua, realiza el despacho hidrotérmico semanal, respetando las restricciones que se le indiquen, fijando como objetivo minimizar el costo total, suma del costo de operación y el riesgo de falla, de cada semana. Permite considerar distintos escenarios de aleatorios, en función del aporte hidráulico, pronósticos de demanda, disponibilidad del parque, y disponibilidad de combustibles.

## 2.3. OFERTA HIDRAULICA

### 2.3.1. MODELADO DE LA OFERTA HIDRAULICA

Los modelos de programación y despacho deben representar adecuadamente las características de las cuencas hidroeléctricas así como las restricciones que resultan de los Contratos de Concesión que afectan su operación y posibilidades de despacho. Será responsabilidad del OED garantizar que el modelado cumpla las restricciones operativas y los compromisos establecidos en la Concesión, pero no limite su operación más allá de lo requerido por estas condiciones.

#### 2.3.1.1. MODELADO DE LAS CUENCAS HIDROELECTRICAS DEL MEM

El OED debe:

\* incluir en los modelos de optimización, programación y despacho del MEM la representación de las cuencas hidroeléctricas;

\* realizar el seguimiento del comportamiento del modelado utilizado;

\* modelar las modificaciones que se vayan presentando a las características de la oferta hidroeléctrica.

En caso de incorporarse una nueva central hidroeléctrica de embalse, el OED debe incluir el nuevo embalse en el modelado con el nivel de detalle necesario de acuerdo a lo significativa que resulta su oferta de energía y potencia para la definición de precios en el MEM. A su vez, de acordarse cambios en el Contrato de Concesión de una central en lo que hace a Normas de Manejo de Aguas, debe realizar las modificaciones que correspondan en los modelos.

De detectar apartamientos en los resultados del modelo con respecto a las restricciones establecidas, el OED debe realizar los ajustes necesarios.

Por su parte, el Generador podrá requerir modificaciones al OED si verifica para condiciones reales registradas en la operación o para condiciones previstas en la programación que el resultado del modelo no cumple alguna de sus restricciones. Para ello debe enviar al OED el cambio requerido,

el motivo que lo justifica y el o los casos en que se verificó el error de modelado. El OED podrá reunirse con el Generador para acordar la necesidad y modo de modificar el modelado. De no llegar a un acuerdo, el OED debe mantener el modelado vigente salvo que exista por lo menos un caso real en que el Generador demostró que el resultado del modelo vulneró las restricciones vigentes en cuyo caso debe realizar la modificación.

Cada vez que el OED realice un ajuste a la representación de un embalse y/o central hidroeléctrica, debe informar al Generador el nuevo modelado, indicando el cambio realizado y su justificación. El Generador contará con DIEZ (10) días hábiles para su análisis y enviar sus observaciones al OED. En caso de existir objeciones por parte del Generador, el OED debe reunirse con el agente para analizar las diferencias de criterios y acordar el modelado definitivo. De no llegar a un acuerdo, se considerará aprobado el modelado del OED salvo que el Generador demuestre que el funcionamiento del modelo en casos basados en datos reales no cumple alguno de sus requerimientos de Concesión. En este caso, el OED debe realizar el cambio de modelado requerido por el Generador.

#### 2.3.1.2. CENTRALES HIDROELECTRICAS DE CAPACIDAD ESTACIONAL.

El OED debe analizar la información suministrada por las centrales hidroeléctricas consideradas de capacidad estacional respecto a sus restricciones de operación y despacho, y verificar su coherencia respecto a otros Concesionarios sobre la misma cuenca y si existen apartamientos respecto de la realidad observada o su Contrato de Concesión. En caso de detectar inconsistencias, debe requerir del Generador la justificación de la información suministrada y podrá sugerir modificaciones. De no llegar a un acuerdo, el OED debe mantener la información del agente pero dejando constancia en la Programación Estacional de su objeción y los motivos de la misma, pasando a formar parte de los Datos Observados.

De no contarse dentro del plazo requerido con toda la información sobre las restricciones a aplicar a la operación y despacho de las centrales hidroeléctricas, el OED debe completar los datos faltantes teniendo en cuenta el Contrato de Concesión y, de existir, los valores utilizados en el mismo Período Estacional anterior, y toda otra información válida. El OED debe informar al Generador el valor asumido y su justificación.

#### 2.3.1.3. CENTRALES HIDROELECTRICAS DE CAPACIDAD MENSUAL Y SEMANAL.

Para las centrales hidráulicas de embalse que no correspondan a capacidad estacional, el Generador debe informar las energías semanales previstas resultado de su propia optimización teniendo en cuenta sus pronósticos de aportes y requerimientos aguas abajo. De no contar con esta información dentro de los plazos indicados, el OED debe utilizar las energías semanales correspondientes a la media histórica de no contar con pronósticos, o las características del tipo de año hidrológico previsto de existir pronósticos.

El OED debe modelar estas centrales como una oferta de energía a generar en cada semana. El despacho semanal de esta energía debe tener en cuenta las posibilidades de empuntamiento y requerimientos de caudal de base aguas abajo de acuerdo a las restricciones de operación establecidas.

#### 2.3.1.4. CENTRALES HIDRAULICAS DE PASADA

Las centrales hidroeléctricas ubicadas en ríos de llanura, tales como el Paraná y el Uruguay, prácticamente sin capacidad de embalse regulante pero con una oferta de energía y potencia significativa para el MEM, se modelarán como centrales de pasada pero incluyendo la serie histórica de los ríos para reflejar el efecto en el MEM de la aleatoriedad de su aporte. El resto de las centrales de pasada se representarán como una oferta de energía de base para cada semana, que debe suministrar el Generador al OED. De no suministrar esta información, el OED debe proceder de manera análoga a la indicada en el punto 2.3.1.3.

#### 2.3.2. PRONOSTICOS HIDROLOGICOS

Será responsabilidad de los Generadores de las centrales hidroeléctricas a optimizar por el OED suministrar los pronósticos necesarios para estimar los aportes esperados. Dichos pronósticos deben discriminar por períodos el volumen esperado, la distribución probable de dicho volumen dentro del período, y la dispersión posible. Podrán suministrarse como pronósticos estocásticos, con series de caudales con probabilidad asociada. De no contar con este tipo de información, deben suministrar por lo menos el tipo de año hidrológico esperado, con su probabilidad asociada.

Será responsabilidad del OED analizar la información en su conjunto, verificando que sobre la misma cuenca o sobre cuencas próximas los pronósticos correspondan a tipos de años hidrológicos de probabilidad similar. Debe verificar además la consistencia de los pronósticos respecto de los afluentes y condiciones climáticas registrados en los meses anteriores, tanto en lo que hace a aportes como precipitaciones y temperatura. De no suministrar información alguna central hidroeléctrica, el OED debe tomar como previsión de aportes:

\* si existe otra central sobre la misma cuenca que sí suministró pronóstico, los valores que correspondan a la serie hidrológica y la probabilidad o tipo de año informada por el otro Generador;

\* de no existir otra central sobre la misma cuenca con pronósticos, toda la serie hidrológica, pudiendo darle distinto peso a cada año de acuerdo al comportamiento registrado en los meses anteriores, tanto en lo que hace a aportes como precipitaciones y temperatura.

## 2.4. PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA

### 2.4.1. CALIDAD DEL SERVICIO

Para fundamentar la elección de una determinada calidad de desempeño ante desbalances instantáneos de corta duración entre oferta y demanda, el OED debe presentar a los agentes consumidores del MEM, como parte de cada Programación Estacional, un estudio que vincule el costo de enfrentar desbalances de distinta magnitud con el costo de la energía no suministrada asociada a no contar con la reserva suficiente para enfrentarlos.

El OED debe utilizar un modelo de confiabilidad de tipo probabilístico que simule la falla de los componentes del Sistema Eléctrico. El modelo calculará, en función de la disponibilidad de las máquinas y reserva regulante, la energía no suministrada de corta duración por fallas aleatorias en el equipamiento en servicio. Cuanto mayor sea la reserva rotante sometida a regulación considerada, mayor será el apartamiento respecto al despacho óptimo sin reserva y, como consecuencia, mayor el costo de operación pero menor el costo de falla. En cambio, cuanto menor sea la reserva, si bien los costos de operación disminuirán, se incrementará el riesgo de falla de corta duración y su costo asociado.

En base a los resultados obtenidos para el semestre, el OED debe determinar la curva que relaciona distintos niveles de reserva de potencia para regulación con su costo, calculado con el incremento en el costo de operación más el costo de la energía no suministrada. El óptimo será aquel en que el costo total, igual a la suma del costo de operación más el costo por la interrupción intempestiva probable, resulte mínimo.

A más tardar el 15 de febrero y 15 de agosto de cada año el OED debe enviar a los Generadores el estudio sobre reserva regulante y la distribución entre regulación primaria y secundaria. Los Generadores contarán con CINCO (5) días corridos para informar sus observaciones.

Antes del 25 de febrero y el 25 de agosto de cada año el OED presentará la propuesta a los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM sobre el criterio definido para dimensionar la reserva regulante y la curva potencia regulante-costo, junto con el óptimo para la operación del sistema eléctrico, adjuntando las observaciones de los Generadores.

Los Distribuidores y Grandes Usuarios contarán con CINCO (5) días corridos para analizar la propuesta y acordar la reserva regulante a utilizar durante el Período Estacional, pudiendo ser una banda distinta al óptimo propuesto pero no de inferior desempeño. De no llegar a un acuerdo en ese plazo, se utilizará el óptimo sugerido por el OED.

La reserva regulante definida, identificando la participación que corresponde a regulación primaria y la participación de la regulación secundaria, estará vigente durante todo el correspondiente Período Estacional.

#### 2.4.2. PRECIO DEL MERCADO Y PRECIOS DE NODO

El despacho óptimo se realiza en el Mercado transfiriendo la oferta de generación al Mercado adicionando al Costo Variable de Producción de cada máquina térmica el costo variable del transporte de la energía desde su punto de conexión hasta el Mercado.

El precio de la energía que resulta en el nodo Mercado para el despacho económico se denomina el Precio de Mercado (PM) de acuerdo a la definición del Capítulo 1 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para cada Precio de Mercado, en cada nodo de la red de transporte le corresponde un precio de nodo transfiriendo el Precio del Mercado hasta el nodo multiplicándolo por el Factor de Nodo. Dicho Factor de Nodo se calcula tal como se describe en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para el cálculo de precios estacionales para la energía de cada Período Trimestral, el OED debe establecer estados típicos previstos definidos por configuraciones características esperadas en la red de Transporte y estados de carga en los intervalos Spot de valle, pico y resto, tal como se indica en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS. Para estos estados típicos el OED debe simular el despacho y flujos previstos y calcular:

\* el Factor de Nodo Estacional para cada punto de Entrada/Salida del MEM en cada banda horaria, con la metodología que se indica en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS;

\* el flujo de potencia típico en cada nodo para cada banda horaria.

El OED debe calcular el Factor de Nodo Estacional para Distribuidores para cada banda horaria como:

\* el Factor de Nodo Estacional en la banda horaria correspondiente al nodo de conexión si el Distribuidor está vinculado en un punto de Entrada/Salida al MEM;

\* el promedio de los Factores de Nodo Estacionales en la banda horaria para cada uno de los nodos de Entrada/Salida al MEM, ponderados por la energía prevista en dichos nodos en los flujos de potencia estacionales con que se definieron los Factores de Nodo Estacionales, si el Distribuidor se conecta en varios puntos con el MEM;

\* el Factor de Nodo Estacional del Distribuidor a través de cuyas instalaciones se conecta al MEM si el Distribuidor no está vinculado directamente a un punto de Entrada/Salida del MEM;

\* el promedio ponderado por energía de los Factores de Nodo Estacionales de los Distribuidores correspondientes si el Distribuidor no está vinculado directamente a un punto de Entrada/Salida del MEM sino que se conecta a través de instalaciones de varios Distribuidores.

#### 2.4.3. DESPACHO ESTACIONAL

##### 2.4.3.1. OFERTA EN EL MERCADO

Para el cálculo del Precio Estacional, el OED debe considerar la oferta integrada por las máquinas pertenecientes a Generadores del MEM de acuerdo a su disponibilidad prevista, las importaciones comprometidas informadas por agentes y Comercializadores e incluidas en la Base de Datos Estacional, y la disponibilidad informada por Autogeneradores y Cogeneradores.

A su vez, la demanda debe estar integrada por los requerimientos de Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores que comprenden en el MEM, y las exportaciones comprometidas informadas por agentes y Comercializadores e incluidas en la Base de Datos Estacional. Si la exportación es un compromiso previsto pero no corresponde a un contrato de exportación firme se modelará como una demanda a cubrir condicionadas a la existencia del excedente necesario en la oferta.

El OED debe representar los Acuerdos de Generación Obligada definidos en el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS tal que, en las condiciones indicadas en el Acuerdo, corresponden a una generación forzada aun cuando no la requiera el despacho económico. Para el caso de resultar generación forzada, su Costo Variable de Producción no afectará el cálculo del Precio Estacional de la Energía.

Para la previsión de Costos Variables de Producción Estacionales, el OED utilizará los registros de Costo Variable de Producción para el Despacho de las últimas CINCUENTA Y DOS (52) semanas y los precios de referencia de combustibles mensuales en cada central. Para el caso de una máquina nueva que no haya estado en servicio todas las últimas CINCUENTA Y DOS (52) semanas, el OED deberá utilizar para las semanas en que no haya estado en servicio el CVP definido para la máquina en el Predespacho Anual de Media.

El OED debe calcular índices de variación de precios de combustibles en cada central térmica. Para ello, para cada tipo de combustible el OED deberá calcular para cada mes del Período la relación entre el precio de referencia previsto, calculado de acuerdo a lo que establece el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS, y el precio de referencia en la central registrado para el mismo mes del año anterior.

El OED debe calcular el Costo Variable de Producción Estacional (CVPE) de una máquina térmica (\$ / kWh) para cada tipo de combustible para cada semana del período y por banda horaria. Para ello tomará el correspondiente Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) de la máquina en la misma semana del año anterior y lo multiplicará por el índice de variación de precios de combustibles calculado para dicho combustible y para la central en que está instalada la máquina. El Costo Variable de Producción Estacional de una máquina térmica queda definido en consecuencia con tantos valores como tipos de combustibles pueda consumir, y para cada tipo de combustible por un valor por banda horaria (pico, valle y resto).

Para la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED calculará el Costo Marginal (CM) de cada máquina térmica con su Costo Variable de Producción Estacional por combustible.

El OED debe representar el Costo Marginal en el Mercado (CMM) de cada máquina térmica “q” transfiriendo su Costo Marginal (CM) al Mercado dividiéndolo por el factor de nodo (FN) de la central.

$$CMM_q (\$/MWh) = CM_q / FN_q$$

Las supuestas de ofertas Spot incluidas para un nodo frontera “i” consistirán en paquetes de energía y/o potencia con un precio asociado (PIMP), que el OED debe modelar como máquinas adicionales cuyo costo es el precio requerido transferido al Mercado (PIMPM) a través del factor de nodo en la interconexión.

$$PIMPM_i (\$/MWh) = PIMP_i / FN_i$$

#### 2.4.3.2. ALEATORIOS CONSIDERADOS

El OED debe simular la operación del Período Estacional para distintos escenarios, correspondientes a distintos comportamientos probables de las variables aleatorias del sistema, para representar de la mejor manera posible las variaciones que se pueden presentar en la oferta y la demanda y reflejar dicha posible variación en el Precio Estacional. Dichas variables aleatorias incluyen:

• Hidraulicidad;

• Crecimiento de la demanda;

• Disponibilidad del parque de generación;

• Comportamiento de los precios de combustibles;

• Supuestos de ofertas de importación y exportación de oportunidad (Spot), de acuerdo a lo que establece el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El OED debe definir escenarios alternativos correspondientes a distintos comportamientos de las variables aleatorias. Para ello debe incluir en cada uno de los ríos en que se ubican centrales hidroeléctricas con potencia instalada y energía firme que afectan la definición del precio medio estacional la aleatoriedad hidráulica utilizando la serie de caudales o, de existir pronóstico, los aportes previstos, los cuales preferentemente deben ser representados como un pronóstico estocástico, indicando series de distinta probabilidad asociada.

También, en base a las condiciones previstas y las ya registradas, analizará el aleatorio precio de combustible y su impacto en los Costo Variable de Producción Estacionales previstos, y el aleatorio importación y exportación de energía eléctrica.

De no incluir la demanda y/o la disponibilidad térmica como aleatorio, el OED debe realizar un análisis de sensibilidad del precio medio de la energía en el trimestre a las variaciones posibles de estas variables de acuerdo a hipótesis que debe definir.

#### 2.4.3.3. PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGIA

Para los escenarios definidos, el OED debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible con su costo en el Mercado, teniendo en cuenta las restricciones de la red de Transporte modelada, de forma tal de abastecer la demanda minimizando el costo de producción más el de falla.

Con la serie de resultados obtenidos de los escenarios definidos, el OED obtendrá los precios previstos en el Mercado para distintas probabilidades de excedencia, y el sobreprecio estacional por riesgo de falla. Las probabilidades de excedencia a considerar se definen: DIEZ (10) %, VEINTICINCO (25) %, CUARENTA (40) %, CINCUENTA (50) %, SETENTA (70) % y OCHENTA (80) %.

##### 2.4.3.3.1. PRECIO MEDIO EN EL MERCADO

Dado un escenario “i”, el OED obtendrá para cada semana “s” el Precio de Mercado previsto en cada banda horaria “b” de pico, valle y horas restantes ( $PM_{s,b}$ ). Con estos valores, el OED debe calcular para cada trimestre “t” del Período Estacional el Precio Promedio del Mercado (PMM) en cada banda horaria “b” ( $PMM_{t,b}^{(i)}$ ) como el promedio ponderado de los precios semanales del trimestre utilizando como factor de ponderación la demanda semanal prevista abastecer (DEMABAST). Dicha demanda se calculará como la demanda total prevista de Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores menos la previsión de energía no suministrada resultante del despacho, más la demanda de bombeo resultado del despacho.

$$PMM_{t,b}^{(i)} (\$/MWh) = \frac{\sum_s (PM_{s,b}^{(i)} \cdot DEMABAST_{s,b}^{(i)})}{\sum_s DEMABAST_{s,b}^{(i)}}$$

siendo “s” las semanas del trimestre “t”.

Este valor corresponde al medio esperado del precio de la energía en el trimestre para la banda horaria “b” y el escenario considerado. Como resultado del conjunto de escenarios definidos, el OED obtendrá una serie de precios promedios de Mercado con la que debe calcular en cada banda horaria “b” Precios Probables de Mercado (PMPROB) para las probabilidades de excedencia definidas. Cada precio PMPROB<sub>b,p</sub> correspondiente a una probabilidad “p” % será calculado por el OED como el precio que es superado en un “p” % de los casos en la serie obtenida.

##### 2.4.3.3.2. SOBREPREGIO ESTACIONAL POR RIESGO DE FALLA

En los programas de optimización y simulación de la operación del MEM la falla se modela como escalones “f” de distinta profundidad, expresados cada uno como un porcentaje de la demanda que no se podrá abastecer por falta de generación y su costo asociado (CFALLA). El último escalón corresponde al Costo de la Energía no Suministrada (CENS).

El Costo de la Energía no Suministrada es determinado por la SECRETARIA DE ENERGIA, a través de estudios de valorización económico y social de la energía no abastecida. El valor vigente a partir del 1 de mayo de 1994 es de UNO COMA CINCO (1,5) dólares por kWh no suministrado.

Dado un escenario “i”, el OED obtendrá para cada semana “s” la energía no suministrada (ENS) prevista en cada escalón de falla “f” y el valor correspondiente a cada una de las probabilidades de excedencia “p” definidas (ENSPROB<sub>s,f,p</sub>).

En base al riesgo de falla de energía, de surgir energía no suministrada (ENS) prevista, o el riesgo de falla en la punta dada la indisponibilidad probable, el OED debe determinar el Sobreprecio Estacional

por Riesgo de Falla (SERF) para la probabilidad de excedencia correspondiente al CINCUENTA (50) % de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo 6 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 2.4.3.3.3. PRECIOS PROBABLES DE LA ENERGIA POR BANDA HORARIA

El precio de la energía en la banda horaria “b” PPROB<sub>b,p</sub> correspondiente a una probabilidad de excedencia “p” es calculado por el OED con el correspondiente Precio Probable de Mercado (PMPROB) salvo en la banda horaria de pico en que al Precio Probable de Mercado (PMPROB) se debe adicionar el correspondiente Sobreprecio Estacional por Riesgo de Falla (SERF).

\* Siendo “b” la banda horaria de horas restantes o valle, resulta para la probabilidad de excedencia “p”:

$$\text{PPROB}_{b,p} = \text{PMPROB}_{b,p}$$

\* Siendo “b” la banda horaria de pico, resulta para la probabilidad de excedencia “p”:

$$\text{PPROB}_{b,p} = \text{PMPROB}_{b,p} + \text{SERF}$$

En consecuencia, el OED debe calcular para cada banda horaria “b” los siguientes precios probables: PPROB<sub>b,10%\*</sub>, PPROB<sub>b,25%\*</sub>, PPROB<sub>b,40%\*</sub>, PPROB<sub>b,50%\*</sub>, PPROB<sub>b,70%\*</sub> y PPROB<sub>b,80%\*</sub>.

#### 2.4.4. APARTAMIENTOS POR PRECIOS LOCALES

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.

El Precio de Nodo se calcula como:

\* 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 de cada Período Trimestral, el OED deberá identificar las condiciones de las Areas Desvinculadas que se produzcan al activarse una restricción de transporte entre el conjunto de nodos del área y el Mercado que genere limitaciones al despacho óptimo del MEM y en que el área tendrá su propio precio, denominado Precio Local (PL). El OED deberá realizar el seguimiento de los precios locales que se presenten y evaluar los apartamientos que se registran para cada Distribuidor respecto del correspondiente Precio Estacional de la energía. Cada vez que un área se desvincule del Mercado, se generará una diferencia que puede ser negativa o positiva para los Distribuidores del área, denominada Sobrecosto por Precio Local (SCPL). El OED debe calcular este sobrecosto en cada intervalo Spot como la diferencia entre el Precio de Mercado y el Precio Local para ese intervalo Spot, 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 el intervalo Spot “h” resulta:

$$\text{SCPL}_{j(s)}^h = (\text{IPL}_a^h - \text{PM}^h) * \text{FN}_{j(s)}^h * \text{PDEMEST}_{j(s)}^h$$

siendo PDEMEST<sub>j(s)</sub><sup>h</sup> la demanda de energía comprada a Precio Estacional por el Distribuidor “j” en el intervalo Spot “h”.

Cada intervalo Spot en que el Distribuidor se encuentra vinculado al Mercado, el sobrecosto será cero.

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

$$\text{APPL}_{j(s)}^m = \sum_h \text{SCPL}_{j(s)}^h$$

siendo “h” los intervalos Spot del mes.

A cada Período Trimestral “t” se le asignará el apartamiento acumulado en los TRES (3) meses entre el último mes del Período Trimestral segundo anterior (“t-2”) y el segundo mes del Período Trimestral anterior (“t-1”), denominado Apartamiento Trimestral por Precios Locales.

$$\text{APTRIPL}_{j(s)}^t = \sum_m \text{APPL}_{j(s)}^m$$

siendo “m” los meses comprendidos entre m<sub>1</sub> y m<sub>1</sub>+2, donde m<sub>1</sub> es el primer mes del Período Trimestral a programar menos CUATRO (4).

Totalizando el monto del Apartamiento Trimestral por Precios Locales que corresponde a cada Distribuidor, el OED obtendrá el monto total a asignar al precio estacional de la energía para Distribuidores en el trimestre “t”.

$$\text{APTOTPL}_{(s)}^t = \sum_j \text{APTRIPL}_{j(s)}^t$$

siendo “j” los Distribuidores.

#### 2.4.5. FONDO DE ESTABILIZACION

Cada mes surgirá una diferencia entre lo recaudado por compras de energía y lo abonado por ventas de energía y por variables de transporte en el MEM que se acumula en el Fondo de Estabilización, excluidas las diferencias que surgen atribuibles a las pérdidas. La evolución de este fondo refleja la diferencia acumulada entre el Precio Estacional de la Energía y el Precio Spot medio de la energía.

La recaudación a asignar está dada por la suma de:

\* los montos pagados por los Distribuidores por su compra de energía realizada al precio estacional de la energía;

\* los montos pagados por la compra de energía realizada a Precio Spot por Grandes Usuarios y Autogeneradores;

\* los montos pagados por Generadores y Cogeneradores con contratos por la compra de energía a Precio Spot;

\* los montos pagados al correspondiente Precio Spot por las centrales de bombeo por su compra de energía para bombear;

\* los montos pagados por los Contratos del Mercado a Término en concepto de cargo variable del Transporte;

\* los montos pagados por las exportaciones a países interconectados realizadas en el Mercado Spot;

\* el Monto Mensual de Diferencia por Energía que se retira de la Cuenta de Energía Adicional.

El total pagado está dado por la suma de:

\* los montos remunerados a Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores por las ventas de energía en el Mercado Spot;

\* los montos remunerados por las ventas de energía en el Mercado Spot a Distribuidores y Grandes Usuarios con contratos;

\* el monto asignado a la Cuenta de Apartamiento del Transporte como remuneración variable por energía eléctrica transportada (RVTE);

\* los montos abonados por las importaciones Spot de energía de países interconectados.

El fondo requiere contar con un monto mínimo para cubrir el pago a los vendedores de resultar los precios Spot durante el trimestre superiores al Precio Estacional. Para cada Período Trimestral, el OED debe calcular el Apartamiento Máximo Previsto (APMAX) como la diferencia que resultaría si la demanda total prevista abastecer a Distribuidores al Precio Estacional se debe producir a un precio que resulta mayor en un determinado porcentaje, denominado Porcentaje de Apartamiento (%AP), que el precio previsto para una probabilidad de ocurrencia del CINCUENTA (50) %. El Porcentaje de Apartamiento se define en el QUINCE (15) %. El OED debe calcular dicho precio medio como el promedio de los precios por banda horaria para una probabilidad de ocurrencia del CINCUENTA (50) % (PPROB<sub>b,50%</sub>) ponderado por la demanda prevista abastecer a precio estacional en cada banda horaria.

El Apartamiento máximo resulta entonces:

$$\text{APMAX}^t (\$) = 0.15 * \sum_b [\text{PPROB}_{b,50\%}^t * \sum_j \text{DEMESTB}_{b,j}^t]$$

siendo:

\* b = banda horaria de pico, valle y resto.

\* DEMESTB<sub>b,j</sub><sup>t</sup> = demanda prevista abastecer a Precio Estacional al Distribuidor “j” durante el trimestre en la banda horaria “b”.

Para la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral se definirá la condición en que se encuentra el fondo de acuerdo al monto disponible calculado como el monto acumulado en el Fondo de Estabilización al 1 de abril de tratarse de la Programación Estacional de Invierno, al 1 de octubre de cada año de ser la Programación Estacional de Verano, y al 1 de julio y al 1 de enero para la Reprogramación Trimestral de invierno y de verano respectivamente, más el monto con su correspondiente signo a asignar en el trimestre al precio de Distribuidores por el Apartamiento por Precio Local (APTOTPL).

Se definen las siguientes condiciones.

\* El Fondo se encuentra en situación adecuada si el monto disponible no es inferior al Apartamiento Máximo ni lo supera en más de un DIEZ (10) %.

\* El Fondo se encuentra en situación de probable sobrante si el monto supera al Apartamiento Máximo previsto dentro de una banda que oscila entre un DIEZ (10) % y un VEINTICINCO (25) %.

\* El Fondo cuenta con recursos en exceso si el monto disponible supera al Apartamiento Máximo previsto en más de un VEINTICINCO (25) %.

\* El Fondo se encuentra en situación de probable faltante si el monto calculado es inferior al Apartamiento Máximo Previsto pero mayor que el OCHENTA Y CINCO (85) % de dicho valor.

\* El Fondo tiene falta de recursos si el monto disponible es inferior al OCHENTA Y CINCO (85) % pero mayor que el CUARENTA (40) % del Apartamiento Máximo Previsto.

\* El Fondo no tiene recursos si el monto disponible es inferior al CUARENTA (40) % del Apartamiento Máximo Previsto.

#### 2.4.6. PRECIO ESTACIONAL DE LA ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES

El 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 lo indicado 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 (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 (70) %.

\* Si el Fondo cuenta con recursos en exceso, el Precio de Referencia para cada banda horaria será el correspondiente a probabilidad OCHENTA (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 (40) %.

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

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

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

$$SPPL_j^t (\$/MWh) = \frac{APTRIPL_j^t}{\sum_b DEMESTB_{bj}}$$

siendo:

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

\* DEMESTB<sub>bj</sub> = demanda prevista abastecer en la banda horaria "b" a Precio Estacional al Distribuidor "j" durante el Período Trimestral "t".

El 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 sobreprecio por precios locales

$$PEST_{jb}^t (\$/MWh) = PREF_b^t * FNE_{jb}^t + SPPL_j^t$$

## 2.4.7. CARGO POR ENERGIA ADICIONAL

### 2.4.7.1. CALCULO DE LAS DIFERENCIAS POR PERDIDAS

Para abastecer la demanda, la red eléctrica tiene un nivel de pérdidas y, como resultado, en todo momento la generación de energía y potencia requerida para abastecer a los agentes consumidores es superior a su demanda de energía y potencia.

Las pérdidas son atribuibles a los siguientes motivos.

\* Pérdidas variables por energía activa transportada.

\* Pérdidas variables de energía reactiva transportada.

\* Pérdidas de energía no variables del Transporte (pérdidas en vacío de transformador y efecto corona).

Para un período "p", se denomina Diferencia por Energía (DIFE<sup>p</sup>, en MWh) al valor de pérdidas de energía medidas en dicho período debido a las pérdidas variables por energía reactiva transportada y las pérdidas no variables de Transporte que afectan las transacciones de energía. Al finalizar cada semana "s" el OED debe realizar el cierre entre generación y demanda de energía medidas. Al valor resultante como pérdidas totales de energía le debe restar las pérdidas variables de Transporte por energía que resultan del cálculo de los Factores de Nodo. El resultado de esta resta se considera la Diferencia por Energía de la semana.

La Diferencia por Energía de un mes "m" (DIFE<sup>m</sup>, en MWh) se calcula totalizando las diferencias correspondientes a las semanas del mes, asignando a aquellas semanas que no estén comprendidas totalmente dentro del mes la parte de su Diferencia por Energía proporcional a la energía abastecida en los días de la semana que pertenecen al mes dentro de la demanda total de energía abastecida en la semana.

Para cada semana "s", se denomina Monto Semanal de Diferencia por Energía (SEMDIFE<sup>s</sup> en \$) al monto faltante que surge en las transacciones de energía debido a la Diferencia por Energía. Este monto se calcula:

\* totalizando el monto que correspondería pagar por energía a los Generadores, valorizando la generación al precio de nodo de la energía, y al Transporte, como el monto asignado a la Cuenta de Apartamiento del Transporte en concepto de remuneración variable por energía eléctrica transportada (RVTE) y el monto asignado a la Cuenta de Restricciones a la Capacidad de Transporte en concepto de Recaudación Variable por Precio Local de Energía (RVPLE).

\* y restando el monto que se recaudaría en concepto de energía si toda la demanda se comprara en el Mercado Spot, valorizando la demanda abastecida a su precio de nodo de la energía.

Para un mes "m", se denomina Monto Mensual de Diferencia por Energía (\$DIFE<sup>m</sup>) a la suma del Monto Semanal de Diferencia por Energía (SEMDIFE<sup>s</sup>) de las semanas del mes, asignando a aquellas semanas que no estén comprendidas totalmente dentro del mes una parte del monto calculado proporcional a la energía abastecida en los días de la semana que pertenecen al mes dentro de la demanda total de energía abastecida en la semana.

Para un mes "m", se denomina Precio Spot Mensual de la Energía (PMMES<sup>m</sup>) al promedio del precio Spot de la energía en el Mercado de los intervalos Spot del mes, ponderado por la demanda abastecida.

Para un mes "m", se denomina Porcentaje de Diferencia por Energía (%DIFE<sup>m</sup>) a la proporción del Precio Spot Mensual de la Energía que representa el precio que resulta para las pérdidas medidas en la Diferencia por Energía. Dicho precio de las pérdidas se calcula dividiendo el Monto Mensual de Diferencia por Energía (\$DIFE<sup>m</sup>) por la Diferencia por Energía (DIFE<sup>m</sup>).

$$\%DIFE^m = (\$DIFE^m / DIFE^m) / PMMES^m$$

### 2.4.7.2. PRECIO ESTACIONAL POR ENERGIA ADICIONAL

Junto con la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED debe incluir un informe, con los datos históricos de la energía correspondiente a Diferencia por Energía (DIFE<sup>m</sup>) registradas mensualmente, indicando valores medios, máximos y mínimos, tendencia observada y su análisis. En base a este informe, el OED debe proponer la Diferencia Trimestral Prevista por Energía (DIFE<sup>t</sup>) a utilizar en la Programación.

Debe incluir también en dicho informe el Porcentaje de Diferencia por Energía (%DIFE<sup>m</sup>) que resulta históricamente de los cálculos, indicando valores medios, máximos y mínimos, tendencia observada y su análisis. En base a ello, el OED debe proponer el Porcentaje Previsto por Energía (%DIFE<sup>t</sup>) a utilizar en la Programación.

El OED debe informar el estado previsto al comienzo del período a programar de la Cuenta por Energía Adicional, que se define en el punto 2.4.7.4. Para el primer trimestre del período a programar ("t1"), el OED debe considerar como ajuste al Precio Estacional por Energía Adicional el saldo previsto en dicha cuenta al comienzo del período a programar (SALADIC), con signo invertido, dividido por la demanda total de energía prevista abastecer a Distribuidores (DEMDIST) en el trimestre.

$$AJUSA^t (\$/MWh) = - SALADIC / DEMDIST^t$$

Para el segundo trimestre ("t2") del Período Estacional, el OED debe considerar que el ajuste es cero.

El OED debe calcular para cada Período Trimestral "t", el Porcentaje Previsto de la Diferencia por Energía (%PERDE<sup>t</sup>), como el producto del porcentaje que representa la Diferencia Trimestral Prevista por Energía (DIFE<sup>t</sup>) dentro de la demanda prevista abastecer en el trimestre (DEMPREV), por el Porcentaje Previsto por Energía (%DIFE<sup>t</sup>).

$$\%PERDE^t = \frac{DIFE^t}{DEMPREV^t} * \%DIFE^t$$

El OED debe calcular el Precio Estacional por Energía Adicional (PERDEST<sub>b</sub><sup>t</sup>) que corresponde a cada banda horaria "b" en cada trimestre "t" del período a programar totalizando los siguientes valores.

a) El precio de la Diferencia por Energía, calculado como el producto del Porcentaje Previsto de la Diferencia por Energía (%PERDE<sup>t</sup>) por el Precio de Referencia de la Energía en el Mercado (PREF) en dicha banda para el trimestre.

j) b) el ajuste calculado (AJUSA<sup>t</sup>) dado el monto a recuperar en el trimestre del saldo de la Cuenta por Energía Adicional.

$$\text{Para "b" banda horaria de valle, pico o resto:} \\ PERDEST_b^t (\$/MWh) = PREF_b^t * \%PERDE^t + AJUSA^t$$

### 2.4.7.3. CALCULO DEL CARGO POR ENERGIA ADICIONAL

Los Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores que compran del MEM comparten el pago de las diferencias que surgen debido a las pérdidas. Para ello, pagan mensualmente un Cargo por Energía Adicional de acuerdo a la energía consumida en el mes.

#### 2.4.7.3.1. VALOR SEMANAL DE LA ENERGIA ADICIONAL

Al finalizar cada semana "s", el OED debe evaluar el saldo de las pérdidas en el Mercado calculando la Diferencia por Energía que resulta y el monto semanal correspondiente, de acuerdo a la metodología establecida en el punto 2.4.7.1.

Los montos calculados se deben repartir entre la demanda total del MEM abastecida en dicha semana. Para ello, el OED debe calcular el Valor Semanal de la Diferencia por Energía (VALSEME), dividiendo el Monto Semanal de Diferencia por Energía (SEMDIFE<sup>s</sup>) por la integración de la demanda (PDEM) total abastecida en cada intervalo Spot de la semana.

$$VALSEME^s (\$/MWh) = \frac{SEMDIFE^s}{\sum_h \sum_j PDEM^h_j}$$

siendo:

\* h = intervalos Spot de la semana.

\* j = agentes consumidores.

#### 2.4.7.3.2. CARGO POR ENERGIA ADICIONAL PARA GRANDES USUARIOS Y AUTOGENERADORES

Al finalizar cada mes "m", el OED debe calcular el Cargo por Energía Adicional (CARADIC) de cada Autogenerador y Gran Usuario "j" en función a su demanda abastecida (PDEM), totalizando el cargo que resulta para cada semana incluida en el mes en función de los correspondientes Valor Semanal de la Diferencia por Energía.

$$CARADIC_j^m (\$) = \sum_s [VALSEME^s * \sum_{h(s)} PDEM^{h(s)}_j]$$

siendo:

\* s = semanas que incluyen días del mes "m".

\* h(s) = intervalos Spot de la semana "s" que se encuentran en días del mes "m".

#### 2.4.7.3.3. Cargo por energía adicional para distribuidores

Al finalizar cada mes "m" de un trimestre "t", el OED debe calcular el Cargo por Energía Adicional (CARADIC) correspondiente a cada Distribuidor "j" totalizando el cargo que resulta en cada banda horaria. El cargo para una banda horaria "b" se calcula multiplicando su demanda de energía abastecida en la banda horaria (DEMBAN) por el correspondiente Precio Estacional por Pérdidas para dicha banda.

$$CARADIC_j^m (\$) = \sum_b (DEMBAN_{bj}^m * PERDEST_b^t)$$

**2.4.7.4. Cuenta por energía adicional**

La diferencia mensual que surge entre lo que deberían pagar los Distribuidores de acuerdo al Valor Semanal de la Diferencia por Energía de las semanas del mes y su energía consumida, y lo efectivamente recaudado de dichos agentes en concepto de Cargo por Energía Adicional, se acumula dentro del Fondo de Estabilización en una subcuenta denominada Cuenta por Energía Adicional.

Al finalizar cada mes, el OED debe asignar a esta cuenta lo recaudado de los agentes consumidores en concepto de Cargo por Energía Adicional, y le debe retirar el Monto Mensual de Diferencia por Energía para asignarlo al Fondo de Estabilización.

El OED, junto con la información de seguimiento de estado del Fondo de Estabilización, debe realizar el seguimiento de la Cuenta por Energía Adicional. El monto acumulado en esta cuenta es transferido al cálculo del Precio Estacional por Energía Adicional del siguiente Período Trimestral, como se indica en el punto 2.4.7.2.

Para la evaluación del estado del Fondo de Estabilización en lo que hace a definir la probabilidad a utilizar para definir el Precio de Referencia de la Energía en el Mercado, el OED no debe incluir el resultado de la Cuenta por Energía Adicional.

**ANEXO XVIII. precio Estacional de la potencia****ANEXO XIX. demanda Máxima**

Al realizar sus proyecciones de demanda de energía y pronosticar sus curvas de carga características, los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM deben determinar también su previsión de demanda de potencia máxima mensual en los nodos de conexión al 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 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 con procesos industriales de producción podrán declarar parte de su demanda como Potencia Interrumpible y también ofertarla como reserva de corto plazo para la operación del MEM.

**2.5.1.1. potencia Declarada y potencia de importación.**

Cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador debe informar al incorporarse al MEM 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 MEM durante dichas horas en que se remunera la potencia.

Junto con los datos para la Programación Estacional, los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM deben informar al 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 MEM para cada mes del Período Estacional e informarla al OED.

Asimismo, para tener en cuenta la demanda a retirar del 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 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 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, éste último debe informar al OED la potencia a adicionar a su Potencia Declarada para tener en cuenta su nueva demanda.

**2.5.1.2. GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES**

El Gran Usuario del MEM que tome energía para abastecer un proceso de producción podrá ofertar una parte de su Potencia Declarada como disponible para ser retirada del MEM en caso de requerimiento de reserva y/o emergencias en la operación y/o déficit en la oferta y/o capacidad de transporte. En este caso se convierte en un Gran Usuario Interrumpible (GUI) y su interrumpibilidad en reserva para faltantes y/o condiciones extraordinarias en el MEM.

De acuerdo a los tiempos de respuesta comprometidos y de quedar habilitado para ello, parte o toda la potencia interrumpible será considerada reserva de corto 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 plazo y que queda habilitado para ello, no le corresponde pagar el cargo por potencia asociada a dicha compra de reserva de corto 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 REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA.****2.5.2.1. Objeto.**

La remuneración de la potencia a Generadores dependerá de su aporte a los distintos servicios de reserva del MEM durante las horas en que se remunera la potencia. Dichos servicios tienen como objeto garantizar el cubrimiento de la demanda con generación económica así como contar con respaldo de reserva para condiciones extraordinarias que limiten el riesgo de no abastecer y con reservas de corto plazo para la operatividad del sistema y la calidad pretendida.

Cada demanda en el MEM, incluyendo la demanda por contratos de exportación, pagará cargos por potencia en función de su requerimiento de los distintos tipos de reserva y servicios asociados a la potencia.

**2.5.2.2. PERIODO EN QUE SE REMUNERA LA POTENCIA.****2.5.2.2.1. CANTIDAD DE HORAS.**

La cantidad de horas en que se remunera la potencia se establece en NOVENTA (90) horas para una semana típica de CINCO (5) días hábiles, un día semilaborable y un día feriado.

Junto con la Programación Estacional de Verano, el OED determinará los intervalos Spot en que se remunera la potencia en cada uno de los DOCE (12) meses del período Noviembre a Octubre, para una demanda típica semanal, con el objeto que las señales económicas para la generación y el consumo y los compromisos asociados a la reserva sean predecibles.

Con la Programación Estacional de Verano, el OED deberá indicar para cada mes del período Noviembre a Octubre los intervalos Spot de cada día típico en que se remunerará la potencia.

**2.5.2.2.2. FORMA DE DEMANDA TIPICA.**

El OED calculará la forma de la demanda típica semanal a utilizar para determinar los intervalos Spot en que remunerará la potencia en cada mes calculando una forma de demanda típica para cada día de la semana, o sea lunes, martes, miércoles, jueves, viernes, sábado o semilaborable y domingo o feriado.

Para cada mes y para cada agente Consumidor (por punto de entrega de corresponder, según sean los puntos de conexión y medición), el OED determinará la forma de demanda de cada día típico de dicho mes como la demanda promedio registrada para el correspondiente tipo de día, utilizando el último registro de mediciones que se cuente para dicho mes. Se entiende por día hábil a cada día del año que no sea sábado, domingo o feriado tanto obligatorio como optativo. Cada día que no corresponda a un día hábil, será calificado como semilaborable o feriado, según corresponda. Cada día laborable será calificado como lunes a viernes, según corresponda. De este modo, el OED determinará la forma de demanda a considerar como forma de demanda típica de día lunes, martes, miércoles, jueves, viernes, día semilaborable y día no laborable (feriado).

**2.5.2.2.3. DETERMINACION DE LAS HORAS A REMUNERAR.**

El OED realizará el siguiente procedimiento para determinar los intervalos Spot en que se remunerará la potencia en cada mes.

En primer lugar, el OED calculará la forma de la demanda típica semanal del MEM totalizando las formas de demanda típicas calculadas por agente Consumidor. Con esta forma de curva de demanda, determinarán las NOVENTA (90) horas de mayor demanda de la semana típica resultante. Los intervalos Spot comprendidos en dichas horas se ordenarán por demanda decreciente, en una lista ordenada de demandas máximas típicas.

Una vez ordenadas los intervalos Spot de mayor demanda típica, el OED deberá verificar si resultan sin remuneración de potencia intervalos Spot en que, para la calidad del servicio, es crítico el contar con incentivos a la reserva para la operación. Dichos intervalos Spot se determinarán como aquellos en que el incremento previsto de demanda respecto del intervalo Spot anterior es mayor que el QUINCE (15) % y que, por lo tanto, el aleatorio de velocidad de subida de carga puede afectar el abastecimiento si no se cuenta con suficiente reserva de corto plazo. En vista que la remuneración de la potencia se asociará a la reserva de potencia para garantía de suministro y calidad del servicio, dichos intervalos Spot deben ser incluidos con remuneración a la potencia. El OED asignará cada intervalo Spot en esta condición al período con remuneración de potencia.

Para mantener el período a remunerar la potencia en las NOVENTA (90) horas establecidas, el OED deberá retirar en reemplazo de los intervalos Spot agregados por requisitos de calidad asociados a la reserva, la misma cantidad de intervalos Spot incluidos inicialmente por ser los de mayor demanda. Para ello, de la lista ordenada de demandas máximas típicas eliminará la cantidad de intervalos Spot requeridos comenzando por la última demanda de la lista (la menor demanda típica) y continuando por orden de demanda creciente, excluyendo los intervalos Spot en que el contar con incentivos a reserva para la operación es crítico de acuerdo al criterio definido en el párrafo anterior.

Como resultado el OED obtendrá los intervalos Spot de cada día típico en que se remunerará la potencia en cada mes. Dicho período se denominará horas en que se remunera la potencia.

**2.5.2.3. PRECIO MAXIMO DE LA POTENCIA.**

El Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD) se calcula como la suma de dos valores:

\* Un Precio Base (\$BASE) definido en CINCO (5) u\$s/MW por hora en que se remunera la potencia (hrp).

\* Un Precio por Confiabilidad (\$CONF), con un valor mínimo de CINCO (5) u\$s/MW por hora en que se remunera la potencia (hrp), que determina la SECRETARIA DE ENERGIA.

$$\text{\$PPAD (u\$s/MW hrp)} = \text{\$BASE} + \text{\$CONF}$$

A partir del primero de mayo de 1994 el Precio por Confiabilidad se define en CINCO (5) u\$s/MW por hora en que se remunera la potencia y el Precio de la Potencia en el Mercado resulta DIEZ (10) u\$s/MW por hora en que se remunera la potencia.

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

#### 2.5.2.4. REMUNERACION POR POTENCIA.

La remuneración por potencia que reciba cada Generador estará dada por la asignación de los siguientes servicios de reserva y el cumplimiento de los compromisos asociados, de acuerdo a lo indicado en el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- Servicio de reserva de mediano plazo.
- Servicio de reserva de corto plazo, excluyendo reserva fría.
- Servicio de reserva fría.
- Servicio de reserva contingente.
- Adicional por reserva rotante.
- Remuneración por sobrantes de potencia.

En la operación real, ante incumplimiento en un compromiso de reserva de una máquina, otra máquina podrá resultar aportando potencia en su reemplazo y con una remuneración en compensación, de acuerdo a lo que establecen los Anexos correspondientes a los distintos tipos de reserva y el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para el cálculo de la remuneración asociada a un servicio de reserva, se considerará como remuneración de potencia de una máquina la reserva asignada durante las horas en que se remunera la potencia valorizada al precio de la reserva en el Nodo, o sea el precio de la reserva en el Mercado transferido al nodo a través del Factor de Adaptación.

Para cada contrato de reserva fría, el OED deberá asignar las remuneraciones que resulten por reserva a la potencia contratada al agente que es la parte compradora como:

- si el comprador es un agente Consumidor: un crédito al Cargo por Potencia Despachada para la reserva de mediano plazo y al Cargo por Reserva para las restantes reservas;
- si el comprador es un agente Productor: una remuneración en el correspondiente servicio de reserva.

#### 2.5.2.5. CARGOS POR POTENCIA.

En el MEM existen los siguiente cargos por potencia:

- Cargo por Potencia Despachada.
- Cargo por Reserva de Potencia.
- Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.
- Cargo por Compensaciones, a pagar por Generadores ante incumplimientos en los servicios de reserva de mediano plazo y reserva contingente asignados, y que se describe en el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

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 contratos de exportación, le corresponderá 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 a la demanda de reserva, ya sea de 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 su aporte a las reservas de corto plazo de tratarse de un Gran Usuario Interrumpible, de acuerdo a lo que se establece en este capítulo.

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, 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).

#### 2.5.2.6. DETERMINACION DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE MEDIANO PLAZO Y RESERVA CONTINGENTE.

Junto con la Programación Estacional de Verano, el OED debe calcular la asignación de servicio de reserva de mediano plazo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS, y el servicio de reserva contingente, de acuerdo a lo que establece el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS, para los siguientes doce meses en el MEM.

Junto con la Programación Estacional de Invierno y cada Reprogramación Trimestral, el OED debe recalcular la asignación de servicio de reserva de mediano plazo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS, y el servicio de reserva contingente, de acuerdo a lo que establece el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS, para los meses restantes hasta finalizar el siguiente mes de Octubre.

#### 2.5.2.7. DETERMINACION DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE CORTO PLAZO.

Los tipos de reserva de corto 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.

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto, el OED debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA un informe proponiendo el nivel de reserva operativa 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.

Antes del 20 de febrero y 20 de agosto de cada año, el OED enviará un informe a los Generadores del MEM indicando su propuesta para cada tipo de reserva de corto plazo, incluyendo Reserva Fría y Reserva Operativa, para el siguiente Período Estacional. El informe incluirá la correspondiente justificación basada en el requerimiento de garantizar la operatividad y calidad de servicio en el MEM. Deberá indicar también la reserva de corto plazo disponible en los Grandes Usuarios declarados como interrumpibles y el dimensionamiento programado de las reservas de corto plazo. Los Generadores podrán enviar sus observaciones dentro de los siguientes CINCO (5) días.

Antes del 1 de marzo y 1 de setiembre el OED presentará a los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM la propuesta para dimensionar las reservas de corto plazo en el Período Estacional y las observaciones de los Generadores. Los Distribuidores y Grandes Usuarios contarán con CINCO (5) días corridos para proponer con fundamento un apartamiento respecto del valor propuesto para la reserva fría. De no llegarse a un acuerdo en ese plazo, se adoptará la propuesta del OED.

En el despacho y la operación real durante el Período Estacional, el Precio en el Mercado de cada reserva de corto plazo se calculará de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, con un tope dado por el Precio de la Potencia en el Mercado.

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

El precio de cada cargo por potencia se determina mensualmente, salvo para Distribuidores en que el precio de dichos cargos se estabilizan para cada Período Trimestral.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el 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

El Cargo por Potencia Despachada refleja el requerimiento del servicio de reserva de mediano plazo de una demanda. La potencia asociada al Cargo de Potencia Despachada está dado por la demanda durante las horas en que se remunera la potencia.

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 central de bombeo que realiza ciclos de bombeo tiene asociado un Cargo por Potencia Despachada mensual que refleja su bombeo registrado 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.

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.

Cada contrato de importación tiene 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 previsto 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 dado 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 OED debe calcular para cada agente Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador la curva de Demanda con Requerimiento de Reserva de cada intervalo de medición comercial (que resulta del SMEC) como:

- la suma de la demanda registrada por el SMEC en sus puntos de conexión al MEM;
- menos la suma de la entrega para dicho intervalo de medición comercial de cada uno de los contratos de importación sin respaldo en que es la parte compradora.

Al finalizar el mes el OED debe calcular para cada agente Consumidor 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 del 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.

##### 2.5.3.2. PRECIO DE LA POTENCIA DESPACHADA

Para cada Período Trimestral, el OED debe definir un Precio Estacional por Potencia Despachada para Distribuidores en función de la reserva de mediano plazo asignada, la demanda prevista durante las horas en que se remunera la potencia, el Precio de la Potencia en el Mercado y el estado de la Cuenta de Apartamiento de la Potencia Despachada. Este precio se asignará exclusivamente a la compra realizada por un Distribuidor.

A su vez, cada mes el OED debe definir un Precio Mensual por Potencia Despachada en función de la reserva de mediano plazo asignada para dicho mes, el Precio de la Potencia en el Mercado y la

demanda registrada durante las horas en que se remunera la potencia. Este precio se aplicará a los agentes que no son Distribuidores.

#### 2.5.3.2.1. PRECIO ESTACIONAL POR POTENCIA DESPACHADA.

En la Programación Estacional, el OED debe calcular la Reserva de Mediano Plazo Trimestral (RESMPTRI) totalizando para cada trimestre del período la reserva de mediano plazo asignada a las semanas del trimestre.

Por otra parte debe estimar el monto previsto al comienzo del período a programar acumulado en la Cuenta de Apartamiento de la Potencia Despachada (CUENDESP), resultado de la metodología indicada en el punto 2.5.3.2.4. Para el primer trimestre (t1) del período a programar se debe tomar como ajuste necesario al precio el monto previsto en la cuenta con signo contrario.

$$AJUSD^{t1} = - CUENDESP$$

En la Programación Estacional, para el cálculo del precio del segundo trimestre, debe considerar que el ajuste es CERO (0).

Se denomina Demanda Cubierta por el MEM (DEMMEM) de un agente Consumidor a la demanda en el o los nodos de conexión al del MEM menos la demanda comprada de contratos de importación. Se denomina Compra de Potencia Despachada (COMPDESP) de un Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario a la suma de su Demanda Cubierta por el MEM durante las horas "h" en que se remunera la potencia.

$$COMPDESP_j (MW) = \sum_n (DEMMEM^{h_j})$$

El Precio Base de la Potencia Despachada (PHRBAS) refleja el precio base horario asociado a la reserva de mediano plazo. Para cada Período Trimestral "t", el OED debe definir dicho precio valorizando la Reserva de Mediano Plazo Trimestral (RESMPTRI) al Precio Base de la Potencia (\$BASE), y dividiéndolo por la Demanda Cubierta por el MEM (DEMMEM) total prevista durante las horas en que se remunera la potencia en el Período Trimestral.

$$PHRBAS^t (\$/MW hrp) = \frac{RESMPTRI^t}{\sum_j \sum_n (DEMMEM^{h_j})} * \$BASE$$

siendo:

\* hrp = horas en que se remunera la potencia.

\* h = horas en que se remunera la potencia en el Período Trimestral "t".

\* j = Agentes Consumidores.

\* DEMMEM<sup>h<sub>j</sub></sup> = promedio para los intervalos Spot comprendidos en la hora "h" de la demanda prevista menos la curva de carga prevista de los contratos de importación en que el agente Consumidor "j" es la parte compradora.

Este precio se expresará también como un valor por MW medio mes demandado en las hora en que se remunera la potencia. Para ello, el OED debe multiplicar el Precio Base de la Potencia Despachada (PHRBAS) por el número de horas en que se remunera la potencia promedio mes en el trimestre.

$$PMESBAS^t (\$/MW mes) = PHRBAS^t * (\sum_m NHRPm) / 3$$

Siendo:

\* m = meses del Período Trimestral "t".

\* NHRPm = total de horas en que se remunera la potencia en el mes "m".

El Precio por Confiabilidad (PHRCONF) refleja el precio horario por confiabilidad asociado a la reserva de mediano plazo. Para cada Período Trimestral "t", el OED debe definir dicho precio con la siguientes metodología:

• Valorizar la Reserva de Mediano Plazo Trimestral (RESMPTRI) al Precio por Confiabilidad de la Potencia (\$CONF), y dividirlo por la Demanda Cubierta por el MEM (DEMMEM) total prevista durante las horas en que se remunera la potencia en el Período Trimestral.

• Sumar el ajuste previsto por Cuenta de Apartamiento de la Potencia Despachada (AJUSD) y dividirlo por Demanda Cubierta por el MEM (DEMMEM) de Distribuidores durante las horas en que se remunera la potencia en el Período Trimestral.

$$PHRCONF^t (\$/MW hrp) = \frac{(RESMPTRI^t * \$CONF)}{\sum_j \sum_n (DEMMEM^{h_j})} + \frac{AJUSD^t}{\sum_{ij} \sum_n (DEMMEM^{h_{ij}})}$$

siendo:

\* hrp = horas en que se remunera la potencia.

\* h = hora en que se remunera la potencia en el Período Trimestral "t".

\* j = Agentes Consumidores.

\* jj = Agentes Distribuidores

\* DEMMEM<sup>h<sub>ij</sub></sup> = promedio para los intervalos Spot comprendidos en la hora "h" de la demanda prevista menos la curva de carga prevista de los contratos de importación en que el agente "j" es la parte compradora.

Este precio se expresará también como un valor por MW medio mes demandado durante las horas en que se remunera la potencia. Para ello, el OED debe multiplicar el Precio por Confiabilidad (PHRCONF) por el número de horas en que se remunera la potencia promedio mes en el trimestre.

$$PMESCONF^t (\$/MW mes) = PHRCONF^t * (\sum_m NHRPm) / 3$$

Siendo:

\* m = meses del Período Trimestral "t".

\* NHRPm = cantidad de horas en que se remunera la potencia en el mes "m".

#### 2.5.3.2.2. PRECIO MENSUAL POR POTENCIA DESPACHADA.

Al finalizar cada mes "m", el OED debe calcular la remuneración por reserva de mediano plazo (\$MESRESMP) totalizando la reserva de mediano plazo asignada al mes durante las horas en que se remunera la potencia y valorizándola al Precio de la Potencia en el Mercado.

A cada central que haya realizado ciclos de bombeo se le asignará una curva de demanda igual al bombeo realizado en el mes.

Para cada Generador que vende con contratos de exportación el OED le asignará una curva de demanda dada por la compra Spot para dichos contratos. Para cada intervalo Spot estará dada por el mínimo entre la potencia total requerida por sus contratos de exportación y su compra Spot.

Para cada agente Consumidor que compra por contratos de importación el OED le asignará una curva de demanda asociada a la compra Spot para dichos contratos. Para cada intervalo Spot estará dada por la curva de carga prevista comprar de los contratos de importación, de acuerdo a lo informado por el agente que es la parte compradora, y que en la operación real resultó en cambio cubierta con compras en el Mercado Spot.

Al finalizar cada mes "m" del trimestre "t", el OED debe calcular la compra de potencia asociada a la reserva de mediano plazo realizada por cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario "j" totalizando su Demanda Cubierta por el MEM (DEMMEM) durante las horas en que se remunera la potencia. Dicha demanda se calcula para cada intervalo Spot descontando de la demanda registrada en los nodos de conexión al MEM la entrega prevista de los contratos de importación en que es la parte compradora, de acuerdo a lo informado en la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral.

$$COMPOT^{m_j} (MW) = \sum_n PDEMMEM^{h_j}$$

donde:

\* h = horas en que se remunera la potencia en el mes "m".

\* PDEMMEM<sup>h<sub>j</sub></sup> = promedio de los intervalos Spot comprendidos en la hora "h" del Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario "j" de la Demanda Cubierta por el MEM.

Asimismo, el OED debe calcular la compra de potencia realizada por las centrales de bombeo "b", los Generadores "k" para sus contratos de exportación y los agente Consumidores "j" para sus contratos de importación totalizando curva de demanda asignada durante las horas en que se remunera la potencia. Esta compra se valorizará al precio de la Potencia en el nodo de la central de bombeo o del nodo frontera del contrato de importación o exportación según corresponda.

$$COMPOT^{m_l} (MW) = \sum_n CURDEM^{h_l}$$

donde:

\* h = horas en que se remunera la potencia en el mes "m".

\* l = central de bombeo "b" o Generador con contratos de exportación "k" o agente Consumidor con contratos de importación "j".

\* CURDEM<sup>h<sub>j</sub></sup> = promedio de los intervalos Spot comprendidos en la hora "h" de la curva de demanda asignada.

El OED debe calcular el Precio Mensual de la Potencia Despachada (PMESDESP) de un mes "m" dividiendo la valorización de la reserva de mediano plazo en el Mercado (\$MESRESMP) por la compra de potencia asociada a la reserva de mediano plazo de los agentes consumidores "j".

$$PMESDESP^m (\$/MW hrp) = \frac{\$MESRESMP^m}{\sum_j (COMPOT^{m_j})}$$

Al finalizar cada mes "m" del trimestre "t", el OED debe calcular la compra de potencia asociada a la reserva de mediano plazo de cada Contrato de Abastecimiento "kj" como el promedio de la curva de carga representativa real de dicho contrato durante las horas en que se remunera la potencia.

$$COMPOT^{m_{kj}} (MW) = \sum_n PCONT^{h_{kj}}$$

donde:

\* h = horas en que se remunera la potencia en el mes "m".

\* PCONT<sup>h<sub>kj</sub></sup> = promedio de la curva de carga representativa en los intervalos Spot comprendidos en la hora "h" para el contrato de Contratos de Abastecimiento entre el agente "k" y el Distribuidor, Autogenerador o Gran Usuario "j".

#### 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 OED debe calcular como:

\* el producto de la compra de potencia del mes asociada a su Demanda Cubierta por el MEM (DEMMEM) durante las horas en que se remunera la potencia (COMPOT) por la suma del Precio Base por Potencia Despachada más el Precio por Confiabilidad del correspondiente trimestre "t" si es un Distribuidor o por el Precio de la Potencia Despachada del mes si es un Gran Usuario o un Autogenerador, transferido a su nodo a través del Factor de Adaptación;

\* más la compra de potencia (COMPOT) 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<sub>kj</sub>);

\* menos la remuneración por reserva de mediano plazo que corresponde a la potencia comprada en Contratos de Reserva Fría en que es la parte compradora (REMRESMP<sub>q</sub>).

$$\text{CARGOPDESP}_{ij}(\$) = \text{COMPOT}_{ij} * (\text{PHRCONF}_i + \text{PHRBAS}_i) * \text{FA}_i + \text{COMPOT}_{ij} * \$\text{PPAD} * \text{FA}_i - \sum_k (\text{CARGOPDESP}_{kj}) - \sum_q \text{REMRESMP}_q$$

$$\text{CARGOPDESP}_{ij}(\$) = \text{COMPOT}_{ij} * (\text{PMESDESP}^m) * \text{FA}_i + \text{COMPOT}_{ij} * \$\text{PPAD} * \text{FA}_i - \sum_k (\text{CARGOPDESP}_{kj}) - \sum_q \text{REMRESMP}_q$$

Siendo:

\* CARGOPDESP<sub>kj</sub>: Cargo por Potencia Despachada que resulta para el Contrato de Abastecimiento con el Generador "k" en que el agente "j" es la parte compradora.

\* COMPOT<sub>ij</sub>: Compra de potencia asignada a los contratos de importación del agente "j" que es la parte compradora.

\* q: máquinas que el agente "j" contrata como reserva fría.

\* REMRESMP<sub>q</sub>: Remuneración por reserva de mediano plazo que corresponde a la potencia contratada en la máquina "q" como reserva fría. De resultar que dicha máquina no tiene reserva de mediano plazo asignada, la remuneración resultará CERO (0).

Para cada mes "m", cada central de bombeo "b" debe pagar un Cargo por Potencia Despachada (CARGOPDESP) que el OED debe calcular como:

\* el producto de la compra de potencia del mes asociada a la curva de demanda asignada (COMPOT) por el Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD) transferido a su nodo a través del Factor de Adaptación;

\* más los Cargos por Potencia Despachada de los Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora (CARGOPDESP<sub>jk</sub>).

$$\text{CARGOPDESP}_b(\$) = \text{COMPOT}_b * \$\text{PPAD} * \text{FA}_b + \sum_k (\text{CARGOPDESP}_{b,k})$$

Siendo:

\* CARGOPDESP<sub>bj</sub>: Cargo por Potencia despachada que resulta para el Contrato de Abastecimiento en que la central de bombeo "b" vende y el agente "j" es la parte compradora.

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<sub>kj</sub>);

• el producto de la compra de potencia del mes asociada a la curva de demanda asignada al contrato de exportación (COMPOT) por el Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD) transferido al nodo frontera a través del Factor de Adaptación.

$$\text{CARGOPDESP}_k(\$) = \sum_j (\text{CARGOPDESP}_{kj}) + \sum_x \text{COMPOT}_{kx} * \text{FA}_x * \$\text{PPAD}$$

Siendo:

\* CARGOPDESP<sub>kj</sub>: Cargo por Potencia Despachada que resulta para el Contrato de Abastecimiento con el Generador "k" en que el agente "j" es la parte compradora.

• COMPOT<sub>kx</sub>: Compra de potencia asociada a los contratos de exportación del Generador "k".

#### 2.5.3.2.4. CUENTA DE APARTAMIENTO DE LA POTENCIA DESPACHADA.

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

Al finalizar cada mes, el OED debe calcular el monto que corresponde dentro del Fondo de Apartamiento de la Potencia a esta subcuenta de acuerdo a la siguiente metodología:

• Totalizar los Cargos por Potencia Despachada de los agentes, excluyendo los correspondientes a bombeo y contratos de importación y exportación.

• Descontar el monto a abonar a los Generadores en concepto de remuneración por reserva de mediano plazo (\$MESRESMP).

Al finalizar cada Período Trimestral, el monto calculado para dicha cuenta se transferirá al cálculo del Precio Estacional por Potencia Despachada del siguiente Período Trimestral, de acuerdo a lo que establece el punto 2.5.3.2.1 de LOS PROCEDIMIENTOS. El 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 Potencia Despachada.

#### 2.5.3.3. PRECIO DE LA RESERVA DE POTENCIA.

Cada mes los Distribuidores, Autogeneradores, contratos de exportación que venden con respaldo y Grandes Usuarios pagan un cargo por reserva contingente y reservas 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., salvo en el caso de Grandes Usuarios Interrumpibles en que dependerá del tipo de reserva al que están habilitados.

Para cada Período Trimestral, el OED debe definir un Precio Estacional por Reserva de Potencia para Distribuidores en función de la reserva contingente y reservas de corto plazo, excluyendo reserva regulante y reserva operativa, prevista para el período, 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 en función de la reserva contingente y reservas de corto plazo, excluyendo reserva regulante y reserva operativa, de dicho mes, el Precio de la Potencia en el Mercado y los precios que resulten para las reservas de corto plazo en máquinas paradas. Dicho precio mensual se utilizará para 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 corto plazo, excluyendo reserva regulante y reserva operativa, y para la reserva contingente.

• Remuneración trimestral de reserva de DIEZ (10) minutos (REMRES10): 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 de la Potencia en el Mercado y por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en el trimestre.

• Remuneración trimestral de reserva contingente para demanda interna (REMCONT): El OED calculará la reserva contingente para demanda interna de cada semana del trimestre descontando de la reserva contingente asignada la potencia requerida comprar con respaldo por contratos de exportación. El OED integrará para las semanas del trimestre la reserva contingente semanal para demanda interna multiplicada por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana, y por el Precio de la Reserva Contingente en el Mercado para dicha semana, y obtendrá la Remuneración trimestral de reserva contingente para demanda interna (REMCONT).

• Remuneración trimestral de reserva fría (REMRF): Se calcula multiplicando el requerimiento de reserva fría previsto, de acuerdo a los criterios definidos para la Programación Estacional, por el Precio de la Potencia en el Mercado y por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en días hábiles del trimestre.

• Remuneración trimestral de reserva rotante (REMROT): Está dado por el adicional por reserva rotante previsto. Para ello se calculará la diferencia entre la integración de la reserva rotante asignada en el Predespacho Anual de Media y la suma del requerimiento de reserva regulante, reserva operativa y reserva de DIEZ (10) minutos prevista, de acuerdo a los criterios definidos para la Programación Estacional. De ser esta diferencia negativa, el adicional por reserva rotante previsto será CERO (0). De ser positiva, el adicional por reserva rotante previsto se obtendrá como dicha diferencia multiplicada por el Precio de la Potencia en el Mercado y por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en el trimestre. Este monto será considerado, al efecto de los cargos por potencia, junto con la remuneración de la reserva de DIEZ (10) minutos.

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 monto previsto en la cuenta con signo contrario.

AJUSR<sup>t1</sup> = - CUENRES

En la Programación Estacional, para el cálculo del precio estacional del segundo trimestre, 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 calculado como la suma de la Potencia Máxima de Importación (MAXIMP) de cada uno de estos contratos.

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

Donde:

\* m: los meses del trimestre "t"

\* MAXIMP<sub>ij</sub><sup>m</sup>: 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.

$$\text{DEMMAX}_k(\text{MW}) = \sum_m \sum_x \text{PRES}_{kx}^m$$

Donde:

\* m: los meses del trimestre "t"

\* PRES<sub>kx</sub><sup>m</sup>: 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.

$$\text{COMPRES}_j(\text{MW}) = \text{DEMMAX}_j$$

Para un Gran Usuario Interrumpible, su compra de reserva dependerá del servicio de reserva de corto plazo al que está habilitado, de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- Su compra de reserva contingente será CERO (0).

• Su compra de reserva fría (COMPRF) será su demanda máxima prevista, salvo que esté habilitado a prestar el servicio de reserva de DIEZ (10) o VEINTE (20) minutos, en que será CERO (0).

• Su compra de reserva de DIEZ (10) minutos (COMPRES10) será su demanda máxima prevista, salvo que esté habilitado a prestar el servicio de reserva de DIEZ (10) minutos, en que será CERO (0).

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 la reserva de DIEZ (10) minutos y el adicional por reserva rotante sumando la remuneración trimestral correspondiente a reserva de DIEZ (10) minutos (REMRES10) y reserva rotante adicional (REMROT), y dividiéndolo por el total de la compra de reserva prevista para el servicio de reserva de DIEZ (10) minutos para todos los agentes.

$$RES10^i (\$/MW \text{ mes}) = \frac{(REMRES10^i + REMROT^i)}{\sum_j (COMPRES^i_j) + \sum_g (COMPRES10^i_g)}$$

siendo:

\* j = agente Distribuidor, Gran Usuario no Interrumpible, Autogenerador o Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM.

\* g = Gran Usuario Interrumpible.

El OED calculará el precio de la reserva fría dividiendo la remuneración trimestral correspondiente (REMRF) por el total de la compra de reserva prevista para este servicio para todos los agentes "j".

$$RESF^i (\$/MW \text{ mes}) = \frac{REMRF^i}{\sum_j (COMPRES^i_j) + \sum_g (COMPRF^i_g)}$$

siendo:

\* j = agente Distribuidor, Gran Usuario no Interrumpible, Autogenerador o Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM.

\* g = Gran Usuario Interrumpible.

El OED calculará el precio de la reserva contingente para demanda interna dividiendo la remuneración trimestral por reserva contingente para demanda interna (REMCONT) por el total de la compra de reserva prevista para este servicio para todos los agentes "j" que no son Grandes Usuarios Interrumpibles o Generadores con contratos de exportación que venden con respaldo.

$$RESCONT^i (\$/MW \text{ mes}) = \frac{REMCONT^i}{\sum_j (COMPRES^i_j)}$$

siendo:

\* j = agente Distribuidor, Gran Usuario no Interrumpible o Autogenerador del MEM.

El OED calculará el precio estacional de la reserva totalizando el precio de cada reserva (de DIEZ (10) minutos incluyendo adicional de reserva rotante, fría y contingente) y sumándole el ajuste necesario (AJUSR) dividido por la compra de reserva prevista de los Distribuidores.

$$PESTRES^i (\$/MW \text{ mes}) = (RES10^i + RESF^i + RESCONT^i) + (AJUSR^i / \sum_{jj} (COMPRES^i_{jj}))$$

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 para la reserva contingente y para cada servicio de reserva de corto plazo, excluyendo reserva regulante y reserva operativa.

• Remuneración mensual de reserva de DIEZ (10) minutos (MESRES10): El OED calculará el costo de la reserva de DIEZ (10) minutos rotando, integrando dicha reserva asignada durante las horas en que se remunera la potencia en el mes y valorizándola con el Precio de la Potencia en el Mercado. Luego, calculará el costo de la reserva de DIEZ (10) minutos en máquinas paradas integrando dicha reserva asignada durante las horas en que se remunera la potencia en el mes y valorizándola al correspondiente Precio en el Mercado de la Reserva de DIEZ (10) minutos en máquinas paradas, de acuerdo a lo que establece el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS. La suma de estos dos montos constituye la remuneración mensual de reserva de DIEZ (10) minutos.

• Remuneración mensual de reserva contingente para demanda interna (MESCONT): El OED calculará la remuneración para cada semana del mes como la reserva contingente asignada menos la potencia requerida vender con respaldo en los contratos de exportación, multiplicado por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana por el Precio de la reserva contingente en el Mercado. El OED calculará la remuneración mensual como la integración de la remuneración semanal.

• Remuneración mensual de reserva contingente para contratos de exportación (MESCONTEXP): El OED calculará la remuneración para cada semana del mes totalizando la potencia requerida vender con respaldo en los contratos de exportación, multiplicado por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana por el Precio de la reserva contingente en el Mercado. La remuneración mensual se calculará como la integración de la remuneración semanal.

• Remuneración mensual de reserva fría (MESRF): Para cada día hábil, el OED calculará la remuneración diaria por reserva fría como la reserva fría asignada multiplicada por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en el día hábil por el Precio de la Reserva fría en el Mercado. La remuneración mensual se calculará como la integración de la remuneración de los días hábiles del mes.

• El Monto Total por Adicional de Reserva Rotante (ADIROT), calculado de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS. Este monto será considerado, al efecto de los cargos por potencia, junto con la remuneración de la reserva de DIEZ (10) minutos.

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 compra mensual de reserva dependerá de los servicios de reserva de corto plazo a los que está habilitado.

- Su compra de reserva contingente será CERO (0).

• Su compra de reserva fría (COMESRF) será su Requerimiento Máximo de Potencia en el mes (REQMAX), salvo que esté habilitado a prestar el servicio de reserva de DIEZ (10) o VEINTE (20) minutos, en que será CERO (0).

• Su compra de reserva de DIEZ (10) minutos (COMESRES10) será su Requerimiento Máximo de Potencia en el mes (REQMAX), salvo que esté habilitado a prestar el servicio de reserva de DIEZ (10) minutos, en que será CERO (0).

El OED debe calcular el Precio Mensual de la Reserva (PMESRES) de un mes "m" de acuerdo a la siguiente metodología:

El OED calculará el precio mensual de la reserva de DIEZ (10) minutos, incluyendo el adicional por reserva rotante, sumando la remuneración mensual correspondiente a reserva de DIEZ (10) minutos (MESRES10) y a la reserva rotante adicional (MESROT) y dividiendo el total por la integración de la compra de reserva prevista para el servicio de reserva de DIEZ (10) minutos para todos los agentes.

$$RES10^m (\$/MW \text{ mes}) = \frac{(MESRES10^m + MESROT^m)}{\sum_j (COMESRES^m_j) + \sum_g (COMESRES10^m_g)}$$

siendo:

\* j = agente Distribuidor, Gran Usuario no Interrumpible, Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM o Autogenerador.

\* g = Gran Usuario Interrumpible.

El OED debe calcular el precio mensual de la reserva fría dividiendo la remuneración correspondiente (MESRF) para el mes por el total de la compra de reserva prevista para este servicio para todos los agentes "j".

$$RESF^m (\$/MW \text{ mes}) = \frac{MESRF^m}{\sum_j (COMESRES^m_j) + \sum_g (COMESRF^m_g)}$$

siendo:

\* j = agente Distribuidor, Gran Usuario no Interrumpible, Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM o Autogenerador.

\* g = Gran Usuario Interrumpible.

El OED calculará el precio mensual de la reserva contingente para demanda interna dividiendo la remuneración trimestral correspondiente (MESCONT) por el total de la compra de reserva prevista para este servicio para todos los agentes "j" que no son Grandes Usuarios Interrumpibles ni Generadores.

$$RESCONT^m (\$/MW \text{ mes}) = \frac{MESCONT^m}{\sum_j (COMESRES^m_j)}$$

siendo:

\* j = agente Distribuidor, Gran Usuario no Interrumpible o Autogenerador.

El OED calculará el precio mensual de la reserva contingente para contratos de exportación dividiendo la remuneración trimestral correspondiente (MESCONTEXP) por el total de la compra de reserva prevista para Generadores "j" con contratos de exportación que venden con respaldo.

$$RESCONTEXP^m (\$/MW \text{ mes}) = \frac{MESCONTEXP^m}{\sum_j (COMESRES^m_j)}$$

siendo:

\* j = agente Generador que vende en contratos de exportación con respaldo.

El precio mensual de la reserva de un Autogenerador o Gran Usuario no Interrumpible estará dado por la suma del precio de cada reserva (de DIEZ (10) minutos incluyendo adicional de reserva rotante, fría y contingente para demanda interna).

$$\text{Para "j" Autogenerador o Gran Usuario no Interrumpible:} \\ PMESRES^m_j (\$/MW \text{ mes}) = (RES10^m + RESF^m + RESCONT^m)$$

El precio mensual de la reserva de un Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM estará dado por la suma del precio la reserva de DIEZ (10) minutos, incluyendo adicional de reserva rotante, reserva fría y contingente para contratos de exportación.

Para "j" Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM:  
 $PMESRES_j (\$/MW \text{ mes}) = (RES10^m + RESF^m + RESCONTEXP^m)$

El precio mensual de la reserva de un Gran Usuario Interrumpible será el precio correspondiente a cada tipo de reserva.

### 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 Inicial por Reserva (INIRES) que debe pagar cada Distribuidor, Autogenerador, Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM y Gran Usuario "j" multiplicando la compra de reserva del mes por el precio de la reserva que corresponda, Precio Estacional para Distribuidores y Precio Mensual para Grandes Usuarios no Interrumpibles, Generadores con contratos de exportación con respaldo del MEM y Autogeneradores, transferido a su nodo a través del Factor de Adaptación.

Para "j" Distribuidor,  
 $INIRES_j (\$) = COMESRES_j * PESTRES^t * FA_j$

Para "j" Autogenerador, Generador con contratos de exportación con respaldo del MEM o Gran Usuario no Interrumpible,

$$INIRES_j (\$) = COMESRES_j * PMESRES^m * FA_j$$

Para cada Gran Usuario Interrumpible "j" su Cargo Inicial de Reserva del mes dependerá de los tipos de reserva a los que está habilitado aportar y, en consecuencia, la compra que realiza de cada tipo de reserva.

Para "j" Gran Usuario Interrumpible:  
 $INIRES_j (\$) = (RES10^m * COMMESRES10 + RESF^m * COMESRF) * FA_j$

A su vez, el OED debe calcular el Cargo Inicial de Reserva del mes para cada Contrato de Abastecimiento en que el Generador "k" asume el compromiso de cubrimiento de parte o todo el Cargo por Reserva del agente Consumidor "j", como la parte comprometida, expresada como un porcentaje (%RES), del Cargo Inicial por Reserva de dicho agente Consumidor.

Para "k" Generador,  
 $INIRES_{kj} (\$) = \%RES * INIRES_j$

El Cargo por Reserva del mes "m" de cada Generador "k" está dado por el Cargo Inicial por Reserva de sus contratos de exportación con respaldo del MEM ( $INIRES_k^m$ ) más la suma del Cargo Inicial por Reserva de cada uno de sus Contratos de Abastecimiento en que cubre parte o todo el cargo por reserva de la parte compradora.

Para "k" Generador,  
 $CARGORES_k^m (\$) = \sum_j INIRES_{kj}^m + INIRES_k^m$

Siendo "kj" los Contratos de Abastecimientos en que el Generador "k" compromete cubrir parte o todo el cargo por reserva del agente Consumidor.

El Cargo por Reserva del mes "m" de cada agente Consumidor "j" está dado por su Cargo Inicial por Reserva menos los créditos que resulten de los Contratos de Abastecimiento que cubren parte o todo su cargo por reserva. De no tener Contratos de Abastecimiento de este tipo, su Cargo por Reserva resultará igual a Cargo Inicial por Reserva.

Para "j" agente Consumidor,  
 $CARGORES_j^m (\$) = INIRES_j^m - \sum_k INIRES_{kj}^m$

Siendo "kj" los Contratos de Abastecimiento que cubren Cargo de Reserva en que el agente Consumidor es la parte compradora.

### 2.5.3.3.4. CUENTA DE APARTAMIENTO DE LA RESERVA.

La diferencia mensual que surge entre lo que deberían pagar los Distribuidores de acuerdo al Precio Mensual por Reserva de Potencia para Autogeneradores y Grandes Usuarios 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 OED debe calcular el monto que corresponde a esta cuenta como el monto recaudado de los agentes consumidores totalizando los correspondientes Cargos por Reserva y le debe retirar al monto a abonar a los Generadores en concepto de remuneración por reserva de DIEZ (10) minutos, reserva fría, reserva contingente y el Monto Total por Adicional de Reserva Rotante.

El monto calculado para dicha cuenta se transferirá al cálculo del Precio Estacional por Reserva de Potencia del siguiente Período Trimestral, de acuerdo a lo que establece el punto 2.5.3.1. El 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.

### 2.5.3.4. PRECIO POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

#### 2.5.3.4.1. PRECIO MENSUAL POR SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA.

El costo reconocido de los arranques de unidades turbovapor y nuclear así como los requerimientos de reserva regulante mínima que fuerzan máquinas o de generación obligada atribuible a la demanda en su conjunto (como en el caso del parque hidráulico para incrementar la capacidad de transporte) son atribuibles a los requerimientos de potencia en el MEM.

Al finalizar cada mes "m", el OED debe calcular para cada intervalo Spot los sobrecostos de la energía que resulta para las máquinas forzadas por despacho, entendiéndose como tal a las máquinas forzadas por el despacho por requerimientos de Transporte o regulación de frecuencia. El sobrecosto mensual (SCFORZ) se calcula con la integración de los sobrecostos registrados en cada intervalo Spot.

A su vez, el OED debe calcular los costos por remuneración de arranques reconocidos durante el mes (CAP) de máquinas turbovapor, de acuerdo a lo que establece el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Por otra parte, los requerimientos de despacho pueden hacer necesario generar con combustibles a cuyo precio se debe adicionar un Sobrecosto por Combustible, de acuerdo a lo definido en el Anexo 33 de LOS PROCEDIMIENTOS. Al finalizar cada mes, el OED debe calcular con la información mensual aceptada para combustibles (volúmenes y precios) en cada central térmica, de acuerdo a lo indicado en el Anexo 13 y 33 de LOS PROCEDIMIENTOS, el monto correspondiente al Sobrecosto de Combustibles para cada central generando por despacho óptimo o forzada por despacho (SCCOMES), y debe totalizar el monto total (SCCOMB). El Sobrecosto de Combustible correspondiente a máquinas forzadas se debe aplicar al cálculo del Sobrecosto por Máquinas Forzadas (SCFORZ) definido.

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

$$SCDESP^m (\$) = SCFORZ^m + CAP^m + SCCOMB^m$$

El OED debe calcular el monto a adicionar al precio por Servicios Asociados a la Potencia debido a reserva de corto plazo.

- Remuneración mensual asociada a la potencia por el servicio de reserva regulante (REMREG): Es la integración de la reserva regulante asignada durante las horas en que se remunera la potencia en el mes, multiplicada por el precio de la Potencia en el Mercado.

- Remuneración mensual de reserva operativa (REMOP): Se calcula el costo de la reserva operativa integrando dicha reserva asignada durante las horas en que se remunera la potencia en el mes y valorizándola con el Precio de la Potencia en el Mercado. Se calcula el costo de la reserva operativa en máquinas paradas integrando dicha reserva asignada durante las horas en que se remunera la potencia en el mes y valorizándola al correspondiente el Precio en el Mercado de la Reserva Operativa en máquinas paradas, de acuerdo a lo que establece el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS. La suma de estos dos montos constituye la remuneración mensual de reserva operativa.

- El Saldo del Servicio de Regulación Secundaria (SALRSF) calculado tal como se indica en el Anexo 23 "Regulación de Frecuencia" de LOS PROCEDIMIENTOS.

$$RESCP^m (\$) = REMREG^m + REMROP^m + SALRSF^m$$

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 a:

a) El 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), de acuerdo a lo que establece el Anexo 35 de LOS PROCEDIMIENTOS.

b) El Adicional por Servicios de Reserva (ADIRE) asignado en compensación por servicios de reserva, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

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

$$MONSER^m (\$) = SCDESP^m + RESCP^m - PENCOR^m - ADIRE^m$$

Al finalizar un mes "m" el OED debe calcular el Precio Mensual por Regulación Primaria (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.

$$PMESRPF_A^m (\$/MW \text{ mes}) = \frac{SALRPF_A^m}{\sum_{j(A)} (REQMAX_{j(A)}^m * FA_{j(A)})}$$

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.

$$PMESSER_A^m (\$/MW \text{ mes}) = \frac{MONSER^m}{\sum_j (REQMAX_j^m * FA_j)} + PMESRPF_A^m$$

### 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).

$$SERMES^t (\$) = \sum_m MONSER^m$$

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).

$$\text{SALMES}^t_{A(\$)} = \sum_m \text{SALRPF}^m_A$$

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

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

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.

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

\* 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

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

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

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

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 "m", el OED debe calcular el Cargo Inicial por Servicios Asociados a la Potencia (INISER) 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 del Factor de Adaptación por su Requerimiento Máximo de Potencia en el Mes (REQMAX):

$$\text{INISER}^m_j (\$) = \text{REQMAX}^m_j * \text{PESTSER}^t * \text{FA}_j$$

$$\text{INISER}^m_j (\$) = \text{REQMAX}^m_j * \text{PMESSE}^m * \text{FA}_j$$

A su vez, el OED debe calcular el Cargo Inicial Servicios Asociados a la Potencia del mes para cada Contrato de Abastecimiento en que el Generador "k" asume el compromiso de cubrimiento de parte o todo dicho Cargo del agente Consumidor "j", como la parte comprometida, expresada como un porcentaje (%SER), del Cargo Inicial por Servicios Asociados a la Potencia de dicho agente Consumidor.

$$\text{INISER}^m_{kj} (\$) = \% \text{SER} * \text{INISER}^m_j$$

El Cargo por Servicios Asociados a la Potencia (CARGOSER) del mes "m" de cada Generador "k" está dado por la suma del Cargo Inicial por Reserva de cada uno de sus Contratos de Abastecimiento en que cubre parte o todo el correspondiente Cargo por Servicios Asociados a la Potencia de la parte compradora.

$$\text{CARGOSER}^m_k (\$) = \sum_j \text{INISER}^m_{kj}$$

Siendo "kj" los Contratos de Abastecimiento en que el Generador "k" compromete cubrimiento del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

El Cargo por Servicios Asociados a la Potencia del mes "m" de cada agente Consumidor "j" está dado por su Cargo Inicial por Servicios Asociados a la Potencia menos los créditos que resulten de los Contratos de Abastecimiento que cubren parte o todo su Cargo por Servicios Asociados a la Potencia. De no tener Contratos de Abastecimiento de este tipo, su Cargo por Servicios Asociados a la Potencia resultará igual a Cargo Inicial por Reserva.

$$\text{CARGORES}^m_j (\$) = \text{INIRES}^m_j - \sum_k \text{INIRES}^m_{kj}$$

Siendo "kj" los Contratos de Abastecimiento que cubren Cargo Servicios Asociados a la Potencia en que el agente Consumidor es la parte compradora.

#### 2.5.3.5. CARGO MENSUAL POR POTENCIA

El cargo mensual por potencia correspondiente a cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario del MEM será la suma de:

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

El cargo mensual por potencia correspondiente a un Generador será la suma de:

- \* El cargo por potencia despachada;
- \* El cargo por reserva de potencia;
- \* El cargo por servicios asociados a la potencia;
- \* Cargos por Compensaciones.

#### 2.5.3.6. FONDO DE APARTAMIENTO DE LA POTENCIA

Al finalizar cada mes el OED debe calcular 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 reserva de potencia y al transportista por los sobrecostos asociados al Factor de Adaptación.

Los cargos están dados por la suma de:

\* los cargos por potencia pagados por Distribuidores, Grandes Usuarios, centrales de bombeo y Autogeneradores;

\* los cargos por potencia pagados por Generadores y Cogeneradores con Contratos de Abastecimiento, incluyendo contratos de exportación;

\* los Cargos por Compensaciones pagados por Generadores por incumplimientos a sus compromisos de reserva.

El total pagado está dado por la suma de:

\* los montos abonados a Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores por las ventas de potencia asociadas a servicios de reserva y sobrantes de potencia;

\* 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 los indicado en el Anexo 3 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Este monto, ya sea positivo o negativo, se acumulará en el Fondo de Apartamiento de la Potencia. Dentro del Fondo se encuentran las siguientes subcuentas.

\* la subcuenta denominada Cuenta de Apartamiento de la Potencia Despachada (CUENDESP), cuyo monto se calcula de acuerdo a lo que se establece en 2.5.3.2.4.;

\* la subcuenta denominada Cuenta de Apartamiento de la Reserva (CUENRES), cuyo monto se calcula de acuerdo a lo que se establece en 2.5.3.3.4.

Para el cálculo del correspondiente Precio por Servicios Asociados a la Potencia de un Período Trimestral se transferirá al siguiente trimestre en su totalidad el saldo (FONPOT) que resulta de descontar del Fondo de Apartamiento de la Potencia el monto correspondiente al Cargo por Potencia Despachada (AJUSD) de la Cuenta de Apartamiento de la Potencia Despachada, de acuerdo a lo que se establece en 2.5.3.2.1., y el monto correspondiente al ajuste al Cargo por Reserva (AJUSR) de la Cuenta de Apartamiento de la Reserva, de acuerdo a lo que establece 2.5.3.3.1.

#### 2.6. SOBRECOSTO POR MAQUINAS FORZADAS POR RESTRICCIONES DE CALIDAD

Las 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 por calidad máquinas generando que no son requeridas por el despacho óptimo y producir un sobrecosto por la correspondiente energía generada a costo operativo, denominado Sobrecosto por Máquinas Forzadas (SCFORZ). La administración de este tipo de restricciones se realizará de acuerdo a lo que establece el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para realizar el seguimiento de cada restricción de calidad "r" que fuerza generación, el OED en cada intervalo Spot "h" debe determinar las máquinas "q" que resultan forzadas y calcular el correspondiente sobrecosto multiplicando la energía generada (GEN) por la diferencia entre su costo operativo (CO) y el precio de nodo (PN) que corresponde a su nodo de conexión más el Sobrecosto de Combustible (SCCO) asociado, que puede resultar CERO (0).

$$\text{SCFORZ}^h_r (\$) = \sum_q (\text{CO}^h_q - \text{PN}^h_q) \cdot \text{GEN}^h_q + \text{SCCO}^h_q$$

siendo "q" las máquinas forzadas en el intervalo Spot "h" por la restricción "r".

Para cada intervalo Spot en que la restricción no requiera generación forzada el sobrecosto es CERO (0).

Al finalizar cada mes "m", el OED debe realizar la integración de los sobrecostos por intervalo Spot para calcular el Sobrecosto Mensual (SCFORZMES) a asignar a cada restricción de calidad "r" que requirió generación forzada durante el mes.

$$SCFORZMES^m_r (\$) = \sum_h SCFORZ^h_r$$

## 2.7. REMUNERACION DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

El Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador debe pagar los cargos fijos de los sistemas de Transporte y de Distribución asociado a la función técnica de transporte, que le corresponden para acceder a el o los nodos de entrada/salida que le sean asignados en el MEM.

En la Programación Estacional, el OED debe calcular los cargos fijos por el servicio de transporte a pagar por los agentes del MEM.

El ámbito de la Red de Transporte tanto del Sistema de Transporte en Alta Tensión como el Sistema de Transporte por Distribución Troncal se define en el Anexo 11 de LOS PROCEDIMIENTOS. La remuneración del Servicio de Transporte se detalla en el Anexo 18 de LOS PROCEDIMIENTOS para el Sistema de Transporte en Alta Tensión, en el Anexo 19 de LOS PROCEDIMIENTOS para el Sistema de Transporte por Distribución Troncal, y en los Anexos 27 y 28 para la Función Técnica de Transporte.

## 2.8. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

Todos los agentes reconocidos del MEM son responsables por el control del flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM, como se indica en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Junto con la Programación Estacional, en base al equipamiento de reactivo declarado por los Generadores y Transportistas y del reactivo requerido por la demanda, el OED debe realizar flujos de carga para verificar el cumplimiento de la calidad de servicio, o sea el mantenimiento de los niveles de tensión requeridos y la sobrecarga que resulta en el equipamiento.

En caso de ser requerida en la operación real generación forzada fuera de Acuerdos de Generación Obligatoria, para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, los sobrecostos mensuales correspondientes (SCFORZMES) determinados tal como se indican en el punto 2.6. serán abonados por los agentes responsables de esta acción como un cargo por reactivo.

## 2.9. REEMBOLSO DE GASTOS DEL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO

El OED debe realizar para cada Período Estacional de Invierno un presupuesto anual de sus gastos, que incluya todas las necesidades tanto en materia de gastos directos, como indirectos e inversiones. El presupuesto no podrá superar un valor tope expresado como el CERO COMA OCHENTA Y CINCO (0,85) % del importe total de las ventas en el MEM en el período.

A más tardar el 1º de abril de cada año el OED elevará a la SECRETARIA DE ENERGIA el presupuesto para su aprobación.

El reembolso de los gastos mensuales del presupuesto aprobado estará a cargo de todos los agentes del MEM. Cada agente debe pagar cada mes por lo menos un Cargo Mínimo por Gastos de Administración del Mercado.

Junto con cada Programación Estacional de Invierno, el OED deberá presentar a la SECRETARIA DE ENERGIA el monto que correspondería al Cargo Mínimo por Gastos de Administración del Mercado, en función del costo que como mínimo introduce el ingreso de un nuevo agente.

Con este análisis, la SECRETARIA DE ENERGIA definirá la conveniencia de adecuar el valor de dicho Cargo Mínimo, con vigencia para el período anual que comienza con la mencionada programación.

Al finalizar cada mes, el OED debe calcular para cada agente el Cargo por Gastos del OED prorrateando el gasto mensual presupuestado entre todos los agentes del MEM, ya sea el agente comprador o vendedor, proporcionalmente al volumen de su transacción en el mes anterior, incluyendo las transacciones en el Mercado a Término. Si para algún agente el monto que resulta de este prorrateo es inferior al cargo mínimo definido, el OED le asignará como monto mensual a pagar el Cargo Mínimo por Gastos de Administración del Mercado.

Si de la ejecución presupuestaria de un Período Estacional resultara al finalizar un excedente, el mismo debe ser incorporado como partida presupuestaria en el período siguiente.

## 2.10. PRECIOS ESTACIONALES

El OED determinará en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral para cada Distribuidor los Precios Estacionales que pagará por su compra en el MEM:

- Precio Estacional de la Energía por banda horaria;
- Precios Estacionales de Potencia para cubrir la demanda, reserva y servicios asociados.

Mensualmente cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario debe pagar cargos por energía y por potencia. Además debe pagar los siguientes cargos:

\* un cargo por el Servicio de Operación y Despacho, en proporción a su transacción en el MEM;

\* los cargos por Transporte que le correspondan;

\* los cargos por potencia reactiva que puedan corresponder, de acuerdo a lo que establece el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

A más tardar el 10 de marzo y el 10 de setiembre de cada año el OED debe presentar la Programación Estacional Provisoria, de acuerdo a lo que se indica en el Anexo 7 de LOS PROCEDIMIENTOS, a los agentes del MEM, quienes contarán con CATORCE (14) días corridos para enviar sus observaciones. El OED debe analizar dichas observaciones, pudiendo incorporar algunas o todas ellas y reprogramar el Período Estacional recalculando los Precios Estacionales. El OED debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA antes del 10 de abril y el 10 de octubre de cada año la Programación Definitiva con la propuesta de Precios Estacionales y las observaciones realizadas por los agentes.

Antes del 25 de abril y el 25 de octubre de cada año, la SECRETARIA DE ENERGIA. establecerá por Resolución los Precios Estacionales para el primer trimestre del Período Estacional de Invierno y del Período Estacional de Verano respectivamente. Vencido este plazo, si no se emite Resolución se mantendrán los Precios Estacionales vigentes.

## 2.11. REPROGRAMACION TRIMESTRAL

Durante el transcurso del primer trimestre del Período Estacional, el OED debe actualizar los estudios de programación del despacho y cálculo de precios para el segundo trimestre del Período

Estacional. Para ello, antes del primero de junio y primero de diciembre los agentes deben informar los ajustes necesarios a la información requerida para la Reprogramación Trimestral.

De acuerdo al resultado del seguimiento de los datos observados, el OED podrá quedar habilitado a modificar la información suministrada por los agentes.

### 2.11.1. DEMANDA

El OED debe analizar el comportamiento de la demanda registrada en el primer trimestre respecto de los valores previstos. Dado el efecto directo de la demanda sobre los precios, de detectar un apartamiento significativo para un Distribuidor y el agente no ajustar su previsión a la realidad observada, el OED debe reemplazar dicha demanda prevista por una estimación propia e informar al Distribuidor. El valor utilizado debe contar con el acuerdo de la SECRETARIA DE ENERGIA. El OED debe indicar en la Reprogramación Trimestral cuáles demandas no corresponden a la previsión del Distribuidor y los motivos de su modificación.

### 2.11.2. MANTENIMIENTO PROGRAMADO

Los Generadores y Transportistas deben informar junto con los datos para la Reprogramación Trimestral los pedidos de cambios al Mantenimiento Programado Estacional y al Mantenimiento Programado Tentativo.

Los cambios en el mantenimiento de la red de Transporte deben haber sido acordados previamente con los usuarios del área de influencia. De surgir observaciones contrarias y no poder llegar a un acuerdo entre las partes antes de la fecha establecida para el envío de la información al OED, el Transportista debe enviar al OED las distintas alternativas de mantenimiento con sus correspondientes objeciones. El OED debe definir la más conveniente entre ellas desde el punto de vista de costo de operación del MEM en conjunto pero también teniendo en cuenta las objeciones de cada parte, de acuerdo al procedimiento indicado en el punto 2.1.2.3.

El OED debe analizar en conjunto el nuevo mantenimiento que resulta y podrá solicitar a las empresas modificaciones en función de su efecto sobre los precios y el riesgo de falla.

El OED debe reunir a los Generadores y Transportistas antes del 8 de junio y 8 de diciembre para acordar la actualización correspondiente al programa de mantenimiento para el trimestre y siguientes TREINTA (30) meses. La reunión tendrá características similares a la realizada para la Programación Estacional y el mantenimiento acordado para el siguiente Período Trimestral será considerado como el mantenimiento programado.

### 2.11.3. BASE DE DATOS ESTACIONAL

El OED debe verificar la consistencia y validez de la Base de Datos Estacional resultante de la información suministrada por los agentes, y de detectar para algún dato distinto de la demanda incoherencias y/o un apartamiento significativo con respecto a lo registrado en el primer trimestre, sólo podrá modificarlo de estar habilitado para ello. De no estar habilitado, debe solicitar su modificación al agente. De no llegar a un acuerdo, el OED debe incorporar el valor suministrado por el agente en la Base de Datos pero en la Reprogramación Trimestral debe también incluirlo en la lista de Datos Observados, indicando el motivo de la objeción.

No se modificarán los criterios para las reservas de corto plazo que fueron acordados para el Período Estacional.

### 2.11.4. COSTO VARIABLE DE PRODUCCION Y VALOR DEL AGUA

Con la misma metodología que para la Programación Estacional, el OED determinará los nuevos CVPE a utilizar para el parque térmico. Para la generación hidroeléctrica también utilizará la misma metodología que en la Programación Estacional para determinar la optimización y valor del agua previsto.

### 2.11.5. PROGRAMACION PROVISORIA Y DEFINITIVA

Antes del 5 de julio y el 5 de enero, el OED debe presentar la Programación Provisoria a los agentes del MEM, quienes tendrán CINCO (5) días corridos para producir observaciones. El OED debe analizarlas y podrá incorporar algunas o todas ellas y reprogramar el trimestre.

A más tardar el 15 de julio y 15 de enero, el OED debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA la Programación Definitiva con los Precios Estacionales para el segundo trimestre, adjuntando un informe con los datos modificados con respecto a la Programación Estacional, los datos observados por el OED y los motivos, y las observaciones de los agentes del MEM. El OED debe indicar el efecto sobre los precios de las modificaciones realizadas respecto de los datos utilizados para la Programación Estacional. El informe tendrá un formato similar a la Programación Estacional, tal como se indica en el Anexo 7 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Antes del 25 de julio y 25 de enero la SECRETARIA DE ENERGIA ajustará por Resolución los Precios Estacionales para el segundo trimestre del Período Estacional. Vencido este plazo sin intervención de la SECRETARIA DE ENERGIA, quedarán firmes los Precios Estacionales vigentes.

## 2.12. INFORME MENSUAL Y TRIMESTRAL

Antes del día 15 de cada mes, el OED debe producir para conocimiento de la SECRETARIA DE ENERGIA y agentes del MEM un informe analítico sobre la operación del MEM y evolución de precios durante el mes anterior, con particular referencia a cada uno de los apartamientos significativos observados respecto a la programación con que se definieron los Precios Estacionales, tal como se indica en el Anexo 8 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El OED adjuntará una recopilación de las modificaciones a la Base de Datos Estacional, tanto las solicitadas por los agentes en el transcurso del mes como las realizadas por el OED al verificarse la objeción realizada a un dato observado. Debe indicar el apartamiento que resulta entre la operación real y los Precios Estacionales vigentes, incluyendo la evolución del Fondo de Estabilización y Fondo de la Potencia, discriminado por tipo de Cargo de potencia.

QUINCE (15) días antes de cumplirse el primer trimestre, el OED debe producir un Informe Trimestral de seguimiento, proyectando los días faltantes del trimestre, que junto con la Reprogramación Trimestral del segundo trimestre mencionado en el punto 2.10. constituirá para la SECRETARIA DE ENERGIA la base para la definición de los Precios Estacionales para el segundo trimestre del Período Estacional. El OED debe incluir el saldo previsto del Fondo de Estabilización y el Fondo de Potencia, con una descripción de los motivos y variables que justifican este apartamiento.

## 2.13. PRECIOS DE REFERENCIA DE DISTRIBUIDORES PARA LAS TARIFAS DE USUARIOS FINALES

### 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<sup>t,aj</sup>) 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.

$$\text{\$POTREF}^{t,aj}(\text{\$/MWh}) = (\text{PMESBAS}^{t,a} * \text{RELI}^{t,a-j} + \text{PESTRES}^{t,a} + \text{PESTSER}^{t,a}) * \text{FA}^{t,aj}$$

siendo:

\* PMESBAS<sup>t,a</sup>: Precio Base de la Potencia Despachada (\$/MWh mes) vigente en el trimestre "t" del año "a".

\* PESTRES<sup>t,a</sup>: Precio Estacional por Reserva de Potencia (\$/MWh mes) vigente en el trimestre "t" del año "a".

\* PESTSER<sup>t,a</sup>: Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia (\$/MWh mes) vigente en el trimestre "t" del año "a".

\* FA<sup>t,aj</sup>: Factor de Adaptación del Distribuidor "j" para el trimestre "t" del año "a".

\* RELI<sup>t,a-j</sup>: Relación entre la demanda media de potencia y la demanda máxima de potencia registrada para el Distribuidor "j" durante las 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 por Confiabilidad vigentes en el MEM en dicho trimestre.

Para la banda horaria de horas restantes "r" resulta:

$$\text{\$PEST}^{t,a}_{j,r}(\text{\$/MWh}) = \text{PEST}^{t,a}_{j,r} + \text{PERDEST}^{t,a}_r + \text{PHRCONF}^{t,a} * \text{FA}^j * \text{RELB}^{t,a}_{j,r}$$

siendo:

\* PEST<sup>t,aj,r</sup>: Precio Estacional de la Energía (\$/MWh) del Distribuidor "j" en la banda horaria de horas restantes "r" vigente en el trimestre "t" del año "a".

\* PERDEST<sup>t,a,r</sup>: Precio Estacional por Energía Adicional (\$/MWh) en la banda horaria de horas restantes "r" vigente en el trimestre "t" del año "a".

\* PHRCONF<sup>t,a</sup>: Precio por Confiabilidad (\$/MWh) vigente en el trimestre "t" del año "a" durante las horas en que se remunera la potencia.

\* FA<sup>t,aj</sup>: Factor de Adaptación del Distribuidor "j" para el trimestre "t" del año "a".

\* RELB<sup>t,aj,r</sup>: Relación para el Distribuidor "j" entre la demanda de energía prevista en la banda horaria de horas restantes para días hábiles no cubierta por contratos reconocidos para su traspaso a la tarifa de usuarios y la correspondiente previsión de demanda de energía durante la banda horaria de horas restantes 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.

Para la banda horaria de pico "p" resulta:

$$\text{\$PEST}^{t,a}_{j,p}(\text{\$/MWh}) = \text{PEST}^{t,a}_{j,p} + \text{PERDEST}^{t,a}_p + \text{PHRCONF}^{t,a} * \text{FA}^j * \text{RELB}^{t,a}_{j,p}$$

siendo:

\* PEST<sup>t,aj,p</sup>: Precio Estacional de la Energía (\$/MWh) del Distribuidor "j" en la banda horaria de pico "p" vigente en el trimestre "t" del año "a".

\* PERDEST<sup>t,a,p</sup>: Precio Estacional por Energía Adicional (\$/MWh) en la banda horaria de pico "p" vigente en el trimestre "t" del año "a".

\* FA<sup>t,aj</sup>: Factor de Adaptación del Distribuidor "j" para el trimestre "t" del año "a".

\* PHRCONF<sup>t,a</sup>: Precio por Confiabilidad (\$/MWh) vigente en el trimestre "t" del año "a" en las horas en que se remunera la potencia.

\* RELB<sup>t,aj,p</sup>: Relación para el Distribuidor "j" entre la demanda de energía prevista en la banda horaria de pico de días hábiles no cubierta por contratos reconocidos para su traspaso a la tarifa de usuarios y la correspondiente previsión de demanda de energía durante las banda horaria de pico 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.

Para la banda horaria de valle "v" resulta:

$$\text{\$PEST}^{t,aj,v}(\text{\$/MWh}) = \text{PEST}^{t,a}_{j,v} + \text{PERDEST}^{t,a}_v$$

siendo:

\* PEST<sup>t,aj,v</sup>: Precio Estacional de la Energía (\$/MWh) del Distribuidor "j" en la banda horaria de valle "v" vigente en el trimestre "t" del año "a".

\* PERDEST<sup>t,a,v</sup>: Precio Estacional por Energía Adicional (\$/MWh) en la banda horaria de valle "v" vigente en el trimestre "t" del año "a".

El factor RELB<sup>t,aj,b</sup> mide para la banda horaria "b" de pico o resto la relación entre la previsión de demanda de energía de días hábiles 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.

$$\text{RELB}^{t,aj,b} = \frac{\text{EDEMPREV}^{t,aj} * \text{REL2}^{t,a-j,b} * \text{REL3}^{t,a-j,b} - \text{ECONTH}^{t,aj,b}}{\text{EDEMPREV}^{t,aj} * \text{REL2}^{t,a-j,b} - \text{ECONT}^{t,aj,b}}$$

Siendo:

\* b: banda horaria de pico "p" u horas restantes "r".

\* EDEMPREV<sup>t,aj</sup>: 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.

\* ECONTH<sup>t,aj,b</sup>: 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 los días hábiles del trimestre "t" del año "a".

\* ECONT<sup>t,aj,b</sup>: 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 del cargo por pérdidas correspondiente a la energía cubierta por estos contratos al precio de la energía asignado a dichos contratos se debe adicionar el Precio Estacional por Energía Adicional por banda horaria.

### 2.13.3. CALCULO DE LOS FACTORES QUE SE UTILIZAN EN LA DEFINICION DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA PARA DISTRIBUIDORES

#### 2.13.3.1. FACTORES PARA EL CALCULO DEL PRECIO DE REFERENCIA DE LA POTENCIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES

Al finalizar cada Período Trimestral "t" de un año "a", el OED deberá calcular para cada Distribuidor "j" la relación (REL1) entre la demanda media de potencia y demanda máxima de potencia durante las horas en que se remunera la potencia, utilizando los datos de demanda de potencia abastecida registrados durante el transcurso de dicho trimestre. Este factor será utilizado en el cálculo del precio de referencia de la potencia para las tarifas de Distribuidores del mismo trimestre del siguiente año (o sea "a+1").

$$\text{REL1}^{t,aj} = \frac{\text{EDEMHRP}^{t,aj}}{\text{NHRP}^{t,a} * \text{PMAXHRP}^{t,aj}}$$

siendo

\* EDEMHRP<sup>t,aj</sup>: Energía abastecida (MWh) durante las horas en que se remunera la potencia al Distribuidor "j" en el trimestre "t" del año "a".

\* NHRP<sup>t,a</sup>: Cantidad de horas en que se remunera la potencia en el trimestre "t" del año "a".

\* PMAXHRP<sup>t,aj</sup>: Demanda máxima de potencia horaria (MW) abastecida durante las horas en que se remunera la potencia para el Distribuidor "j" en el trimestre "t" del año "a".

#### 2.13.3.2. FACTORES PARA EL CALCULO DEL PRECIO DE REFERENCIA DE LA ENERGIA PARA LAS TARIFAS DE DISTRIBUIDORES.

Al finalizar cada período trimestral "t" de un año "a", el OED deberá calcular para la banda horaria de pico y de horas restantes para cada Distribuidor "j" la relación entre la demanda de energía abastecida por banda horaria y la total abastecida en el trimestre (REL2<sup>t,aj</sup>), con los datos de demanda abastecida en la banda horaria de pico y horas restantes registrados durante el transcurso de dicho trimestre.

$$\text{REL2}^{t,aj,b} = \frac{\text{EDEMBA}^{t,aj,b}}{\text{EDEMTOT}^{t,aj}}$$

siendo

\* b: banda horaria de pico "p" u horas restantes "r".

\* EDEMBA<sup>t,aj,b</sup>: Energía abastecida (MWh) en la banda horaria "b" al Distribuidor "j" en el trimestre "t" del año "a".

\* EDEMTOT<sup>t,aj</sup>: Energía total abastecida (MWh) al Distribuidor "j" durante el trimestre "t" del año "a".

A su vez, con los mismos datos deberá calcular la relación entre la demanda de energía abastecida en días hábiles y la total abastecida por banda horaria en el trimestre (REL3<sup>t,aj</sup>).

$$\text{REL3}^{t,aj,b} = \frac{\text{EDEMBH}^{t,aj,b}}{\text{EDEMBA}^{t,aj,b}}$$

siendo

\* b: banda horaria de pico "p" u horas restantes "r".

\* EDEMBA<sup>t,aj,b</sup>: Energía abastecida (MWh) en la banda horaria "b" al Distribuidor "j" en el trimestre "t" del año "a".

\* EDEMBH<sup>t,aj,b</sup>: Energía abastecida (MWh) al Distribuidor "j" en la banda horaria "b" en los días hábiles en el trimestre "t" del año "a".

#### 2.13.3.3. INFORMACION DE LAS RELACIONES REGISTRADAS

En el informe mensual del primer mes de cada Período Trimestral "t", el OED deberá incluir los factores que caracterizan la forma de la curva de demanda horaria de potencia de cada Distribuidor (REL1, REL2 y REL3) del trimestre anterior "t-1".

En el informe trimestral del trimestre "t", el OED deberá adjuntar un listado de los factores que caracterizan la demanda de Distribuidores (REL1, REL2, REL3) correspondientes a los CUATRO (4) períodos trimestrales a partir del mismo trimestre "t" del año anterior, informando las correcciones que se hayan realizado y el motivo".

#### 2.13.3.4. REVISION Y CORRECCION DE LAS RELACIONES CALCULADAS EN BASE A LOS DATOS REGISTRADOS

Dentro de los siguientes QUINCE (15) días de recibir el informe mensual, el Distribuidor podrá solicitar la revisión del cálculo de las relaciones correspondiente a su demanda (REL1, REL2, y REL3) de objetar el valor calculado por el OED.

De haberse presentado para un Distribuidor "j" en un trimestre "t" de un año "a" condiciones extraordinarias que significan que una o más de las relaciones calculadas no caracteriza una demanda típica normal (por ejemplo, condición de cortes programadas), se tomará en su lugar como relación para el trimestre el promedio de las correspondientes relaciones calculadas para el mismo trimestre de los dos años anteriores.

$$RELx^{t,a;j} = (RELx^{t,a;j} + RELx^{t,a-2;j}) * 0,5$$

siendo "x" 1, 2 y/o 3.

El ENRE analizará y definirá en qué trimestres es conveniente aplicar esta modificación. Durante el transcurso de los primeros DOS (2) meses de un trimestre "t", el OED y/o el Distribuidor podrán informar al ENRE si consideran que la o las relaciones para dicho trimestre del año anterior no son representativas del año actual; adjuntando la correspondiente justificación.

De decidir realizar un cambio para uno o más Distribuidores, antes del día 10 del último mes del trimestre "t" el ENRE notificará al OED y a los Distribuidores afectados el conjunto de Distribuidores para quienes no se debe tomar las relaciones del año anterior sino utilizar en su lugar el valor calculado de acuerdo a lo indicado en este punto. De no recibir notificación hasta esta fecha, el OED deberá considerar que se utilizará para todos los Distribuidores las relaciones del año anterior.

### ANEXO III

#### CAPITULO 3

#### 3. MERCADO DE CORTO PLAZO (MERCADO SPOT)

#### 3.1. PROGRAMACION SEMANAL Y RIESGO DE FALLA

#### 3.1.1. INFORMACION BASICA

A más tardar a las 10:00 hrs. del penúltimo día hábil de cada semana calendaria, las empresas deben enviar al OED la información necesaria para realizar el despacho de la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente, tal como se indica en el Anexo 9 de Los PROCEDIMIENTOS. Es responsabilidad del OED completar los datos faltantes manteniendo como válidos los utilizados en la semana anterior, salvo que se haya observado una diferencia importante que justifique su modificación. El OED debe informar a cada empresa que no suministró información, el valor asumido y su justificación.

En vista de la importancia de las demandas previstas en la definición del riesgo de falla y la programación de interrumpibilidad de demanda y/o restricciones al suministro, el OED deberá verificar su consistencia con la realidad observada y del conjunto. En particular, deberá revisar la validez de la demanda informada por los Grandes Usuarios Interrumpibles. De faltar datos de previsiones de demanda, el OED definirá los valores a utilizar con un modelo de pronósticos de demanda, como se indica en el punto 3.1.2.

El OED debe respetar la información suministrada por los agentes e incorporarla a la Base de Datos Semanal. Sin embargo, de resultar datos inconsistentes respecto al conjunto o con diferencias significativas respecto a lo que se ha registrado en las últimas semanas, el OED podrá solicitar su modificación, aclarando los motivos. En el caso de demandas, podrá también solicitar ajustes ante diferencias respecto de los valores previstos con el modelo de demandas. De no llegar a un acuerdo con el agente sobre un dato que el OED solicita modificar, el OED debe respetar el valor informado por el agente pero dejando constancia de su observación en la información enviada con la Programación Semanal.

Durante la semana el OED debe realizar el seguimiento de los datos observados. Si durante DOS (2) días verifica una diferencia superior al DIEZ (10) % con respecto al dato informado por la empresa y dicho apartamiento se corresponde con la objeción indicada por el OED, se considerará que la observación del OED es válida y quedará habilitado para modificar el valor para el resto de la semana y toda la semana siguiente en la Base de Datos Semanal de acuerdo al criterio indicado en la observación. En este caso, deberá informar a la empresa que el dato objetado se considera modificable y el valor adjudicado por el OED.

Para la programación semanal y diaria, el despacho y el cálculo de precios de la energía, el OED debe utilizar los Costos Variables de Producción para el Despacho (CVPD) de las máquinas térmicas, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Hasta el penúltimo día hábil de cada semana, las empresas pueden solicitar al OED mantenimientos correctivos para la semana siguiente. El OED debe analizar estas solicitudes en función de la urgencia del pedido y su efecto sobre la programación semanal prevista (riesgo de falla, precios, etc.) y coordinar un programa de Mantenimiento Correctivo Semanal, buscando minimizar el costo total de operación y riesgo de falla. En consecuencia, podrá no aceptar pedidos justificándolo debidamente de objetar la fecha solicitada y no llegar a un acuerdo con la empresa sobre una fecha alternativa. En la operación real de la semana, toda salida imprevista (contingencia) o prevista pero no incluida en el programa de mantenimiento con que se realizó la Programación Estacional o la Reprogramación Trimestral vigente ni en el programa correctivo semanal, será considerada indisponibilidad forzada a los efectos de evaluar la indisponibilidad de la máquina.

El OED recabará las solicitudes de Autogeneradores y Cogeneradores para realizar transacciones en el MEM. Sólo se considerarán los pedidos recibidos dentro del plazo indicado para ser incorporados a la Base de Datos Semanal.

Es responsabilidad del OED coordinar las operaciones de importación y exportación con países interconectados, de acuerdo a las normas y plazos que se establecen en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS. En todos los casos, las mismas solo podrán ser recibidas dentro de los plazos indicados para ser incorporadas a la Base de Datos para ser consideradas en la programación semanal.

#### 3.1.2. MODELOS UTILIZADOS

Incorporando a la Base de Datos Estacional los datos semanales y las modificaciones informadas por los agentes a los datos previstos en la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral vigente, el OED debe determinar mediante los modelos de optimización vigentes en el MEM para las centrales hidroeléctricas que correspondan los valores del agua para cada uno de los embalses sin valores declarados y los valores de bombeo para las centrales de bombeo sin valores declarados, de acuerdo a lo que establece el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El OED debe incorporar a la Base de Datos Semanal los Costos Variables de Producción para el Despacho (CVPD), los costos de arranque y parada para turbovapor cuando corresponda, los valores de agua, la disponibilidad ofertada por el parque, las restricciones vigentes, la generación forzada que surja de los Acuerdos de Generación Obligada vigentes y las ofertas de venta de países interconectados como generación adicional con el precio solicitado. Con estos datos, el OED debe realizar la simulación del despacho y operación de la semana siguiente partiendo del estado inicial previsto en los embalses.

De existir solicitudes de compra de países interconectados, el OED debe realizar una simulación incorporando la energía solicitada como un pedido de compra, o sea una demanda adicional cuyo cubrimiento sólo se hará de existir excedentes de generación para cubrirla (no provoca déficit). Se determinará así las posibilidades de cubrir la energía requerida, el sobrecosto respecto a la programación sin exportación, y el precio de nodo previsto. El precio y la coordinación de la operación de ventas Spot a otros países se realizará de acuerdo a lo establecido en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS y/o del respectivo Convenio de Interconexión, según corresponda.

Para las centrales hidroeléctricas de capacidad semanal, el OED deberá tomar como dato los paquetes de energía o el valor del agua que oferten. Dichos valores deben corresponder a la optimización programada por el Generador de la operación de sus embalses. Dichos Generadores determinarán el manejo óptimo de sus embalses dentro de las restricciones que limitan su operación y de los compromisos agua abajo.

El OED debe realizar la optimización semanal del cubrimiento de la demanda prevista con la oferta disponible, determinando la ubicación de la oferta a lo largo de las DOS (2) semanas, en paquetes diarios divididos por intervalo Spot, mediante un modelo de despacho hidrotérmico semanal.

La función objetivo a minimizar es el costo total de operación semanal evaluado en el Mercado, suma de la energía generada valorada al Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) o precio ofertado (de tratarse de una importación), más el costo variable de transporte a través del factor de nodo o el valor del agua según corresponda, y la valorización de la energía no suministrada.

El modelo debe poder representar:

\* un horizonte de SIETE (7) a CATORCE (14) días, permitiendo una discriminación por intervalo Spot;

\* los requerimientos de importación y exportación de países interconectados;

\* los requerimientos de venta de Autogeneradores y Cogeneradores;

\* los requerimientos de compra de Autogeneradores;

\* agrupamiento de máquinas de acuerdo al nivel de detalle requerido y los grupos de máquinas acordados para el despacho con los Generadores;

\* los tiempos de arranque de máquinas turbovapor;

\* generación forzada;

\* la disponibilidad de distintos tipos de combustibles por central térmica o grupo de máquinas, para definir la distribución óptima de combustibles;

\* los requerimientos de reservas de corto plazo para Regulación de Frecuencia y reserva operativa;

\* la representación de la red que permita incluir las restricciones de Transporte y operación que afectan los resultados del despacho a nivel semanal;

\* la representación de distintos tipos de centrales hidráulicas, con sus valores del agua, y de sus limitaciones al despacho diario (requerimientos aguas abajo, posibilidades de empuntamiento, etc.);

\* la representación de centrales de bombeo, con sus valores del agua y valores de bombeo, para definir sus requerimientos de bombeo y despacho de generación semanal.

El modelo a utilizar así como cualquier modificación en el mismo o la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA. Su descripción, manual de uso y base de datos estará a disposición de todos los agentes del MEM. El OED deberá suministrar el modelo a todo agente que lo requiera siempre que el mismo previamente haya abonado las licencias de uso que correspondan, y se comprometa en forma escrita a las condiciones establecidas en dichas licencias y a no suministrar el modelo a un tercero.

El modelo para proyección de demandas (PRODEM) a nivel semanal y diario, debe tener en cuenta:

\* sensibilidad a las condiciones climáticas,

\* demandas reales registradas en el período anterior;

\* posibilidad de incorporar el efecto de otros factores.

#### 3.1.3. DESPACHO SEMANAL

El OED deberá realizar la Programación Semanal con el modelo autorizado y la correspondiente Base de Datos.

Para cada central hidroeléctrica con capacidad estacional o mensual que no haya suministrado declaración de valor del agua, el OED debe determinar los valores del agua a utilizar mediante los modelos de optimización vigentes en el MEM, de acuerdo a lo que establece el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La energía hidroeléctrica semanal y su asignación dentro de la semana se determinará como resultado del Modelo de Despacho Hidrotérmico Semanal (MDHS).

El OED podrá solicitar justificadamente a las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional, mensual o semanal despachar una energía diaria que difiera del valor que resulte de la programación semanal en no más de un CINCO (5) %.

Si en el despacho semanal surge una previsión de déficit, el OED debe correr el modelo de demandas (PRODEM) para definir las proyecciones de demanda semanal de cada agente consumidor, que se considerarán las demanda de referencia. Si para algún Distribuidor o Gran Usuario la demanda informada supera la de referencia en más de un CINCO (5) %, el OED debe reemplazarla por el pronóstico del modelo e informar a la empresa correspondiente. Con las demandas así convalidadas, se realiza el despacho semanal y se establecerá si existe riesgo de déficit.

De acuerdo a lo establecido en los Anexos 13 y 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, el OED debe determinar los requerimientos de potencia (generando y en reserva) para cubrir la demanda, teniendo

en cuenta la oferta y los requisitos de reserva de corto plazo. Como resultado, obtendrá la programación de los arranques y paradas previstos para máquinas turbovapor y nucleares así como el día y hora previsto para requerir su arranque, teniendo en cuenta los tiempos de arranque y parada acordados. De presentarse a lo largo de la semana apartamientos en las condiciones previstas, el programa de arranque y parada de máquinas deberá ser verificado y ajustado cuando corresponda mediante una Reprogramación Semanal. Junto con el envío de los resultados de la Programación o Reprogramación Semanal, el OED debe informar a los Generadores las máquinas turbovapor previstas arrancar o parar, y la fecha y hora prevista.

El despacho se realizará en el Mercado teniendo en cuenta las pérdidas marginales del Transporte a través de los factores de nodo. Para los Generadores vinculados directamente a la Red de Transporte, se utilizará el factor de nodo. Para aquellos que se vinculan al MEM a través de instalaciones de un Distribuidor, los factores de nodo a utilizar son los de su barra de ingreso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Si el Generador se vincula a través de varios puntos de conexión, los factores de nodo se calcularán como el promedio de los correspondientes factores de nodo ponderados por la energía que entrega en cada uno.

En función de la configuración prevista en la red, composición de la oferta y Acuerdos de Generación Obligada, el OED determinará las restricciones de Transporte y la generación forzada requerida por restricciones de calidad, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Como resultado del despacho semanal, el OED obtendrá para cada día típico y banda horaria la previsión de:

- \* el Precio de Mercado (PM);
- \* las áreas desvinculadas del Mercado y el correspondiente precio local;
- \* energía no suministrada;
- \* arranque y parada previsto de máquinas turbovapor;
- \* generación forzada.

Del modelo resultará además la previsión por tipo de día y banda horaria de:

- \* paquetes de energía por central hidráulica;
- \* operación prevista de bombeo semanal;
- \* paquetes de generación térmica y consumo de combustibles;
- \* paquetes de intercambios para Autogeneradores y Cogeneradores;
- \* paquetes de importación y/o exportación con países interconectados.

#### 3.1.3.1. PREVISION DE RESTRICCIONES A LA DEMANDA

De resultar en la Programación Semanal una previsión de déficit en una o más áreas, se considerará necesario prever un programa de restricciones al abastecimiento. En este caso el OED definirá un programa tentativo de reducción de demanda de Grandes Usuarios Interrumpibles y de cortes para la próxima semana, que informará conjuntamente con la programación semanal, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Junto con la Programación Semanal, el OED deberá calcular las restricciones previstas para la demanda asociada a los contratos de abastecimiento de un Generador que resulta comprando al Mercado Spot, y los programas de restricciones previstos para cada Distribuidor y Gran Usuario.

#### 3.1.3.2. DETERMINACION DE LAS RESERVAS DE CORTO PLAZO

Los Generadores presentarán sus ofertas de reservas de corto plazo en máquinas paradas junto con los datos para la Programación Semanal.

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el OED informará la magnitud de las reservas de corto plazo requeridas, de acuerdo a los criterios de calidad y seguridad establecidos en la Programación Estacional, y realizará una licitación de ofertas para brindar servicios de reserva de corto plazo con máquinas paradas, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 3.1.3.3. ENVIO DE LA PROGRAMACION SEMANAL

Antes de las 14:00 hrs. del penúltimo día hábil de cada semana, el OED informará a cada central las previsiones para la siguiente semana, incluyendo:

- a) su programa de producción semanal, aclarando si no está previsto su despacho, e incluyendo en el caso de centrales de bombeo con capacidad de bombeo semanal su bombeo previsto;
- b) los costos variables de producción para el despacho (CVPD) y valores del agua vigentes;
- c) los Precios de Mercado previstos;
- d) los períodos en que está previsto quedará desvinculada del Mercado y el correspondiente Precio Local;
- e) el nivel de falla previsto en su área;
- f) para los Generadores térmicos su previsión de consumo de combustibles;
- g) la lista de máquinas turbovapor previstas arrancar o parar durante la semana, identificando para cada arranque o parada previsto el día y la hora;
- h) la energía importada prevista, y para la importación Spot su precio;
- i) la exportación prevista, por contratos y Spot;
- j) las restricciones previstas de Transporte;
- k) la generación forzada prevista, indicando el motivo que la justifica y el correspondiente Acuerdo de Generación Obligada cuando corresponda.

Junto con esta información se señalarán los datos utilizados que fueron observados por el OED y el motivo de cada observación.

Para cada oferta de energía Spot de otro país, el OED le informará si se prevé tomarla, mientras que a las solicitudes de compra Spot de otros países les indicará si está previsto que exista el excedente y el precio previsto al que se venderá.

De definirse restricciones programados a la demanda, el OED enviará a los Compradores previstos del Mercado Spot las restricciones previstas, indicando para las demandas consideradas como Grandes Usuarios Interrumpibles los períodos en que se hace uso de su oferta de retiro de demanda y el motivo que lo justifica. Los Distribuidores podrán indicar hasta las 10:00 hrs. del último día hábil requerimientos a tener en cuenta en la programación diaria de las restricciones (horarios más convenientes, duración, etc.).

Los Grandes Usuarios podrán presentar los mismos tipos de requerimientos dentro de los mismos plazos pero solo respecto a restricciones a aplicar fuera de su oferta de potencia interrumpible. Por su parte, los Generadores que resulten con restricciones previstas a sus contratos por compras Spot, podrán informar dentro del mismo plazo su requerimiento en cuanto al modo de repartir entre sus contratos la restricción programada a su compra.

De no recibir estos requerimientos especiales, el OED deberá considerar que se acepta el criterio de:

- Para el Generador, repartir el faltante entre todos sus contratos en forma proporcional al compromiso de energía en cada uno de ellos;
- Para la demanda, repartir las restricciones en forma proporcional a la compra.

### 3.2.. DESPACHO DIARIO Y PRECIOS DE CORTO PLAZO.

#### 3.2.1. INFORMACION BASICA

Todos los días, antes de las 10:00 hrs. se deberá suministrar al OED la información necesaria para realizar el predespacho del día siguiente y cualquier modificación a los datos previstos para el resto de la semana.

En el caso de sábado, domingo y días feriados, el día hábil previo se informarán los datos requeridos para los días feriados y el primer día hábil subsiguiente. De surgir durante el fin de semana o días feriados modificaciones en los datos previstos, la empresa deberá notificar al OED el cambio para ser incorporado a la base de datos y tenerlo en cuenta en el despacho y redespachos.

Será responsabilidad del OED completar los datos faltantes en base a los valores utilizados el mismo tipo de día anterior y la previsión en la Programación Semanal, modificando sólo aquellos en que existan apartamientos que los invaliden. En este caso, el OED deberá informar a la empresa correspondiente el cambio realizado y su justificación. En caso de no suministrar previsiones algún Distribuidor o Gran Usuario, el OED calculará con el modelo de pronóstico de demandas los valores a utilizar.

El OED deberá respetar la información de las empresas e incluirla en la Base de Datos Diaria, de acuerdo a lo que establece el Anexo 10 de LOS PROCEDIMIENTOS. Sin embargo, en el caso de observar inconsistencias en el conjunto de información que pueda afectar al Sistema en su operación o al Mercado en su administración comercial, podrá solicitar modificaciones. De no llegar a un acuerdo, el OED deberá utilizar la información indicada por la empresa pero dejando constancia de su observación en la programación diaria que enviará a las empresas del MEM.

Al finalizar el día, el OED analizará el comportamiento real de los datos objetados. Si se verifica que alguno se aparta en más del DIEZ (10) % del valor declarado por la empresa y que esta diferencia se corresponde con la objeción realizada, el OED quedará habilitado para el resto de la semana ajustar este dato de acuerdo al criterio indicado en su observación al mismo. En este caso, informará a la empresa que se ha verificado la validez de la observación y el ajuste realizado cada día en que modifique el valor declarado por la empresa.

Para el equipamiento indisponible o con limitaciones, se lo considerará fuera de servicio o con la misma restricción salvo que dentro del plazo indicado la empresa notifique su hora de entrada prevista.

Se considerará que continúa vigente el compromiso de reservas de corto plazo con máquinas paradas ofertada en la programación semanal, salvo que en el plazo indicado el Generador informe su indisponibilidad.

El OED debe coordinar las operaciones diarias de importación y exportación con países interconectados de acuerdo a las normas y plazos que se definen en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS y los convenios de interconexión vigentes. Las ofertas deben ser recibidas dentro de los plazos establecidos.

Asimismo, debe recabar las solicitudes de venta de los Autogeneradores y Cogeneradores y las de compra de los Autogeneradores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, que serán incorporadas al despacho diario siempre que envíen la información requerida dentro de los tiempos establecidos.

#### 3.2.2. MODELO UTILIZADO

La programación diaria es realizada por el OED con un modelo de despacho hidrotérmico del MEM, que optimiza la ubicación de la oferta a lo largo de los intervalos Spot del día. La función objetivo es minimizar el costo total, medido como la suma de la generación valorizada al Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) y precios de ofertas de importación llevados al nodo Mercado, o valor del agua según corresponda y el costo de la energía no suministrada.

El modelo debe permitir:

- \* representar la configuración de la red con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones que afecten el despacho diario, garantizando que el despacho sea realizable y se ajuste a las restricciones de Transporte y operación vigentes;
- \* analizar los flujos de carga de la red y determinación de las pérdidas, precios de nodo y correspondientes factores de nodos por intervalo Spot;
- \* representar el parque térmico y nuclear en detalle, indicando disponibilidad por tipo de combustibles por central o máquina o grupo de máquinas y sus correspondientes costos variables de producción para el despacho (CVPD), para definir la mezcla óptima, el consumo propio para definir su potencia neta, las restricciones a la rampa de incremento o decremento de carga, y las posibilidades de aportar a la regulación de frecuencia y la reserva operativa;
- \* representar ofertas de demanda flexible;
- \* representar el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la parada y re arranque de la máquina, tiempos de arranque y el costo de arranque y parada de máquinas turbovapor, incluyendo nucleares;
- \* representar los requerimientos de reserva para regulación de frecuencia y reserva operativa para mantener la operatividad del sistema eléctrico y contar con capacidad de respuesta rápida ante contingencias;

\* representar distintos tipos de cuencas y centrales hidroeléctrica (de pasada, con capacidad de embalse, centrales encadenadas y la influencia entre ellas, diques compensadores o reguladores, centrales de bombeo, etc.) y las restricciones aguas abajo que afectan el despacho hidráulico;

\* representar solicitudes de venta de Autogeneradores y Cogeneradores;

\* representar solicitudes de compra de Autogeneradores;

\* incluir con respecto a los países interconectados, ofertas de exportación con sus precios solicitados como generación adicional disponible, y requerimientos de importación con demanda adicional que sólo se abastece si existe el excedente requerido, o sea no provoca falla;

\* representar las restricciones y los requisitos de generación forzada, incluyendo Acuerdos de Generación Obligada.

El modelo a utilizar así como cualquier modificación en el mismo o la metodología utilizada deberá contar con la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA. Su descripción, manual de uso y base de datos estará a disposición de todos los agentes del MEM. El OED deberá suministrar el modelo al agente que lo requiera siempre que el mismo previamente haya abonado las licencias de uso que correspondan, y se comprometa en forma escrita a las condiciones establecidas en dichas licencias y a no suministrar el modelo a un tercero.

### 3.2.3. DEMANDA FLEXIBLE.

#### 3.2.3.1. OBJETO

La eficiencia de un Mercado requiere la participación activa de la demanda de tal manera que los Grandes Usuarios puedan expresar su disposición a pagar y modificar la demanda que requieren del Mercado en función de sus precios.

Cada Gran Usuario que cuente con mediciones SMEC, en principio cada Gran Usuario Mayor, podrá participar activamente en el Mercado Spot ofertando incrementos o decrementos voluntarios en la demanda prevista para el día siguiente con discriminación por intervalo Spot. Este tipo de Gran Usuario podrá decidir libremente, si le resulta posible y conveniente operar con flexibilidad y beneficiarse de ofertarla.

A través de estas ofertas, el Gran Usuario podrá realizar gestión de demanda y/o compras y ventas de oportunidad con el objeto de:

- Lograr el balance que considere más económico entre sus compromisos contratados y sus requerimientos reales.

- Permitir que existan contratos más complejos y sofisticados que incorporen el corto plazo para cubrir imprevistos y/o modificar rápidamente posiciones comerciales.

El Gran Usuario Mayor, al participar activamente con ofertas en el MEM, podrá organizar su estrategia comercial:

- De largo y mediano plazo, cubriendo el riesgo de precios del Mercado Spot en el Mercado de Contratos, con contratos ajustados a los requerimientos especiales propios del tipo de consumo.

- De corto plazo, corrigiendo o complementando su posición de largo plazo.

#### 3.2.3.2. OFERTAS DE DEMANDA FLEXIBLE.

Cada Gran Usuario Mayor (GUMA) queda habilitado a ofertar demanda flexible. El GUMA perderá esta habilitación de resultar con una demanda flexible despachada y no cumplir el correspondiente compromiso.

Junto con la información para el despacho diario, cada GUMA habilitado podrá suministrar para el día siguiente, adicionalmente a la demanda prevista, la oferta de demanda flexible indicando en cada intervalo Spot el modo en que el Gran Usuario oferta reducir la demanda requerida del MEM en función de incrementos en el precio Spot de la energía.

La oferta de demanda flexible para un período de uno o más intervalos Spot del día siguiente se deberá informar como uno o más bloques de energía, cada uno con su precio, con las siguientes características:

- Cada bloque es, respecto del anterior, con energía monótonamente decreciente y precio monótonamente creciente. Con estos bloques el GUMA informará el modo en que se reduce su demanda requerida en función de incrementos en el precio Spot de la energía.

- En tanto el precio Spot resulte menor que el precio del primer bloque, se considera que el GUMA requiere consumo pleno.

- Cada vez que el precio Spot de la energía supere el precio de un bloque y el OED despache la demanda flexible, la energía que el GUMA toma del MEM no podrá superar la energía informada en el bloque correspondiente.

- La energía del último bloque identifica la demanda inflexible, o sea la que siempre está dispuesto tomar del MEM independientemente del precio Spot.

La oferta de demanda flexible deberá ser suministrada al OED con la siguiente información:

- Identificación del GUMA.

- Identificación de el o los períodos en que oferta demanda flexible.

- Para cada período identificado, la oferta de demanda flexible como uno o más bloques de energía máxima que está dispuesto a consumir si el precio Spot previsto supera el precio indicado.

El OED deberá verificar cada oferta y, si para algún bloque la energía indicada es mayor que la que resulta de la demanda prevista, reemplazar la energía ofertada por la energía prevista.

El OED deberá rechazar una oferta de demanda flexible si verifica alguna de las siguientes condiciones:

- El GUMA está inhabilitado por incumplimientos registrados a su oferta de demanda flexible despachada.

- Los bloques no cumplen la condición de ser monótonamente crecientes en precio y/o monótonamente decrecientes en energía.

En caso de rechazar una oferta de demanda flexible, el OED deberá informar al GUMA y el motivo que lo justifica.

Para todo GUMA que no informe oferta de demanda flexible, el OED debe considerar que está dispuesto a retirar toda su energía independientemente de los precios que resulten en el Mercado Spot.

#### 3.2.3.3. DESPACHO DE DEMANDA FLEXIBLE.

El despacho hará competir las ofertas de generación, las ofertas de demanda flexible y las ofertas de otros países en las interconexiones internacionales. Del mismo modo que el OED determina los programas de carga diarios de generación, determinará los programas diarios de demanda para las correspondientes ofertas de demanda flexible.

El modelo de despacho diario deberá representar las ofertas de demanda flexible como demanda condicional a que el precio Spot previsto no supere el precio indicado en cada bloque. Para ello, la demanda sin ofertas de demanda flexible se representarán con una demanda prevista, mientras que las que tienen ofertas de demanda flexible se representarán con una demanda prevista igual a la del último bloque de la oferta (o sea la energía que está dispuesto a tomar independiente del precio Spot) y la demanda restante como condicional a los precios Spot.

Con los resultados del predespacho, el OED informará para cada intervalo Spot, en base a los precios previstos, la demanda despachada para cada GUMA habilitado que haya presentado ofertas de demanda flexible que no hayan sido rechazadas, para que el agente tenga en cuenta las ofertas de demanda flexible previstas aceptadas y tome las medidas necesarias para poder mantener su consumo del MEM dentro del valor despachado.

En la operación real, el OED informará con cada redespacho los cambios que resultan en las ofertas de demanda flexible aceptadas, o sea la energía despachada a tomar en función de los precios Spot de la energía, indicando para cada intervalo Spot la demanda que resulta despachada.

El resultado para el Gran Usuario que oferta demanda flexible será el siguiente:

- En tanto el precio Spot previsto según el despacho vigente resulte menor que el precio del primer bloque, resultará despachado con su demanda prevista el día anterior más sus ajustes posteriores a lo largo del día.

- Cada vez que el precio Spot previsto en el despacho vigente supere el precio de un bloque, la energía que el GUMA toma del MEM no podrá superar la energía informada en el bloque correspondiente más una tolerancia.

#### 3.2.3.4. INCUMPLIMIENTOS A LA DEMANDA FLEXIBLE DESPACHADA.

Toda oferta de demanda flexible que haya sido informada por el OED en el predespacho o un redespacho como aceptada compromete al GUMA que la ofertó a mantener su consumo por debajo de la demanda condicional ofertada y aceptada como flexible. En este caso, el consumo del GUMA correspondiente no podrá superar la demanda despachada, dentro de una banda de tolerancia del CINCO (5) % en cada intervalo Spot.

Al finalizar cada día, el OED deberá verificar el cumplimiento de las ofertas de demanda flexibles despachadas. En caso de detectar un incumplimiento, entendiendo como tal que la energía consumida supere en algún intervalo Spot más de un CINCO (5) % la energía despachada para el GUMA, el OED deberá asignarle un Cargo por Incumplimiento en la demanda flexible calculado como la energía retirada de más (o sea por encima de la energía despachada más la correspondiente tolerancia) valorizado a dos veces el precio Spot. Ante reiteración de DOS (2) o más incumplimientos en un período de VEINTISEIS (26) semanas móviles, quedará inhabilitado a ofertar demanda flexible por las siguientes CINCUENTA Y DOS (52) semanas.

Al finalizar cada mes, el OED debe totalizar los Cargos por Incumplimiento en la demanda flexible y asignar el monto resultante al cubrimiento del costo de la reserva, reduciendo en este modo el Cargo por Reserva a pagar por los agentes.

### 3.2.4. PREDESPACHO

#### 3.2.4.1. DESPACHO DE CARGAS Y DETERMINACION DEL PRECIO DE MERCADO

El despacho diario es realizado todos los días por el OED. Los viernes y días hábiles previos a un feriado se informa a las centrales hidroeléctricas el despacho previsto para el fin de semana o días feriados y el primer día hábil subsiguiente. Este despacho será indicativo.

Se debe realizar en primer lugar un redespacho semanal para definir los paquetes de energía hidráulicas a ubicar en el día a despachar, teniendo en cuenta el horizonte semanal y las modificaciones que puedan haber surgido en las previsiones.

Utilizando la Base de Datos Diaria y la energía hidráulica a despachar resultado del redespacho semanal, el OED debe realizar el despacho hidrotérmico diario del MEM.

Una máquina no podrá ser programada arrancando por despacho si el tiempo previsto generando en dicho despacho resulta menor que una hora.

Con respecto a la generación hidroeléctrica, se admitirá un apartamiento de hasta el CINCO (5) % en la energía diaria despachada para una central con respecto al óptimo definido en la Programación o Reprogramación Semanal vigente.

La operación de las centrales del bombeo con capacidad de bombeo semanal se despacha teniendo en cuenta la energía prevista como generación y bombeo entre semanas y entre días de la semana en la programación semanal vigente. La operación de generación y bombeo dentro del día se determina con el rendimiento económico de bombeo definido por el Generador en función de la diferencia de los precios Spot de compra y de venta de la energía.

Al realizar el predespacho, el OED deberá tener en cuenta los requerimientos de reserva de corto plazo, las restricciones y la generación forzada y obtener los programas de carga previstos. Además deberá revisar y ajustar los arranques y paradas previstas en turbovapor y nucleares e informar a los Generadores afectados los cambios previstos.

El precio de la energía en el MEM refleja el costo del siguiente MW de demanda a abastecer por despacho teniendo en cuenta las restricciones vigentes, asociadas al transporte y al mantenimiento del nivel de calidad del servicio y seguridad establecidos, calculado de acuerdo a la metodología descrita en el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En base al despacho realizado, el OED debe determinar la previsión de precios de la energía para cada intervalo Spot:

a) el Precio de Mercado;

b) las áreas desvinculadas, indicando las máquinas incluidas dentro de dicha área y precios Locales previstos;

- c) la máquina térmica o central hidráulica que margina;
- d) las restricciones y generación forzada prevista;
- e) el arranque y parada previsto de máquinas turbovapor y nucleares;

f) las ofertas previstas aceptadas de demanda flexible y la demanda despachada al correspondiente GUMA.

En caso de grupos de máquinas térmicas dentro de una central ofertadas en conjunto, el OED determinará e informará a los agentes el programa de carga despachado para el conjunto de máquinas. Con el objeto que el OED pueda realizar la supervisión centralizada de la operación del sistema, el Generador determinará e informará al OED las máquinas del grupo que cubrirán dicho despacho y los arranques y paradas programados.

#### 3.2.4.2. DEFINICION DE PRECIOS LOCALES

Una restricción activa de Transporte se manifiesta como una saturación del vínculo y provoca diferencias en el despacho de máquinas de un área respecto del despacho óptimo sin restricciones de transporte, evidenciando las limitaciones impuestas al MEM. Cada intervalo Spot en que en un área las restricciones de transporte afectan el despacho económico, el área se considera desvinculada del Mercado. Su precio local es determinado de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo 26 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 3.2.4.3. DESPACHO DE COMBUSTIBLES

En el programa de despacho diario se incluirá la previsión de disponibilidad de combustibles por central suministrada por los Generadores (cuota de gas, stock de combustibles líquidos y/o carbón) y la información respecto a restricciones en las posibilidades de quemado de los distintos tipos de combustibles en las máquinas. Dicha información será tenida en cuenta para el cálculo de la disponibilidad de las correspondientes máquinas térmicas.

El programa de despacho optimiza en función a la disponibilidad de máquinas y la disponibilidad de combustibles por central con sus correspondientes precios, y obtiene como resultado, junto con los precios de la energía y programas de cargas, una previsión de consumo de combustible en cada máquina. De este modo se determinará la distribución dentro de cada central de la cuota de gas prevista, que corresponde al despacho óptimo y que se utilizará para la fijación de precios de la energía.

#### 3.2.4.4. PROGRAMACION DE RESTRICCIONES AL ABASTECIMIENTO

El OED deberá definir los programas de restricciones a aplicar, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS. De estar previsto en la programación semanal la necesidad de aplicar restricciones al abastecimiento, realizará el despacho por intervalo Spot de la ENS prevista para ese día. Por otra parte, de surgir en la programación diaria que la generación disponible resulta insuficiente para abastecer la demanda prevista, determinará mediante el programa de despacho una previsión de déficit por intervalo Spot.

En todos los casos el OED tendrá en cuenta los requerimientos indicados por los Distribuidores en la programación semanal en cuanto a la programación de sus restricciones.

#### 3.2.4.5. DESPACHO DE LA COMPRA/VENTA CON OTROS PAISES

Las operaciones de importación y exportación con países interconectados se realizarán de acuerdo a las normas establecidas en el Anexo 30 "Importación y Exportación de Energía Eléctrica" de LOS PROCEDIMIENTOS y los acuerdos vigentes en los convenios de interconexión.

#### 3.2.4.6. DESPACHO DE LA RESERVA REGULANTE

Los Generadores del MEM participarán en la regulación primaria y secundaria de frecuencia de acuerdo a las características informadas de sus máquinas.

El OED definirá las características mínimas que deberá reunir una máquina para poder participar en la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Los Generadores con máquinas y/o centrales que reúnan estos requisitos podrán solicitar su habilitación para participar en la Regulación de Frecuencia.

La participación en la regulación será voluntaria, pudiendo un Generador habilitado decidir no participar. En ese caso, junto con el envío de los datos para la programación diaria, los Generadores habilitados deberán informar su indisponibilidad como capacidad regulante. De no recibirse esta notificación, el OED considerará que el Generador participará en la capacidad regulante.

En el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS se indican los procedimientos para la habilitación de máquinas y/o centrales, y la metodología para el despacho de la reserva para regulación.

#### 3.2.4.7. DESPACHO DE LAS RESERVAS DE CORTO PLAZO EN MAQUINAS PARADAS.

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el OED contará con las ofertas de reserva de corto plazo en máquinas paradas informada para la semana y determinará la oferta diaria y su asignación de acuerdo a las metodologías y criterios definidos en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 3.2.4.8. CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE REACTIVO

Los Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas deberán informar cualquier modificación a sus condiciones comprometidas de suministro de reactivo.

En el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS se indican las obligaciones de los agentes del MEM con respecto al control de tensión y potencia reactiva y los montos de los cargos y penalizaciones correspondientes.

#### 3.2.4.9. MERCADO SPOT ANTICIPADO DIARIO

El Mercado Spot Anticipado Diario permite cada día tomar posiciones para el día siguiente. El objeto es crear una herramienta financiera que permita a los agentes y Comercializadores complementar y corregir las posiciones tomadas en el Mercado de Contratos.

Cada agente podrá elegir si desea o no operar en el Mercado Spot Anticipado. Para ello, junto con la información para el predespacho diario, deberá suministrar la información para el Mercado Spot Anticipado Diario para cada intervalo Spot.

• Si es un agente Productor, podrá informar la generación que oferta al Mercado Spot Anticipado Diario (que puede ser CERO (0)) y el precio mínimo al que está dispuesto a vender la misma.

• Si es un agente Consumidor o un Generador con contratos, podrá informar la demanda que requiere en el Mercado Spot Anticipado Diario (que puede ser CERO (0)), y opcionalmente el precio

máximo al que está dispuesto a comprar. Si no informa este precio, se asumirá que está dispuesto a comprar a cualquier precio.

En cada intervalo Spot, para cada agente que no suministre información para el Mercado Spot Anticipado Diario, el OED deberá considerar que no participa en dicho Mercado y sus ventas o compras resultarán CERO (0) en el Mercado Spot Anticipado Diario.

Cada día, el OED asignará la generación ofertada y la demanda requerida en el Mercado Spot Anticipado Diario por orden de mérito de precios, y calculará el precio de la energía en el Mercado Spot Anticipado Diario con la misma metodología que en el Mercado Spot. Si la demanda total requerida es mayor que la oferta de generación, se aceptará toda la generación ofertada definiendo el precio resultante como el menor precio de la demanda que queda satisfecha con la oferta.

Cada agente resultará comprando o vendiendo energía en el Mercado Spot Anticipado Diario a sus precios nodales, de acuerdo a la relación que exista para cada intervalo Spot:

- Para los demandantes de dicho Mercado, las ofertas de compra que resultaron asignadas;
- Para los oferentes, las ofertas de venta que resultaron aceptadas.

Los resultados del Mercado Spot Anticipado Diario serán informados juntos con los resultados del predespacho y serán considerados como un compromiso comercial, que se administrará en el Mercado Spot como si se tratara de un contrato. En LOS PROCEDIMIENTOS toda referencia a compromisos contratados para la administración de apartamentos en el Mercado Spot se considera que incluye los compromisos que surgen del Mercado Spot Anticipado Diario salvo que se indique lo contrario.

El día siguiente en cada intervalo Spot, los desvíos en la oferta y la demanda real respecto de lo asignado en el Mercado Spot Anticipado Diario se comprarán o venderán, según corresponda, en el Mercado Spot al precio Spot que resulte en el nodo. En consecuencia, en cada intervalo Spot la transacción final de cada agente será el total neto entre sus transacciones en el Mercado Spot Anticipado, que serán CERO (0) de no haber participado en dicho mercado, y sus transacciones en el Mercado Spot.

Cada agente resultará comprando o vendiendo energía en el Mercado Spot a sus precios nodales por intervalo Spot según los apartamentos que surjan:

• Para agentes Consumidores, entre su demanda propia, la energía asignada en el Mercado Spot Anticipado Diario y la compra de energía contratada;

• Para agentes Productores, entre su generación propia, energía ofertada y aceptada en el Mercado Spot Anticipado y compromisos de entrega de energía por contratos.

#### 3.2.4.10. ENVIO DE LA PROGRAMACION DIARIA

Antes de las 13:00 hrs del día de cierre para recabar información, el OED debe enviar los resultados del predespacho. Los mismos representarán un compromiso por parte del OED de respetar en la operación la programación prevista, salvo apartamentos respecto a las condiciones previstas, pero además supondrán del Generador un compromiso de cumplir los programas indicados y aceptar los precios que de ello resulten. La información enviada es la correspondiente a los precios previstos en función de las máquinas despachadas con los combustibles previstos y las limitaciones activas que resultan de acuerdo al predespacho. En tanto las empresas no informen modificaciones y/o el OED realice un redespacho, en la operación en tiempo real el precio queda determinado de acuerdo a lo que indica el despacho vigente para el intervalo Spot correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

• A Generadores: Para cada intervalo Spot, el Precio de Mercado previsto y la máquina térmica o central hidroeléctrica que lo define, y el correspondiente Precio Local cuando su nodo esté previsto desvinculado del Mercado.

• A Generadores: las máquinas generando forzadas, identificando si corresponde a un Acuerdo de Generación Obligatoria o a un requerimiento imprevisto.

• A Generadores: Para cada reserva de corto plazo en que se asigna el servicio a máquinas paradas, el nivel de reserva de corto plazo asignado, y las máquinas previstas paradas aportando esta reserva y el correspondiente precio previsto.

• A Generadores: Valor del agua de las centrales hidroeléctricas y Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) vigentes.

• Generadores con máquinas despachadas: Para cada máquina el programa de generación y tipo de combustible previsto, y la discriminación de los períodos en que se prevé forzada.

• A Generadores con máquinas no despachadas: Para cada una, la indicación de que no resultó despachado y la potencia asignada como reserva de corto plazo en máquinas paradas, de corresponder.

• A Países Interconectados: Se responderá si se aceptan las ofertas de venta. A las solicitudes de compra, se indicará si es posible suministrar la energía pedida y el precio requerido. En ambos casos, se suministrará el programa de cargas previsto para la interconexión.

• A Distribuidores: De existir una previsión de déficit, la programación de las restricciones a aplicar al abastecimiento.

• A los agentes que participen en el control de tensión y aporte de reactivo: Las consignas de tensión en barras y requerimientos particulares de reactivo que difieran de los compromisos acordados.

• A todos los agentes: Los Acuerdos de Generación Obligatoria que activan generación forzada, los requerimientos imprevistos que fuerzan generación por restricciones de calidad, y las restricciones activas previstas de Transporte.

• A Grandes Usuarios: De existir una previsión de déficit, la programación de las restricciones a aplicar al abastecimiento. A los que ofertaron demanda flexible, las ofertas aceptadas y el programa de demanda abastecida previsto.

• A Grandes Usuarios Interrumpibles: Para cada Gran Usuario Interrumpible los períodos en que se hace uso de su oferta de potencia interrumpible, de existir, y el motivo que lo justifica, y el programa de demanda que resulta previsto abastecido.

Los Distribuidores contarán hasta las 16.00 hrs para acordar modificaciones a su programa de restricciones.

### 3.3. OPERACION EN TIEMPO REAL

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, tanto el OED como los agentes y Comercializadores deberán respetar la programación vigente. De surgir alguna modificación en las

condiciones previstas para un Generador, la misma será tenida en cuenta para el redespacho y afectará la definición de precios a partir del momento que la empresa lo notifique al OED.

El despacho vigente se utilizará para la definición de los precios de la energía para cada intervalo Spot, la previsión de áreas desvinculadas y sus precios locales y la asignación de reservas de corto plazo.

Si una máquina prevista en servicio en el predespacho estando disponible se saca de servicio, se considera que pasa a integrar la reserva fría incrementándola. Si por el contrario, se debe entrar en servicio una máquina asignada en reserva fría, en tanto no se realice un redespacho se mantendrá una menor proporción de potencia en reserva fría.

Cuando un Generador con contratos en el Mercado a Término resulta despachado por encima de su energía contratada, venderá la energía excedente al Mercado Spot al correspondiente precio para la energía en su nodo.

Cada intervalo Spot el OED calculará el Precio de Mercado con la metodología indicada en el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS y en las áreas desvinculadas su precio local de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo 26 de LOS PROCEDIMIENTOS. El OED informará para cada intervalo Spot la lista de las máquinas forzadas discriminando el motivo (Acuerdo de Generación Obligada, requerimientos de calidad de corto plazo imprevistos, requerimiento mínimo para regulación de frecuencia).

En caso de cambios intempestivos (por ejemplo, disparo de una máquina o una línea), el OED podrá solicitar apartamientos temporarios respecto a la programación prevista sin realizar un redespacho, pero respetando las restricciones incluidas por las empresas en la información suministrada para realizar el predespacho que puedan afectar su seguridad, o en caso de centrales hidroeléctricas sus compromisos aguas abajo.

De ser necesaria la entrada de máquinas térmicas, debe primero solicitar la máquina de menor costo en el Mercado. Cuando desaparezca la perturbación, debe volver a la programación original. De mantenerse la anormalidad, el OED deberá realizar un redespacho.

Los Generadores deben informar al OED cualquier modificación en su parque térmico, ya sea en la disponibilidad de alguna máquina o en el tipo de combustible que está consumiendo. A los efectos de la operación, el cambio sólo pasará a ser tenido en cuenta a partir de su notificación al OED.

Si una máquina que participa en la regulación de frecuencia tiene una disminución en su potencia máxima operable, debe informar al OED el cual podrá modificar su potencia despachada para mantener el margen de regulación. Si queda imposibilitado de seguir participando en la regulación de frecuencia debe informarlo al OED, quien podrá decidir a partir de ese momento pasar a despacharla a máxima potencia.

El OED debe ser informado de las indisponibilidades de equipamiento de transporte, como de cualquier apartamiento de lo comprometido con respecto al reactivo por parte de los Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios.

El OED es el responsable que la configuración de la red se adecue a los requerimientos del despacho vigente. En consecuencia, en cumplimiento de sus funciones, podrá solicitar maniobras sobre el equipamiento del Sistema Interconectado. En todos los casos se considera que un requerimiento del OED es de cumplimiento obligatorio por las empresas integrantes del MEM. Sin embargo, la seguridad de los equipos y personas involucradas será responsabilidad de las empresas propietarias. Solamente de significar un riesgo para la seguridad de sus instalaciones y/o personas bajo su responsabilidad, la empresa podrá negarse a acatar las instrucciones del OED.

El Gran Usuario Interrumpible que oferta parte de su demanda como reserva de corto plazo, se compromete, frente a una solicitud del OED con la correspondiente justificación, a reducir su demanda en la potencia ofertada como reserva dentro de los tiempos comprometidos.

Ante emergencias en el MEM que requieran realizar en una o más áreas reducciones operativas de la demanda, el operador del OED deberá solicitar en primer lugar la reducción a los Grandes Usuarios Interrumpibles del área. El Gran Usuario podrá rehusarse al pedido en la medida que el preaviso sea con un tiempo inferior al ofertado.

#### 3.3.1. CENTRALES DE BOMBEO

Para optimizar el uso de su energía de oportunidad de la central de bombeo, el OED podrá ir modificando su programa de generación en función de las condiciones reales que se presenten en el Mercado o, de surgir excedentes importantes, ofrecerle bombear.

Por su parte, de acuerdo a la evolución real de precios, la central de bombeo podrá solicitar incorporarse a la demanda del Mercado para bombear pero el OED podrá no aceptar dicho requerimiento de apartarse en forma significativa del programa tentativo informado, justificando debidamente la no aceptación en función de condiciones técnicas en el Sistema.

#### 3.3.2. ASIGNACION DE LA CUOTA DE GAS

El Generador deberá informar las modificaciones significativas que surjan en su disponibilidad de gas respecto de lo previsto o contratado y que afecten su despacho previsto.

Como primera medida, de ser la cuota inferior a la prevista o contratada e insuficiente para todas las máquinas previstas con gas en el despacho, deberá pasar a consumir combustibles fósiles en el orden dado por la máquina de menor costo. Si por el contrario la oferta es mayor y sobra gas una vez cubierto el requerimiento de todas las máquinas previstas con gas en el despacho, deberá ir pasando a gas natural en el orden dado por la máquina más cara de la central.

Si la modificación en la disponibilidad de gas invalida el despacho óptimo previsto, el OED deberá realizar el correspondiente redespacho.

Si el Generador no consume el combustible disponible del modo óptimo indicado y/o despachado, deberá informar al OED y justificarlo debidamente. De no considerarse el motivo válido, para el cálculo de precios el OED considerará que la máquina está quemando el combustible correspondiente al despacho óptimo (predespacho o redespacho vigente) independientemente de lo que haya hecho el Generador en la realidad.

#### 3.3.3. REDESPACHO

Durante la operación en tiempo real, el OED debe realizar los redespachos que sean necesarios para garantizar que el despacho vigente corresponde a la operación óptima para las condiciones existentes de oferta y demanda, y recalculando los nuevos precios que resultan. En todos los casos deberá realizar un redespacho de presentarse alguna de las siguientes condiciones.

a) Se modifica la demanda o la oferta, vinculada al Mercado o en un área desvinculada según corresponda, prevista en el despacho vigente en una magnitud que resulta significativa para el cálculo del precio de la energía.

b) Se modifica la composición del parque vinculado al Mercado por más de un intervalo Spot, resultando máquinas generando que no estaban previstas en el despacho vigente.

Si en condiciones extraordinarias, transitoriamente en un intervalo Spot resulta una máquina generando que no está prevista en el despacho vigente, será remunerada a costo operativo si su precio de nodo resulta inferior a dicho costo. Dicha condición transitoria se podrá mantener a lo sumo UNA (1) hora, requiriendo para un período mayor un redespacho y nuevo cálculo de precios por parte de el OED.

Cuando el OED realiza un redespacho para el resto de un día, debe enviar a cada central sus nuevos programas de carga, junto con los nuevos precios Spot previstos. La información se enviará en forma similar a la indicada para el predespacho. De ser necesario despachar las máquinas asignadas a un servicio de reserva de corto plazo, el OED podrá redespachar la reserva asignada, de acuerdo a los criterios y metodologías definidas en el anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Toda máquina prevista parada y asignada como reserva fría en el predespacho, será remunerada por su potencia puesta a disposición para dicho servicio al precio correspondiente salvo que quede indisponible o falle al pedirse su entrada en servicio. El OED no podrá en un redespacho eliminar una máquina asignada como reserva fría en el predespacho, salvo que la máquina quede indisponible.

### 3.4. RESULTADOS DE LA OPERACION

#### 3.4.1. DETERMINACION DE LOS INTERCAMBIOS

Antes de las 10:00 hrs del primer día hábil siguiente, los agentes deben enviar al OED la siguiente información.

\* Cada central, Autogenerador y Cogenerador, la energía generada por intervalo Spot para el MEM.

\* Cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario, la energía consumida al MEM y la potencia máxima resultante.

El OED debe recopilar dicha información en la Base de Datos de Operación del Mes para su procesamiento.

Antes de las 18:00 hrs. el OED informará a cada central, Autogenerador y Cogenerador el precio resultante para cada intervalo Spot en su nodo, su volumen de venta de energía, y el precio y remuneración correspondiente por cada tipo de reserva de corto plazo. Informará además los períodos en que cada máquina de la central se considera forzada y la generación forzada asociada.

Para las centrales de bombeo, informará a su vez el volumen de compra de energía y su valorización a los precios de la energía en su nodo por intervalo Spot. En lo que hace a la potencia, se considerará como una demanda (un Gran Usuario) y la comprará a través del Cargo por Potencia Despachada asociada a la demanda de bombeo.

#### 3.4.2. INCUMPLIMIENTO DE LAS ORDENES DEL OED

En la operación real, los agentes del MEM deberán acatar las órdenes del OED. La falta de cumplimiento injustificado dará lugar a multas cuyo monto definirá la Secretaría de Energía en base al perjuicio que ocasione al Sistema.

Junto con la información de la operación, el OED enviará a las empresas su cuestionamiento por incumplimiento de la programación u órdenes del OED. La empresa contará con VEINTICUATRO (24) horas contadas a partir de la recepción de dicha información para responder y presentar su justificación. En caso que la empresa no responda dentro del plazo indicado o que el OED considere que la justificación no responde a motivos de seguridad de su equipamiento y/o personal, se elevará a la Secretaría de Energía la queja correspondiente, la solicitud de sanción si se justifica, y la respuesta de la empresa. La Secretaría de Energía Eléctrica decidirá como última instancia sin apelación.

En caso de que una máquina genere por encima de lo solicitado, con una tolerancia del CINCO (5) %, el OED informará documentadamente la situación al Generador y no reconocerá la remuneración de esta energía (o sea que se le asignará como penalización un precio CERO (0)).

Si alguna empresa en la operación no informó en tiempo cambios en su disponibilidad de equipamiento o en el combustible consumido que hubieran afectado su despacho y no justifica debidamente esta demora, el OED podrá elevar a la Secretaría de Energía la queja correspondiente, solicitando la sanción correspondiente. Por su parte, si de la modificación resulta el PM o PL superior al correspondiente a la situación real, el OED corregirá para el período correspondiente los precios e informará a las empresas los motivos del cambio.

#### 3.4.3. CUESTIONAMIENTOS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS

Con los resultados de la operación suministrados por el OED, las empresas Generadoras contarán con un plazo de VEINTICUATRO (24) horas después de recibir la información del OED, para cuestionar apartamientos con respecto a su programa de generación previsto, pudiendo solicitar reconocimiento de una programación alternativa. En el caso de centrales hidráulicas con embalse podrán cuestionar si su energía semanal generada resulta con un apartamiento superior al DIEZ (10) % respecto al óptimo previsto, considerando la programación semanal y sucesivos redespachos. Las centrales de bombeo podrán también cuestionar las negativas a sus requerimientos de bombear.

Si el OED demuestra que en el despacho realizado el costo total es inferior al despacho sugerido por la empresa o que los apartamientos se debieron a motivos operativos de seguridad, se considerará que la operación realizada fue la correcta y la empresa deberá acatar el resultado obtenido. De no ser así y no llegar a un acuerdo entre las partes, la empresa podrá elevar su cuestionamiento a la Secretaría de Energía.

Las empresas también podrán cuestionar la falta de redespacho, y en consecuencia redefinición de precios vigentes, en el caso de registrarse apartamientos respecto a las hipótesis previstas. Si el OED demuestra que las diferencias no resultan significativas en el precio final, representando una diferencia no mayor que el CINCO (5) %, se rechazará la queja. De lo contrario y de no surgir acuerdo, la empresa podrá elevar su queja a la Secretaría de Energía.

En todos los casos, el OED contará con VEINTICUATRO (24) horas para responder al cuestionamiento. Transcurrido este plazo y de no haber respuesta del OED, el cuestionamiento pasará automáticamente a la Secretaría de Energía.

La Secretaría de Energía decidirá en instancia única en base al cuestionamiento planteado y la justificación del OED, si corresponde un resarcimiento y en tal caso, su importe.

#### 3.4.4. CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.

El OED emitirá, antes del día CINCO (5) de cada mes, para cada sistema de transporte, un 'Documento de Calidad de Servicio de Transporte Provisorio' (DCSTp), que contendrá la información

de las indisponibilidades del equipamiento según los datos recabados por aplicación de lo dispuesto en el Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS adecuadamente consolidados. El OED informará el DCSTp a los transportistas, a los agentes usuarios del transporte y al ENRE.

### 3.4.5. CUESTIONAMIENTOS DE LOS AGENTES AL DOCUMENTO DE CALIDAD DE SERVICIO DEL TRANSPORTE PROVISORIO (DCSTP)

Los transportistas y los usuarios del transporte, deberán presentar por escrito ante el OED, todas las observaciones que tuvieren a la información contenida en el DCSTp, dentro de los CINCO (5) días corridos contados desde su notificación.

Dentro de los SIETE (7) días corridos contados desde el vencimiento del plazo indicado en el párrafo precedente, el OED reunirá las observaciones presentadas, las analizará y notificará inmediatamente al ENRE dichas observaciones y su análisis.

### 3.5. REMUNERACION A GENERADORES

Los Generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida al MEM calculada a partir del valor neto entregado, o sea descontando el consumo propio. Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que se prestan en el Sistema, incluyendo los servicios de Transporte, servicio de reserva de corto plazo, control de tensión y aporte de reactivo.

#### 3.5.1. REMUNERACION DE LA ENERGIA

Cada intervalo Spot "h", el precio de la energía (PEN) en un nodo "n" depende si dicho nodo está o no en un área desvinculada.

\* Si resulta en un área vinculada del Mercado, el precio de nodo de la energía se calcula con el Precio de Mercado (PM) transferido hasta el nodo a través del factor de nodo (FN).

$$PEN_n^h = PM^h \times FN_n^h$$

\* Si resulta despachada en un área Desvinculada "a", el precio de nodo se calcula con el Precio Local (PL) del área transferido hasta el nodo a través del correspondiente factor de nodo.

$$PEN_n^h = PL_a^h \times FN_n^h$$

Cada intervalo Spot la energía vendida por una máquina al MEM se remunera al precio de la energía en el nodo. En el caso de generación forzada, ya sea por Acuerdos de Generación Obligateda o imprevista, recibirá adicionalmente el precio establecido en el Acuerdo o el sobrecosto correspondiente, según corresponda, de acuerdo a lo que se establece en el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El precio de la energía tiene en cuenta la reserva asignada para regulación y, por lo tanto, en la remuneración total de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a dicha reserva con que opera el MEM.

El OED calcula para cada intervalo Spot la remuneración que corresponde a cada Generador por su venta de energía al Mercado Spot. De la integración de estos valores se obtiene la remuneración mensual del Generador por venta de energía al MEM.

#### 3.5.2. REMUNERACION DE LA RESERVA REGULANTE

En el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS se indican los procedimientos para la remuneración y despacho de la reserva para regulación de frecuencia.

#### 3.5.3. REMUNERACION DE LA POTENCIA

##### 3.5.3.1. POTENCIA NETA PUESTA A DISPOSICION

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 debe tener en cuenta las restricciones de transporte y/o distribución que limiten su potencia máxima generable.

La potencia neta de una máquina térmica o central hidroeléctrica se remunera como reserva de mediano plazo por estar prevista generando en el Predespacho Anual de Media, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS, o asignada como reservas de corto plazo, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, o como reserva contingente de acuerdo a lo que establece el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La potencia asignada como reserva se remunera al precio correspondiente del tipo de reserva en el Mercado transferido al nodo a través del Factor de Adaptación (FA), de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36, Anexo 37 y Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

##### 3.5.3.2. RESERVA CONTINGENTE

Cada mes el OED debe determinar la potencia asignada al servicio de reserva contingente en máquinas térmicas con la metodología establecida en el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La remuneración semanal por reserva contingente (REMCONT) de una máquina "q" se determina multiplicando la potencia asignada como reserva contingente (RESCONT) en dicha semana al precio de la reserva contingente (\$CONT) en el Nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana.

$$REMCONT_q = RESCONT_q * (\$CONT * FA_q) * NHPSEM$$

siendo:

\*  $FA_q$ : Factor de Adaptación para la máquina q.

\* NHPSEM: cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana.

#### 3.5.4. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA

En el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS se describen los criterios según los cuales se realizan las operaciones por potencia reactiva.

### 3.6. REMUNERACION DEL TRANSPORTE

En la operación en tiempo real se hará el seguimiento y consolidación de la información relevante para la remuneración de los Transportistas, en un todo de acuerdo con lo descrito en los Anexos 18 y 19 de LOS PROCEDIMIENTOS, correspondientes al Sistema de Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal respectivamente.

### 3.7. ARRANQUE Y PARADA DE MAQUINAS

En caso de solicitar el OED el arranque de una máquina turbovapor o nuclear y posteriormente, por cambiar las condiciones previstas de los nuevos despachos resulta que el OED interrumpe el arranque antes de que comience a entregar energía, se pagará al Generador en compensación el costo de arranque acordado.

Análogamente, de solicitar el OED un arranque a una turbovapor o máquina nuclear y posteriormente requerir su parada sin que la máquina resulte generando por lo menos durante un período de pico, se pagará al Generador en compensación el costo de arranque correspondiente.

El costo del arranque y parada se establecerá de acuerdo a lo indicado en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS y se asignará como costo al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

### 3.8. AUTOGENERACION Y COGENERACION

Los Autogeneradores y Cogeneradores pertenecientes al MEM podrán vender, y los Autogeneradores comprar, al precio que resulta en el Mercado de una manera similar a los otros agentes del MEM, debiendo suministrar la información necesaria dentro de los plazos indicados para su programación (estacional, semanal y diaria). La metodología a utilizar se establece en el Anexo 12 de LOS PROCEDIMIENTOS.

### 3.9. EMPRESAS NO RECONOCIDAS COMO AGENTES DEL MEM

Todo pedido de compra/venta en el MEM de una empresa que no sea agente o Participante reconocido del MEM deberá ser solicitada dentro de los plazos indicados en la programación semanal y diaria. Cuando se solicite comprar en el Mercado Spot, el OED accederá en la medida de que exista energía disponible. Esta demanda adicional no modificará los precios. El precio de venta quedará fijado de acuerdo a la disponibilidad de Generación en el Sistema.

a) La energía correspondiente a excedentes hidráulicos se venderá al PM.

b) La energía térmica, incluyendo la nuclear, se venderá pagando todos los sobrepagos de las incorporaciones que origina en el despacho esta nueva demanda.

c) La energía hidráulica embalsada se venderá al CENS vigente.

ANEXO IV

## CAPITULO 4

### 4. MERCADO A TERMINO

En el Mercado a Término del MEM se podrán pactar contratos de energía y/o de potencia, ya sea para el abastecimiento de una determinada demanda de energía y/o potencia como para contar con un respaldo de reserva de potencia y/o energía.

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 de Abastecimiento 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 Autogenerador 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, salvo que se indique explícitamente condiciones específicas para alguno de ellos en particular.

En los Contratos de Reserva Fría el vendedor es un Generador, y el comprador es otro Generador, un Distribuidor o un Gran Usuario.

#### 4.1. CARACTERISTICAS GENERALES.

##### 4.1.1. REQUISITOS

En todos los casos, para pertenecer un contrato al Mercado a Término del MEM requiere cumplir las normas 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.

##### 4.1.2. PARTES.

En vista que poseer un contrato en el 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 existirán:

- 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 par-

tes, 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 en el Mercado a Término con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM o por contratos de exportación. No podrá suscribir contratos de reserva fría.

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 contratos de reserva fría.

Una empresa del sector eléctrico de otro país podrá suscribir Contratos de importación y exportación si cumplen las condiciones indicadas en el Anexo 30 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 4.1.3. INFORMACION.

Los contratos serán de conocimiento público en cuanto a precios y 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 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 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 del servicio de Transporte. A los contratos internos que no suministren esta información se aplicarán los criterios y metodologías de asignación que se definen en este capítulo de LOS PROCEDIMIENTOS.

- 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. 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 de tratarse de un Contrato de Abastecimiento;

- SIETE (7) días después a la fecha en que se informó el rechazo de tratarse de un Contrato de Reserva Fría.

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 rescindirse un contrato, será obligación de la parte vendedora 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.

#### 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 deberán comprometer el libre acceso, pero no gratuito, 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 FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) para vender o comprar a un tercero mediante contratos del Mercado a Término, presentará su solicitud al Distribuidor correspon-

diente. 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 SECRETARÍA DE ENERGÍA quien, dentro de los QUINCE (15) días, determinará las condiciones de prestación del servicio teniendo como objetivo fundamental 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 donde 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 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 como 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 consecuencia al momento de suscribir un contrato, ambas partes conocerán el nivel de costos que representará el Transporte.

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 CIENTO POR CIENTO (100%) de su demanda.

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

##### 4.4.2. DEPOSITO DE GARANTIA.

Cada Gran Usuario que no tenga el CIENTO (100) % de su demanda prevista cubierta con contratos deberá mantener un depósito de garantía por la parte de su demanda no cubierta por contratos, como respaldo de sus posibles deudas en el Mercado Spot. Esta garantía estará afectada a cubrir los incumplimientos de obligaciones de pago contraídas por el GUMA en el Mercado Spot o servicios del MEM.

Junto con la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral el OED deberá calcular el monto de la garantía que corresponde a cada GUMA multiplicando la demanda prevista no cubierta

por contratos en el siguiente Período Trimestral por el precio medio de la energía previsto en el Mercado para el semestre para una probabilidad del CINCUENTA (50) % (PMEST50) para la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral vigente.

El Depósito de garantía de un GUMA puede hacerse en alguna de las siguientes formas:

\* dinero en efectivo

\* carta de crédito “stand by” irrevocable otorgada por un Banco de primera línea

\* seguro de caución pagadero a primer requerimiento, configurándose el siniestro por la intimación de pago al GUMA incumplida por éste.

Al presentar al OED un GUMA un contrato para su autorización, deberá incluir documentación que avale el correspondiente depósito de garantía por la parte de su demanda prevista no cubierta por contratos para los siguientes TRES (3) meses valorizada al correspondiente precio estacional para probabilidad CINCUENTA (50) % (PMEST50).

Un GUMA puede en cualquier momento incrementar sus aportes a su depósito de garantía para avalar la finalización de alguno de sus contratos.

Al finalizar cada contrato en que la parte compradora sea un GUMA, el OED deberá informar al GUMA el nuevo monto que resulta para su depósito de garantía considerando su energía prevista no cubierta por contratos para los siguientes TRES (3) meses valorizada al correspondiente precio estacional para probabilidad CINCUENTA (50) % (PMEST50). Dentro de los siguientes QUINCE (15) días hábiles el GUMA deberá integrar en su depósito de garantía el monto faltante para completar su depósito de garantía o presentar un nuevo contrato para su autorización. Antes de que finalice el plazo indicado, si el GUMA no presentó un nuevo contrato, deberá suministrar al OED la documentación que avala que cuenta con el monto requerido en su depósito de garantía.

El GUMA que deja de pertenecer al MEM deberá mantener vigente su depósito de garantía en tanto no se finalice el cobro y pago de las transacciones correspondientes al último mes en que el GUMA perteneció al MEM y previo descuento, de corresponder, de los recargos e intereses correspondientes.

Cuando un GUMA incumpla sus pagos en las transacciones económicas del MEM, el OED debe utilizar su depósito de garantía para cubrir la deuda impaga, que incluye los 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 deudor del MEM por el faltante.

Cuando se utiliza el depósito de garantía parcial o totalmente para pagar su deuda con el MEM, el GUMA deberá dentro de un plazo no mayor que TREINTA (30) días completar en su depósito de garantía los fondos retirados.

En caso que un GUMA no cuente con el depósito de garantía requerido o, luego del uso de dicha garantía para pagar su saldo deudor en el MEM, no repone el fondo retirado dentro de los plazos indicados, el OED debe considerar que la empresa pierde automáticamente su habilitación como GUMA y notificar la situación a la SECRETARIA DE ENERGIA.

#### 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 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 se podrá respaldar contratando máquinas como reserva para cumplir su compromiso, y/o comprando en el Mercado Spot la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.

b) Contratos de Reserva Fría de Potencia: Se compromete la disponibilidad de potencia de máquinas de un Generador como reserva para ser convocada por el agente contratante. El compromiso se establece a nivel de potencia y deberá ser cubierto por el Generador contratado como reserva con las máquinas comprometidas. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer al agente que es la parte compradora. 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 en reserva cuando sea convocado por su contratante.

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. Para la administración de las transacciones Spot, el Contrato de Potencia Firme es tratado como un Contrato de Abastecimiento. Toda referencia a Contratos de Abastecimiento para el cálculo de las limitaciones a la máxima energía y potencia contratable, y el cálculo de los saldos que se compran y venden en el Mercado Spot se debe entender como referido a Contratos de Abastecimiento y Contratos de Potencia Firme salvo que se explicita lo contrario. En un contrato de exportación, la referencia al Distribuidor o Gran Usuario se debe entender como un Distribuidor o un consumidor de otro país o un Comercializador. En un contrato de importación, la referencia a un Generador debe entenderse como un productor de otro país o un Comercializador.

##### 4.5.1. CONTRATOS DE RESERVA FRIA.

###### 4.5.1.1. OBJETO.

Los Contratos de reserva fría 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 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;

\* a los Generadores con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, cubrirse del riesgo del Transporte contando con un respaldo de máquinas ubicadas en la misma área que la demanda que contrata;

\* a los Generadores con reserva de mediano plazo o reserva contingente asignada transferir el compromiso de disponibilidad asociado a otro Generador, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS;

\* 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, incluyendo las remuneraciones que resulten por los servicios de reserva asignados a dicha potencia, y de entregar la energía que ésta genere cuando sea convocada por la parte compradora. A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la potencia contratada, en la medida que esté disponible, 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 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. Asimismo adquiere el derecho de cobrar por los servicios de reservas de corto plazo, reserva de mediano plazo y reserva contingente que se asignen en el MEM a la potencia contratada.

Cada máquina podrá tener a lo sumo un contrato de reserva fría. 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, que resulte de la fórmula de precios y penalidades definidas en el contrato en la medida que cuente con la disponibilidad comprometida en esas máquinas. Cuando resulte convocada por el contrato, cobrará además por la energía generada dentro del contrato.

##### 4.5.1.3. PARTES.

Podrán vender por Contratos de Reserva Fría los Generadores del MEM, excepto Cogeneradores y Autogeneradores, a otros Agentes del MEM.

En vista que el compromiso se debe ubicar en una o más máquinas específicas cuya generación se despacha, sólo se puede comprometer como reserva fría máquinas térmicas del MEM.

##### 4.5.1.4. PLAZOS.

El período de vigencia de un Contrato de Reserva Fría debe ser definido por un plazo de una 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 uno 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 Reserva Fría, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso se deberá suministrar junto con la información para la Programación Estacional o Reprogramación Estacional.

##### 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 reserva fría que acuerde así como cualquier modificación a la misma. La información a suministrar para la administración de un Contrato de Reserva Fría es:

- Identificación del Generador que es la parte vendedora.

- Identificación del Generador, 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 vendedor comprometidas como reserva fría.

- La potencia comprometida en cada una de esas máquinas (PRES), que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.

- La fórmula de pago (\$/MWh) por dicha capacidad puesta a disposición, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.

- La o las condiciones para su convocatoria, o sea las condiciones a partir de la cual se considerará que la máquina, si resulta despachada, estará generando para su contrato de reserva fría hasta la potencia comprometida.

- 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.

- Si corresponde a la transferencia de un servicio de reserva (reserva de mediano plazo o reserva contingente), identificar el tipo de reserva transferido, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED deberá indicar, junto con el listado de los Contratos de Reserva Fría, la potencia total contratada en reserva.

Junto con los resultados de cada Programación Estacional, el OED deberá incluir el listado de los Contratos de Reserva Fría vigentes, indicando máquinas y potencia comprometida y condiciones de convocatoria.

##### 4.5.1.6. CONDICIONES DE CONVOCATORIA.

Se considera que un Contrato de Reserva Fría está convocado y, por lo tanto, la energía que genera la potencia comprometida se entrega a la parte compradora, si se cumple alguna de las condiciones de convocatoria definidas en el Contrato.

El único requisito a cumplir por la o las condiciones de convocatoria de un Contrato de Reserva Fría es que el OED pueda establecer antes del comienzo de cada intervalo Spot si el Contrato ha sido o no convocado. A modo de ejemplo se indican algunas de las posibles condiciones que se podrán establecer como convocatoria:

- Déficit programado.
- Una relación entre el precio previsto en un nodo para el siguiente intervalo Spot y un precio de referencia que se define en el contrato.
- Disponibilidad de una o más máquinas.
- Restricciones de Transporte.
- Todo el período de vigencia del contrato, o sea que la o las máquinas están convocadas siempre.

#### 4.5.1.7. ADMINISTRACION EN EL MEM.

Una máquina con Contrato de Reserva Fría 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 reserva fría. Al ser convocada por el contrato de acuerdo a las condiciones contratadas, la energía generada se asigna a la parte compradora hasta la potencia comprometida.

En vista que un Contrato de Reserva Fría significa un compromiso de exclusividad por parte de cada máquina contratada como reserva, el Generador sólo podrá participar con dicha máquina en el concurso de reservas de corto plazo en máquinas paradas semanal del MEM por la parte de su potencia que no estuviera comprometida en contratos de reserva fría.

### 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 por intervalo Spot, aunque no necesariamente con generación de sus máquinas;

Pagar en el MEM el Cargo por Potencia Despachada asociado a la demanda que representa la curva contratada.

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

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.

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la energía y potencia contratada, independientemente de que la requiera o no. 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 sobrantes de energía en el Mercado Spot;
- Tomar como un crédito el Cargo por Potencia despachada que pague al MEM la parte vendedora por el contrato.

#### 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 sábado 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.

- 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.

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. PLAZOS.

El período de vigencia de un Contrato de Abastecimiento debe ser definido por un plazo de uno o más meses calendarios, salvo que la parte compradora sea un Distribuidor en cuyo caso, dado su

impacto en el Fondo de Estabilización y en las tarifas minoristas, deberán acordarse por uno 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.

#### 4.5.2.4. 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.

- 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.

En la Programación Estacional, el OED deberá adjuntar, con el listado de los Contratos de Abastecimiento, 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.

#### 4.5.2.5. 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<sub>kj</sub><sup>mdh</sup>) 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 que corresponda: para la Programación Estacional la demanda prevista en la Base de Datos Estacional, para la Programación Semanal la demanda prevista utilizada en dicha programación, y para el despacho y redespacho diario, la demanda prevista utilizada en dicho despacho.

- 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 real, entendiéndose como tal la registrada salvo existir una condición de restricción programada al abastecimiento en que se considera la demanda registrada más las restricciones previstas programadas. De este modo, la curva de carga representativa real queda definida en cada intervalo Spot con el resultado de la operación real realizada.

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

Para los contratos que fijan el compromiso indicando la potencia por intervalo Spot a abastecer, la curva de carga representativa se calculará con la potencia por intervalo Spot indicada en el contrato (PABAST<sub>h</sub>). 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 CIENTO 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 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:

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

donde:

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

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 CIENTO 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:

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

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.

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

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

$$PTOL_j^{mdh} = \text{máx}(\text{mín}(\text{REALDEM}_j^{mdh}, P1), P2)$$

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:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = \text{máx}(PTOL_j^{mdh} - \sum_{kk} PCONT_{kkj}^{mdh}, 0)$$

donde  $PCONT_{kkj}^{mdh}$  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:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = \text{máx}(PTOT_j^{mdh} - \sum_{kk} CONT_{kkj}^{mdh}, 0)$$

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

#### 4.5.2.6. ENERGÍA 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.

#### 4.5.2.7. 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.

#### 4.5.2.8. 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 la 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 Reserva Fría. Si para algún intervalo Spot la potencia contratada supera dicha demanda prevista, su compra prevista resulta CERO (0).

$$DEMEST_j^h = \text{máx}(PREVDEM_j^h - \sum_k PCONT_{kj}^h - \sum_k PRES_{ij}^h, 0)$$

Siendo:

$PCONT_{kj}^h$ : 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".

$PRES_{ij}^h$ : Energía prevista entregar para el intervalo Spot "h" el Contrato de Reserva Fría entre el vendedor "i" y el Distribuidor "j".

#### 4.5.2.9. 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.

#### 4.5.2.10. GARANTIA DE SUMINISTRO.

En un Contrato de Abastecimiento se puede acordar un compromiso de garantía de suministro, debiéndose para ello incluir las penalidades asociadas a su incumplimiento.

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.

#### 4.5.2.11. INTERRUMPIBILIDAD.

En un Contrato de Abastecimiento en que el compromiso se fija respecto a la demanda real se puede acordar una condición de interrumpibilidad. El contrato se interpreta como debiendo abastecer la demanda comprometida, salvo cumplirse la condición de interrumpibilidad en cuyo caso el compromiso contratado se disminuye en el porcentaje o magnitud (potencia) de interrumpibilidad acordado.

Un Gran Usuario Interrumpible puede acordar un contrato de Abastecimiento 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 cláusula de interrumpibilidad la convocatoria por parte del OED de la interrumpibilidad comprometida como reserva del MEM.

Un contrato con cláusula de interrumpibilidad debe indicar:

a) la identificación de que se trata de un contrato con interrumpibilidad;

b) la o las condiciones en que actúa la interrumpibilidad;

c) la magnitud de la interrumpibilidad, definida como un porcentaje de la demanda comprometida en el contrato o como una cantidad fija de potencia, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.

La condición de interrumpibilidad debe expresarse claramente y poder ser verificada por el OED con la suficiente anticipación para poder programar su aplicación. Algunas opciones de condición de interrumpibilidad 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 la Programación Semanal o despacho diario vigente.

En la Programación Semanal, despacho, redespacho y operación en tiempo real, cada vez que se verifique la cláusula de interrumpibilidad el OED debe ajustar la curva de carga representativa prevista y real reduciéndolo en la interrumpibilidad acordada e informar a las partes que actúa la cláusula de interrumpibilidad y la modificación que resulta en el compromiso contratado.

#### 4.5.2.12. CONTRATO CON COMPRA ECONOMICA DE DEMANDA.

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. El Gran Usuario que contrata acuerda pagar un monto fijo mensual a cambio del abastecimiento de la demanda que resulte de la gestión de demanda y/o modificaciones para el uso racional de la energía implementadas. El Generador contratado asume la responsabilidad de abastecer la demanda y realizar el programa para gestión de demanda y/o uso racional de la energía del Gran Usuario.

Este tipo de contrato debe:

\* indicar que incluye compra económica de demanda (CED);

\* definir, en vez de un precio, una fórmula de monto a pagar en cada mes de vigencia del contrato;

\* indicar para cada mes de vigencia del contrato curvas de cargas de referencia dadas por las previstas en las condiciones existentes antes del contrato, o sea sin el efecto de la gestión de demanda y programas de mejoras para el uso racional de la energía a realizar.

Dentro del MEM, el contrato recibe 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.

#### 4.5.2.13. 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<sub>k</sub>), entendiéndose como tal la energía generada por sus máquinas (PGEN<sub>k1</sub>) que no resulta convocada por Contratos de Reserva Fría más la energía entregada por las máquinas de otros Generadores con los que haya suscrito Contratos de Reserva Fría y que hayan sido convocadas por dichos contratos (PGEN<sub>k2</sub>);

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

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.

#### 4.6. 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 potencia de reserva 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 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 energía prevista comprometida entregar en cada contrato.

En particular, a los efectos de la administración de un Contrato de Abastecimiento y las transacciones Spot por faltantes o sobrantes, todo contrato de abastecimiento 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" (P<sub>CONT<sub>kj</sub></sub>).

##### 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 máxima mensual prevista.

- \* 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 máxima mensual.

- \* 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 acordados 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 el mismo porcentaje que el utilizado como crecimiento de energía.

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 contratable.

En el momento de presentarse un Contrato de Reserva Fría 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 reserva fría vigentes y demostrar que, agregando el nuevo contrato y para cada mes de vigencia, la potencia en reserva 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 contratable. 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 y contratos de importación que tenga vigentes la parte compradora no se supera la máxima demanda de energía contratable 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 vigentes de la parte compradora no debe superar el CIENTO POR CIENTO (100 %).

##### 4.6.3. MAXIMA RESERVA DE POTENCIA CONTRATABLE

Un Generador "k" puede contratar a otros Generadores potencia como reserva fría de sus contratos. La Máxima Reserva 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 y contratos de exportación.

Al presentar un Contrato de Reserva Fría 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 reserva contratada más la potencia de los otros contratos de reserva fría de compra vigentes de la parte compradora no supera la Máxima Reserva de Potencia Contratada.

De verificar el OED que la información suministrada es incorrecta o que se vulnera la restricción de máxima reserva 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. RESTRICCION.

Un agente Productor o un Comercializador de generación no puede vender por contratos más que su máxima generación contratable. La máxima generación contratable 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 contratable 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 contratable la máxima contratable 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 contratable, 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 contratable (GENMXCONT<sub>k</sub>) 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 contratable mensual (GENMXCONT<sub>k</sub>) está dada por el excedente que resulte al restar de la potencia efectiva neta de sus máquinas, o sea descontado los consumos propios, el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la potencia media correspondiente a su demanda de energía prevista.

En el momento de presentar un contrato de reserva fría 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:

- \* las máquinas comprometidas "q" no tienen otro contrato de reserva fría;

- \* la reserva comprometida no resulta mayor que la suma de la potencia neta efectiva de las máquinas indicadas.

$$PRES^m_{kr} < 0 = \sum_q PEFECT_q$$

donde:

- \* PRES<sup>m</sup><sub>kr</sub> = Potencia en reserva fría comprometida para el mes "m" en el contrato a suscribir entre el Generador "k" y el agente "r".

- \* PEFECT<sub>q</sub> = Potencia neta efectiva de la máquina "q" especificada como en reserva en el contrato.

A su vez, en el momento de presentar un contrato de abastecimiento con un comprador "j", se deberá suministrar al OED la información que demuestra que el productor "k" que es la parte vendedora para cada mes "m" de vigencia del contrato su potencia comprometida, por sus contratos ya existentes de abastecimiento, de exportación y/o de reserva fría, más la potencia máxima representativa mensual del nuevo contrato no supere su potencia efectiva.

$$(PMXCONT^m_{kj} + \sum_r PRES^m_{kr} + \sum_{j1} PMXCONT^m_{kj1})$$

sea menor o igual que  $\sum_q PEFECT_q$

siendo:

- \* PRES<sup>m</sup><sub>kr</sub> = potencia en reserva fría comprometida para el mes "m" en los contratos de reserva fría, de existir, que tenga el productor "k" con otros agentes "r".

- \* PMXCONT<sup>m</sup><sub>kj1</sub> = potencia máxima representativa para el mes "m" en los Contratos de Abastecimiento y de exportación que tiene el productor "k" con otros compradores "j1".

- \* PEFECT<sub>q</sub> = Potencia neta efectiva de la máquina comercializada "q".

##### 4.6.4.3. MAXIMA ENERGIA CONTRATABLE

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

La máxima energía anual contratable 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<sup>m</sup><sub>k</sub>) 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 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 requerirse la autorización de un contrato de abastecimiento en que la parte vendedora comercializa centrales hidroeléctricas, se debe suministrar al OED la información que demuestra que, para cada año "a" de vigencia del contrato, la energía total comprometida más la comprometida por los otros contratos de abastecimiento y de exportación vigentes de la parte compradora no supera la sumatoria de las energías firmes mensuales de las centrales hidroeléctricas asociadas.

$$\sum_m ECNT^m_{kj} + \sum_{j1} \sum_m ECNT^m_{kj1} < o = \sum_c \sum_m EFIRM^m_{kc}$$

donde:

\* m = meses del año.

\* ECNT<sup>m</sup><sub>kj</sub> = energía representativa para el mes "m" del año "a" del contrato a suscribir entre el Generador hidráulico "k" y el comprador "j".

\* ECNT<sup>m</sup><sub>kj1</sub> = energía representativa para el mes "m" del año "a" del contrato vigente entre el Generador hidráulico "k" y el comprador "j1".

\* EFIRM<sup>m</sup><sub>kc</sub> = energía firme mensual de la central hidroeléctrica "c" del Generador "k".

#### 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 RESERVA FRIA

En caso de ser convocados contratos de reserva fría el OED deberá considerar para la parte compradora:

\* si es un Generador, que la energía generada en las máquinas que tiene contratadas como reserva fría 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 reserva 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 reserva fría.

El OED deberá asignar las remuneraciones por los servicios de reserva que resulten para la potencia contratada en cada Contrato de Reserva Fría a la parte compradora.

##### 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 de abastecimiento.

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 de abastecimiento 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), de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Se excluirá al suministro cubierto con un contrato de abastecimiento de toda limitación que no esté prevista en su contrato, de acuerdo a las condiciones indicados en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

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 de abastecimiento 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. APARTAMIENTOS DE UN GENERADOR EN EL COMPROMISO DE ENERGIA DE SUS CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

El contrato de abastecimiento se interpretará como si en cada intervalo Spot el Generador que es la parte vendedora debe entregar al contrato en el Mercado la energía contratada, que cobrará al precio acordado, independientemente de cuál sea el requerimiento real de la demanda con quien realizó el contrato o la generación realmente realizada por el vendedor.

El seguimiento de los apartamientos de un Generador "k" a sus compromisos por contratos de abastecimiento se hará respecto a su generación propia.

Se considera que el compromiso por intervalo Spot de entrega de energía 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 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 intervalo Spot, el OED realizará el seguimiento de los apartamientos de energía de cada Generador respecto del compromiso que resulta de sus contratos de abastecimiento (diferencia entre la energía comprometida entregar según contratos y la generación propia entregada) y su comercialización en el Mercado Spot.

Si la generación propia de un Generador resulta superior a la energía requerida por sus contratos, la energía excedente se venderá al Mercado Spot, al precio Spot en su nodo de conexión.

$$PVENDE^h_k = PPROPIA^h_k - \sum_j PCONT^h_{kj}$$

Si el Generador resulta con una generación propia menor que la energía comprometida en sus contratos, ya sea por despacho o por indisponibilidad de máquinas propias o contratadas como reserva, el faltante de energía lo comprará en el Mercado Spot al Precio de Mercado, en la medida que exista el excedente solicitado.

$$PCOMPRA^h_k = \sum_j PCONT^h_{kj} - PPROPIA^h_k$$

En caso de déficit en el MEM y aplicarse restricciones en el abastecimiento, los Generadores resultarán despachados a su máxima carga posible. En estas condiciones, para analizar su compra/venta con el MEM se comparará su generación propia con la demanda efectivamente abastecida de sus contratos.

En consecuencia, 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 la máquinas que contrató como reserva), para vender al precio contratado;

\* vende el excedente de energía, de existir, en el Mercado Spot al Precio de la energía en su nodo;

\* compra el faltante de energía, de existir, en el Mercado Spot al Precio de Mercado, y lo vende al precio contratado;

\* de no existir suficiente excedente en el MEM y/o estar aplicándose restricciones a la demanda, el 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 MEM, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Al finalizar el mes, el OED realizará la integración de la comercialización de energía en el Mercado Spot de los apartamientos y el Generador resultará acreedor o deudor con respecto al MEM según resulte positiva o negativa la suma de los montos por intervalo Spot 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 reserva fría (PRES).

$$DPROPIA^h_j = DEM^h_j - \sum_g PRES^h_{jg}$$

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.

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

siendo:

\* PCONT<sup>h</sup><sub>kj</sub> = energía para el intervalo Spot "h" de la curva de carga representativa del Contrato de Abastecimiento<sup>h</sup> 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.

$$\text{COMPRA}_j^h = \text{máx} (\text{DPROPIA}_j^h - \sum_k \text{PCONT}_{kj}^h, 0)$$

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 reserva fría 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.

#### 4.11. CARGO POR POTENCIA DESPACHADA DE LOS CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

Al finalizar el mes, el OED calculará el Cargo por Potencia Despachada correspondiente a la demanda comprometida en cada Contrato de Abastecimiento y lo asignará como un débito en la remuneración de la potencia del Generador que es la parte vendedora y como un crédito en el Cargo por Potencia Despachada del agente Consumidor que es la parte compradora.

#### 4.12. GENERADORES CON CONTRATOS DE RESERVA FRÍA

Para un Generador con contratos de venta de reserva fría, se entenderá como generación propia la energía generada por sus máquinas descontada la entregada a sus contratos de reserva fría cuando es convocada.

$$\text{PPROPIA}_k^h = \text{PGEN}_k^h - \sum_q \sum_a \text{PRES}_{aq}^h$$

donde:

\*  $\text{PGEN}_k^h$  = energía generada por el Generador "k" en el intervalo Spot "h".

\*  $\text{PRES}_{aq}^h$  = energía entregada a su contrato por la máquina "q" del Generador "k" que tiene un contrato de reserva fría con el agente "a" del MEM.

Al resultar despachada una máquina con contrato de reserva fría y ser convocada por su contrato, pasará a ser considerada como parte del contratante su energía entregada dentro del contrato. 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 la reserva fría contratada;

\* de tratarse de un Generador, su generación propia para el MEM se verá incrementada en la cantidad entregada por su reserva fría.

El OED asignará a la parte compradora de un Contrato de Reserva Fría las remuneraciones que resulten en el MEM a la potencia contratada. La remuneración por dicha potencia de la parte vendedora será exclusivamente la que recibe del contrato.

El OED realizará el seguimiento de:

\* la potencia disponible de las máquinas comprometidas en contratos de reserva fría, independiente de que haya o no sido convocado;

\* las remuneraciones por reserva fría que resulten en el MEM a la potencia contratada vendida, para ser asignadas al comprador;

\* la energía entregada por Generadores con Contratos de reserva fría a sus contratos al resultar despachados y ser convocados;

\* la generación propia de las máquinas comprometidas en Contratos de Reserva Fría.

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

#### 4.13. FACTURACION DE LOS CONTRATOS

##### 4.13.1. 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.

##### 4.13.2. 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 reserva fría y la potencia disponible a lo largo del mes de las máquinas contratadas;

b) la energía entregada de cada contrato de abastecimiento;

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 a Término con que haya suscrito un contrato de suministro o de reserva fría, la remuneración correspondiente a lo acordado en base a la demanda contratada menos las restricciones que se hubieran realizado, y descontando las penalizaciones que correspondan de acuerdo a la información que suministre el OED.

##### 4.13.3. 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.

##### 4.13.3.1. CARGO VARIABLE ASOCIADO A LA ENERGIA

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

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

Dado un contrato de Abastecimiento entre un Distribuidor o Gran Usuario "j" y un Generador, Cogenerador o Autogenerador "k", el OED deberá calcular para el Generador o Autogenerador en cada intervalo Spot "h" del mes el cargo variable correspondiente a la energía generada para el Contrato ( $\text{PGCONT}_{kj}^h$ ), multiplicado por la diferencia de precio entre el nodo de generación y el nodo Mercado.

Cargo variable por energía:

$$\text{PGCONT}_{kj}^h * (\text{PM}^h - \text{PN}_k^h)$$

siendo:

\*  $\text{PGCONT}_{kj}^h$ : generación del Generador, Cogenerador o Autogenerador "k" para su contrato con el Distribuidor o Gran Usuario "j".

\*  $\text{PN}_k^h$ : precio de nodo de la energía en el intervalo Spot "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 ( $\text{PDEMCONT}_{kj}^h$ ), multiplicada por la diferencia de precio entre el nodo de demanda y el nodo Mercado.

Cargo variable por energía:

$$\text{PDEMCONT}_{kj}^h * (\text{PN}_j^h - \text{PM}^h)$$

siendo:

\*  $\text{PDEMCONT}_{kj}^h$ : demanda 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, repartándolo 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 Reserva Fría, el OED calculará el cargo variable del servicio de Transporte por su energía generada y convocada por su Contrato ( $\text{PRES}_{kg}^h$ ), multiplicado por el precio Spot afectado por la diferencia entre su factor nodal de energía correspondiente y el del nodo Mercado.

Cargo variable por energía:

$$\text{PRES}_{kg}^h * (\text{PM}^h - \text{PN}^h)$$

siendo:

\*  $\text{PRES}_{kg}^h$ : energía por el Generador "k" y convocada por su contrato de reserva fría con el agente "g".

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

##### 4.13.3.2. 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.

## ANEXO V

## ANEXO 1: BASE DE DATOS DEL SISTEMA

## 1. INFORMACION BASICA DE GENERADORES

Cada Generador debe suministrar la información necesaria para:

\* programar la producción y realizar el despacho de cargas;

\* calcular los costos marginales y otros costos necesarios para fijar los precios estacionales a distribuidores y el precio horario con que se remunerará a los productores.

El conjunto de datos técnicos y característicos del parque generador conforma la Base de Datos de Generación del Sistema e incluye como mínimo la siguiente información.

a) Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga.

b) Mínimo técnico normal. Curva de consumo de servicios auxiliares.

c) Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga. Para las máquinas turbovapor, tiempo mínimo requerido en la operación entre su parada y re arranque.

d) Características de regulación de frecuencia: contribución posible a la regulación primaria y secundaria.

e) Capacidad para regulación de tensión: curva de capacidad, márgenes de subexcitación y sobreexcitación. En el caso de máquinas distintas de las sincrónicas, informar en cambio el tipo de equipo eléctrico a utilizar y la capacidad de las instalaciones para control de tensión y reactivo.

f) Máquinas Térmicas y Nucleares: Consumo específico medio bruto. Coeficientes A, B y C de la curva representativa del Consumo Específico bruto.

g) Máquinas Térmicas: tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento.

h) Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse: curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa, y datos de evaporación.

i) Centrales de Bombeo: El rendimiento económico de bombeo a utilizar en el despacho diario para definir el bombeo y generación de la central en función de la diferencia de los precios horarios de compra y de venta de la energía. Para el embalse y contraembalse, curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa. Datos de evaporación.

j) Centrales Hidroeléctricas en General: Número de grupos, función para conversión energética (m3 por kWh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943.

k) Centrales eólicas o mixtas:

■ Número de grupos y su potencia nominal.

■ Disposición en planta de las máquinas que componen la central eólica.

■ Función de conversión energética (velocidad de viento vs potencia), identificando la velocidad de viento correspondiente a la potencia nominal y al máximo y mínimo turbinables.

■ Localización de los puntos de medición de viento que sirvieron de base para el diseño de la central, con identificación del equipamiento utilizado para medir y la frecuencia de los registros. Los puntos de medición deberán estar a una altura de DIEZ (10) m. Serie de registros de velocidad del viento medio horario, con su dirección asociada, de UNO (1) o más años y aplicable a la central. Se identificará la metodología para correlacionar los datos aplicables a la central en caso que las mediciones registradas se hubieran realizado en otras localizaciones. Para la identificación de la orientación del viento se considerarán las OCHO (8) direcciones principales. Serie de Producción Media Semanal de la central, para cada semana de un año, calculada con la serie de registros de viento, identificando la metodología utilizada para su obtención y el factor de disponibilidad del equipamiento.

■ Máxima desviación standard prevista de la potencia de la central, promedio de 10 minutos, evaluada para un día, operando con el VEINTICINCO (25), el CINCUENTA (50) y el CIEN (100) % del equipamiento.

■ Máximo valor absoluto previsto de la velocidad de variación de la potencia (diferencias promedio en el paso/duración del paso) de la central operando con el VEINTICINCO (25), el CINCUENTA (50) y el CIEN (100) % del equipamiento, con un paso de cálculo de DIEZ (10) minutos.

## 2. INFORMACION BASICA DE DISTRIBUIDORES

Cada Distribuidor deberá suministrar la información básica necesaria para la determinación de los precios estacionales.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos de Distribución del Sistema e incluirá como mínimo:

a) Puntos de interconexión a través de los cuales se compromete comprar al MEM;

b) Potencia contratada para los próximos DOS (2) semestres, y para los OCHO (8) semestres siguientes, por punto de interconexión;

c) Capacidad de sus instalaciones para el control de Tensión.

## 3. INFORMACION BASICA DE TRANSPORTISTAS

El Transportista deberá suministrar la información necesaria para realizar los estudios y definir la operación del Sistema dentro de los márgenes de calidad y confiabilidad pretendidos.

Este conjunto de información conformará la Base de Datos del Transporte del Sistema e incluirá como mínimo:

a) Capacidad de sus instalaciones para regulación de tensión;

b) Capacidad de sus instalaciones para el suministro de reactivo.

## ANEXO VI

## ANEXO 2: BASE DE DATOS ESTACIONAL

Para cada período estacional las empresas deben suministrar la información necesaria para el período a estudiar y una estimación aproximada de los mismos datos para los próximos 3 años.

a) Generadores y Transportistas: Tasa de indisponibilidad forzada prevista para las máquinas y la red.

b) Centrales Térmicas: Previsiones de disponibilidad de combustibles (stock inicial y entregas previstas de carbón y/o combustibles líquidos, y cuota prevista de gas). Precio de referencia de flete tal como se indica en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS

c) Centrales Hidroeléctricas: Pronósticos de aportes o de energía, según corresponda, o de tipo de año hidrológico de existir una previsión al respecto. Restricciones aguas abajo que afectarán su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, etc.). Para centrales con embalse, cota prevista al inicio del siguiente Período Trimestral.

d) Centrales Eólicas: Rango de potencias que pueden operar en el período. Pronósticos de posible generación. Restricciones que puedan afectar su funcionamiento.

e) Distribuidores y Grandes Usuarios: Pronósticos de demanda de energía y potencia con su correspondiente hipótesis de crecimiento. Carga máxima prevista. Requerimiento de reactivo. Carga típica prevista por barra en cada banda horaria. Curvas típicas de carga para cada semana, a nivel de cada barra de la red de transporte discriminada cada TREINTA (30) minutos, salvo que el intervalo Spot sea menor que TREINTA (30) minutos en cuyo caso se discriminará por intervalo Spot. Si el intervalo Spot es mayor que QUINCE (15) minutos, para el período de punta y para el período de incremento de la demanda diurna (fin del valle y comienzo de las horas restantes) la curva de carga se discriminará además cada QUINCE (15) minutos.

f) Transportistas: Restricciones en el intercambio permitido.

g) Agentes con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactivo: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) Previsión de disponibilidad en el equipamiento requerido para cumplir su compromiso. Toda otra información requerida de acuerdo a lo que establece el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

h) Agentes o Comercializadores que prevean operaciones con países interconectados: Requerimientos de importación y exportación por contratos firmes. Previsión de ofertas de importación y requerimientos de exportación de oportunidad (energía y/o potencia y precios) y firmeza (obligación de mantener la oferta o requerimiento).

i) Autogeneradores y Cogeneradores: Rango de potencia que pueden intercambiar. Saldo neto de energía previsto con su precio de venta requerido.

j) Agentes con Acuerdos de Generación Obligada: Restricciones previstas que forzarán generación.

## ANEXO VII

## ANEXO 5: CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGIA Y COSTO OPERATIVO.

## 1. DEMANDA

Para un intervalo Spot "h", la demanda de un área de distribución de un Distribuidor "j" (DEM) está compuesta por la parte cubierta con generación forzada (DEMNODESP) y la parte abastecida con la generación que determine el despacho económico denominada Demandas a Abastecer por Despacho (DEMDESP). De no existir restricciones de generación forzada, la totalidad de la demanda del área resulta cubierta por despacho.

$$DEM^{(h)}_j = DEMNODESP^{(h)}_j + DEMDESP^{(h)}_j$$

El OED calculará la demanda total a abastecer en el Mercado (DEMMERC) para un intervalo Spot "h" como la suma de las Demandas a Abastecer por Despacho (DEMDESP) en las áreas de distribución vinculadas al Mercado, o sea sin restricciones activas de transporte, más la demanda abastecida por exportación (DEMEXP) en nodos fronteras vinculados al Mercado.

$$DEMMERC^{(h)} = \sum_{j1} DEMDESP^{(h)}_{j1} + \sum_{xk1} DEMEXP^{(h)}_{xk1}$$

Siendo:

\*j1= cada una de las áreas vinculada al Mercado.

\*xk1= cada exportación desde un nodo frontera en áreas vinculada al Mercado.

Análogamente, el OED calculará para cada área "A" desvinculada del Mercado, la demanda local a abastecer por despacho (DEMLOC) como la suma de las Demandas a Abastecer por Despacho (DEMDESP) en el área, más la demanda abastecida por exportación (DEMEXP) en nodos fronteras ubicados en dicha área.

$$DEMLOC_A^{(h)} = \sum_{j2} DEMDESP_{j2}^{(h)} + \sum_{xk2} DEMEXP_{xk2}^{(h)}$$

Siendo:

\*j2= cada área de distribución ubicada en el área desvinculada del Mercado "A".

\*xk2= cada exportación desde un nodo frontera ubicado en el área desvinculada del Mercado "A".

## 2. REQUERIMIENTOS DE RESERVA DE CORTO PLAZO PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA.

En cada instante, para satisfacer la Demanda a Abastecer por Despacho dentro de los niveles de calidad pretendidos se necesita que:

- se genere la potencia requerida para cubrir la demanda, teniendo en cuenta las pérdidas de las redes de transporte y distribución;

- se mantenga adicionalmente dentro del parque de generación del MEM en su conjunto un nivel de reserva rotante de corto plazo para el servicio de reserva regulante y el servicio de reserva operativa.

## 3. COMPOSICION DE LA GENERACION.

Se entiende por potencia neta operada de una máquina térmica o central hidroeléctrica que está generando a la potencia neta máxima que podría generar en ese intervalo Spot con las unidades que están generando teniendo en cuenta la potencia efectiva neta de las unidades generando, las restricciones operativas de la máquina o central, para las centrales hidroeléctricas el salto en el embalse y las restricciones aguas abajo, y las restricciones de transporte y/o distribución que limiten sus posibilidades de entregar potencia donde lo requiere la demanda. Para una máquina forzada, se considerará como potencia neta operada a su potencia neta generada más la potencia asignada como reservas de corto plazo y que no resulte generada.

En la operación real, en cada instante una máquina térmica o central hidroeléctrica que resulta generando tiene la siguiente composición de su potencia neta operada:

- Potencia neta generada.

- Potencia neta rotante asignada como reserva regulante, que puede ser CERO (0), que resulta del despacho de reserva regulante de acuerdo a lo establecido en el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS teniendo en cuenta la disponibilidad para regulación ofertada por el Generador.

- Potencia neta rotante asignada como reserva operativa, que puede ser CERO (0), definida de acuerdo a los requerimientos de reserva rotante establecidos para mantener la operatividad del sistema eléctrico y su distribución dentro del parque del MEM, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de los PROCEDIMIENTOS.

- Potencia Rotante Remanente que es la potencia que resulta luego de restar de su potencia neta operada la suma de la potencia neta generada, la potencia neta rotante asignada como reserva regulante y la potencia neta rotante asignada como reserva operativa.

## 4. MODELADO DEL RIESGO DE FALLA.

La falla se modela en escalones como máquinas térmicas adicionales, tantas como escalones de falla se consideren, denominada cada una de ellas Máquina Falla. A los efectos del despacho y la definición del precio de la energía, las máquinas fallas se consideran como parte del parque térmico disponible en el MEM. Cada máquina falla se define con una potencia máxima, que se representa como un porcentaje de la demanda de potencia en cada instante, y un costo de producción correspondiente al costo de falla que representa. La última máquina falla tiene como costo el Costo de la Energía no Suministrada (CENS). De resultar una o más máquinas fallas despachadas, se considerará como potencia operada la potencia máxima que resulta para el escalón.

Inicialmente, se considerarán CUATRO (4) escalones de falla modelados como las siguientes máquinas falla:

Máquina Falla	Porcentaje de demanda	Costo (US\$/MWh)
1	Hasta 1,6%	120
2	Más de 1,6% y hasta 5,0%	170
3	Más de 5,0% y hasta 10,0%	240
4	Más de 10%	1500

El OED podrá requerir, con la correspondiente justificación, modificar el modelado de una o más máquinas fallas. Para ello deberá elevar la solicitud a la Secretaría de Energía con el estudio que lo justifica. La SECRETARIA DE ENERGIA informará de la solicitud a los agentes quienes contarán con QUINCE (15) días hábiles para enviar sus observaciones. La Secretaría de Energía, en base a información propia, la justificación del OED y las observaciones de los agentes decidirá si acepta o rechaza la modificación o habilita una modificación distinta. En ningún caso el OED podrá emplear un modelado de la máquina falla que no haya sido autorizado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

## 5. CALCULO DEL COSTO MARGINAL Y EL PRECIO DE MERCADO.

### 5.1. COSTO MARGINAL TERMICO.

El Costo Marginal (CM) de una máquina térmica en un intervalo Spot "h" está dado por su costo variable de producción en dicho intervalo Spot, ya sea el Costo Variable de Producción Estacional (CVPE) para la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral o el Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) en el despacho diario, de el o los combustibles utilizados. El Costo Marginal en el Mercado (CMM) de una máquina térmica en un intervalo Spot "h" está dado por su Costo Marginal transferido al Mercado a través de dividirlo por el correspondiente factor de nodo.

El OED calculará el Costo Marginal Térmico (CMTERM) como el Costo Marginal en el Mercado si tuviese que abastecer con el parque térmico el siguiente MW de demanda por despacho. Para un intervalo Spot "h" se calcula como el mínimo entre los siguientes valores:

- El menor Costo Marginal en el Mercado (CMM) entre las máquinas térmicas generando vinculadas al Mercado, incluyendo las máquinas falla, que cuenten con Potencia Rotante Remanente para el despacho o, de resultar el parque térmico generando sin Potencia Rotante Remanente para el despacho, el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

- El menor Costo Marginal en el Mercado con que resultarían generando las máquinas térmicas disponibles vinculadas al Mercado, incluyendo las máquinas falla, que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia durante el transcurso del intervalo Spot "h" o, de no existir ninguna máquina en estas condiciones, el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

$$CMTERM^{(h)} = \min(\min_{q1}(CMM_{q1}^{(h)}), \min_{q2}(CMM_{q2}^{(h)}))$$

siendo:

- q1 = máquina térmica generando vinculada al Mercado o máquina falla despachada, con Potencia Rotante Remanente en el intervalo Spot "h".

- q2 = máquina térmica vinculada al Mercado que no está generando y podría entrar en servicio y entregar potencia en el intervalo Spot "h" de ser requerida, o máquina falla no despachada en el intervalo Spot "h". No resultan incluidas dentro de este grupo las máquinas indisponibles, las máquinas disponibles paradas que no podrían entregar su potencia por falta de capacidad de transporte, y las máquinas disponibles paradas cuyo tiempo requerido para arrancar y tomar carga sea superior a un intervalo Spot.

### 5.2. COSTO MARGINAL HIDRAULICO.

El OED calculará el Costo Marginal Hidráulico (CMHID) como el costo marginal que representa abastecer con las centrales hidroeléctricas el siguiente MW de demanda por despacho. Para un intervalo Spot "h" se calcula como el menor valor del agua (VA) entre las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional y mensual generando con Potencia Rotante Remanente y cuya potencia generada corresponda, aunque sea parcialmente, a requerimientos de despacho y no exclusivamente a potencia forzada por restricciones hidráulicas y/o restricciones de Transporte. De no existir ninguna central hidroeléctrica en estas condiciones, el Costo Marginal Hidráulico se considerará CERO (0) si en el parque térmico generando existe potencia térmica con Potencia Rotante Remanente, o el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) si en el parque térmico generando no existen máquinas térmicas con Potencia Rotante Remanente.

$$CMHID^{(h)} = \min_{c1} (VA_{c1}^{(h)})$$

siendo:

- \* c1 = central hidroeléctrica generando por despacho, o sea que no resulta generando exclusivamente forzada por restricciones, y con Potencia Rotante Remanente en el intervalo Spot "h".

### 5.3. PRECIO PISO Y PRECIO TECHO.

El Precio Piso (PMMIN) para un intervalo Spot "h" se calcula con el Precio de Mercado del intervalo Spot anterior ( $PM^{(h-1)}$ ), salvo que la demanda esté disminuyendo ( $DEMMEM^{(h)} < DEMMEM^{(h-1)}$ ) y/o se incremente la oferta (de máquinas y/o combustibles disponibles) y/o se modifique algún Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) o valor del agua, o en el intervalo anterior se haya registrado una condición de alivio de carga o falta de reserva operativa, o se realice un redespacho, en cuyo caso es CERO (0).

El Precio Techo (PMMAX) para un intervalo Spot "h" se calcula con el Precio de Mercado del intervalo Spot anterior ( $PM^{(h-1)}$ ), salvo que la demanda esté creciendo ( $DEMMEM^{(h)} > DEMMEM^{(h-1)}$ ) y/o la oferta (de máquinas o de combustibles) disminuya, y/o se modifique algún CVPD o valor del agua, o se realice un redespacho en cuyo caso es el Costo de la Energía no Suministrada (CENS).

### 5.4. PRECIO SPOT DE LA ENERGIA.

En cada intervalo Spot "h", el OED calculará el precio Spot de la energía en el Mercado, denominado Precio de Mercado (PM), con:

- el último despacho programado vigente, resultado del modelo de despacho diario o redespacho, sobre la base del costo del siguiente MW de demanda a abastecer en el Mercado dentro de las restricciones existentes y los requerimientos de calidad y reserva regulante y reserva operativa establecidos;

- y las condiciones de alivio de carga y falta de reserva operativa que se registran en la operación real.

Para ello, el OED calculará en primer lugar el precio de la energía por despacho (PD) de acuerdo a la siguiente metodología:

a) Si en el parque térmico generando, incluidas las máquinas fallas despachadas, existe Potencia Rotante Remanente, el precio de la energía por despacho (PD) está dado por el máximo entre el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico.

$$PD^{(h)} = \max(CMHID^{(h)}, CMTERM^{(h)})$$

b) Si el parque térmico generando incluidas las máquinas fallas despachadas, está completo, o sea no existe Potencia Rotante Remanente, el precio de la energía por despacho (PD) está dado por el mínimo entre el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico.

$$PD^{(h)} = \min(CMHID^{(h)}, CMTERM^{(h)})$$

El Precio de Mercado Previsto (PMPREV) está dado por el precio de la energía por despacho (PD) que resulta para el intervalo Spot "h", salvo que dicho valor quede fuera del rango definido por el precio piso y el precio techo en cuyo caso el precio está dado por el valor límite que corresponda.

$$PMPREV^{(h)} = \max(PMMIN^{(h)}, \min(PMMAX^{(h)}, PD^{(h)}))$$

Para un intervalo Spot "h", el precio Spot en un nodo resulta del Precio de Mercado Previsto (PMPREV) y de las condiciones que se registren en la operación real:

- Si en el intervalo Spot “h” hay en el nodo alivio de carga por falta de oferta, el precio será el correspondiente al costo asignado al nivel de energía no suministrada en la máquina falla transferido al nodo a través del Factor de Nodo. En consecuencia, si una contingencia lleva a un corte en el área en que se encuentra el nodo, se utilizará en vez del precio previsto por el despacho vigente el costo de la falla en tanto no se reponga la oferta necesaria para cubrir la demanda.

- Si en el intervalo Spot “h” para el área en que se ubica el nodo falta reserva operativa, el precio será el que resulte de asignar la reserva faltante a las máquinas falla, transferido al nodo a través del Factor de Nodo.

- Si en el intervalo Spot “h” para el área en que se ubica el nodo no hay alivio de carga y la reserva operativa es mayor o igual que la establecida, el precio en el nodo es el Precio de Mercado Previsto (PMPREV) transferido al nodo a través del factor de Nodo.

En consecuencia, ante una condición de alivio de carga o de falta de reserva operativa en un área, el precio estará dado por el precio de referencia de la correspondiente máquina falla en aquellos nodos del MEM en que se registre el alivio de carga o la falta de reserva, según corresponda, mientras que en los restantes nodos resultará del Precio de Mercado Previsto (PMPREV).

#### 5.5. SUBDIVISION DEL INTERVALO SPOT.

Cada vez que a lo largo de un intervalo Spot “h” se presente alguna condición que modifique el precio, o sea actúe el alivio de carga o falte reserva operativa, para el cálculo del precio Spot, el Intervalo Spot se considerará subdividido en:

- cuatro intervalos de QUINCE (15) minutos, si el intervalo Spot es de una hora;
- dos intervalos de QUINCE (15) minutos, si el intervalo Spot es de TREINTA (30) minutos.

Dentro de cada subdivisión de QUINCE (15) minutos, se considerarán tantos subintervalos como situaciones de precios distintos se hayan presentado. El precio de cada subdivisión de QUINCE (15) minutos se calcula como los precios de los subintervalos ponderados por su duración.

El precio Spot del intervalo Spot se calcula con el precio de cada subintervalo de QUINCE (15) minutos ponderado por la demanda del subintervalo.

#### 6. COSTO OPERATIVO.

El Costo Operativo de una máquina térmica en un intervalo Spot “h” se calcula con su Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD).

El Costo Operativo de una máquina hidráulica en un intervalo Spot “h” se calcula con el correspondiente valor del agua para dicho intervalo.

Para la valorización de la generación forzada, en el Acuerdo de Generación Obligada se establecerá la metodología de cálculo del correspondiente costo variable representativo. Para la generación forzada sin Acuerdos, se utilizará el correspondiente Costo Operativo.

#### ANEXO VIII

##### ANEXO 9: BASE DE DATOS SEMANAL

La información a suministrar consistirá en los datos para la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente.

a) Distribuidores y Grandes Usuarios: Demandas previstas para días típicos (lunes, hábil, sábado, domingo, feriados). La demanda deberá ser suministrada por intervalo Spot, salvo que el intervalo Spot sea UNA (1) hora en cuyo caso se deberá suministrar discriminada cada TREINTA (30) minutos. Los agentes deberán también suministrar la demanda discriminada cada QUINCE (15) minutos para el período de pico y el período de crecimiento de demanda entre la banda horaria de valle y banda de horas restantes. En caso que algún agente no suministre la información de demanda con la discriminación indicada, el OED deberá completar los datos faltantes teniendo en cuenta las características típicas que surgen de los registros del SMEC.

b) Generadores Hidráulicos: De contar con embalses de capacidad por lo menos semanal, nivel previsto en los embalses al finalizar la semana actual, pronósticos de aportes de los ríos para las centrales con embalses que declaran valor del agua y oferta de energía prevista para las restantes, restricciones que afecten su despacho (caudal mínimo y máximo erogable, posibilidades de empuntamiento, etc.). Valor del agua.

c) Generadores Eólicos: Rango de potencias que puede operar en el período. Pronósticos de posible generación. Restricciones que puedan afectar su funcionamiento.

d) Generadores Térmicos: Cuota de gas prevista con la Empresa abastecedora de gas, disponibilidad de otros combustibles (stock inicial más entregas programadas). De no suministrarse información sobre disponibilidad de algún combustible, se la tomará de la base de datos estacional. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipos de combustibles en las máquinas. Combustible o mezcla de combustibles prevista consumir en sus máquinas. Costo variable de producción.

e) Generadores en general: Disponibilidad prevista para sus equipos que representen una modificación respecto a lo supuesto en la programación estacional (modificaciones al mantenimiento programado estacional, solicitudes de mantenimiento correctivo semanal, tasa prevista de indisponibilidad forzada, limitaciones a la potencia máxima generable) y cualquier restricción en su capacidad de regulación (frecuencia y tensión). Ofertas de reservas de corto plazo en máquinas paradas.

f) Empresas Transportistas: Disponibilidad programada para su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, y restricciones de transmisión.

g) Intercambios con Países Interconectados: requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.

h) Autogeneradores y Cogeneradores registrados: previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

i) Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactivo: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) Indisponibilidad prevista del equipamiento involucrado. Previsión de activación de los Acuerdos de suministro convenidos. Generación forzada sin acuerdos.

j) Generadores y/o Transportistas: Cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

k) Cualquier modificación a los datos acordados para realizar la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral (demandas, mantenimiento programado, disponibilidad, pronósticos de aportes en los ríos u oferta hidroeléctrica, oferta de combustible, etc.).

#### ANEXO IX

##### ANEXO 10: BASE DE DATOS DIARIA

La información a suministrar consistirá en los datos previstos para los días siguientes a despachar.

a) Distribuidores y Grandes Usuarios: Previsión de demandas cada media hora para los días requeridos. Si el intervalo Spot es mayor que QUINCE (15) minutos, deberán también suministrar la demanda discriminada cada QUINCE (15) minutos para el período de pico y el período de crecimiento de demanda entre la banda horaria de valle y banda de horas restantes. En caso que algún agente no suministre la información de demanda con la discriminación indicada, el OED deberá completar los datos faltantes teniendo en cuenta las características típicas que surgen de los registros del SMEC.

b) Grandes Usuarios Mayores (GUMA): Ofertas de demanda flexible.

c) Generadores Hidráulicos de pasada y Eólicos: pronósticos de generación y/o potencia.

d) Generadores Hidráulicos en general: restricciones por requerimientos aguas abajo que afectan su despacho.

e) Generadores Térmicos: cualquier modificación en la cuota de gas y stock de combustible respecto a lo previsto en la programación semanal. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustibles en las máquinas.

f) Generadores en general: todo cambio a considerar respecto a la disponibilidad y PPAD informada vigente y a la capacidad de regulación de frecuencia y de tensión.

g) Transportistas: cualquier modificación a las condiciones vigentes en el equipamiento de transmisión, transformación y compensación.

h) Generadores y/o Transportistas: cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

i) Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactivo: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) Cualquier modificación en su disponibilidad prevista en el equipamiento involucrado. Generación forzada sin acuerdos.

j) Intercambios con Países Interconectados: requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio. Ofertas de importación (energía y/o potencia máxima).

k) Autogeneradores y Cogeneradores registrados: previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

#### ANEXO X

##### ANEXO 13: VALORES DE REFERENCIA Y MAXIMOS RECONOCIDOS PARA COMBUSTIBLES, FLETES Y COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION.

###### PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES.

Los tipos de combustibles considerados en el MEM se establecen teniendo en cuenta los combustibles que consume el parque térmico existente. Los tipos vigentes son: gas, carbón, Fuel Oil, Gas Oil y nuclear.

Se denomina Precio de Referencia de un combustible al precio para dicho combustible que se obtiene de la metodología establecida en el presente anexo, y que se utilizará como valor de referencia en el MEM para las declaraciones de Costo Variable de Producción.

Los precios de combustibles se consideran definidos en uno o más puntos físicos de referencia.

\* Fuel Oil: en La Plata/San Lorenzo.

\* Gas Oil: en La Plata/Luján de Cuyo.

\* Carbón: en San Nicolás.

\* Gas Natural: en cada central térmica con posibilidades de consumir gas.

\* Nuclear: en cada central nuclear.

A los efectos de este anexo, para el Fuel Oil y el Gas Oil los puntos de referencia se denominan La Plata.

El precio de referencia de cada combustible líquido se calcula con los precios en el mercado internacional. El precio de referencia de un combustible líquido “u” en una central “c” se calcula sumando al precio en el punto de referencia (REFCOMB) el costo del transporte hasta la central dado por el precio de referencia del flete (REFFLETE).

$$\text{PREFCEN}_{c,u} = \text{REFCOMB}_u + \text{REFFLETE}_{c,u}$$

El precio de referencia en central para los restantes combustibles se calcula:

a) para el gas, con la metodología indicada en el punto 5.3 del presente anexo;

b) para el carbón y combustible nuclear, con el precio de referencia del combustible.

Antes del día 5 de cada mes “m”, los Generadores deben informar al OED los volúmenes consumidos en sus centrales para los distintos tipos de combustibles así como los precios a los que fueron adquiridos y transportados, junto con documentación que avale dichos precios, durante el transcurso del mes anterior “m-1”.

###### 2. COSTO VARIABLE DE PRODUCCION TERMICO.

Se denomina Costo Variable de Producción (CVP) de una máquina o conjunto de máquinas térmicas de una central, ya sean máquinas térmicas convencionales o nucleares, al costo variable previsto

por el Generador para la producción de energía eléctrica a lo largo de un período. Cada Generador debe declarar el CVP de sus máquinas o grupo de máquinas teniendo en cuenta que incluye el costo de combustibles y costo financiero de almacenamiento, el costo asociado a los consumos propios de las máquinas, el costo de los insumos variables distintos de los combustibles, los costos variables asociados a los ciclos de arranque y parada, los costos asociados a restricciones operativas propias de la máquina o central y cualquier otro costo variable requerido. En consecuencia, en dicho Costo Variable de Producción cada Generador deberá internalizar las restricciones operativas propias y sus costos variables asociados.

Para las ofertas y el despacho, el Generador podrá requerir agrupar un conjunto de máquinas térmicas en la medida que sean del mismo tipo y se encuentren dentro de una misma central conectadas a la misma barra. El Generador acordará con el OED la nomenclatura a emplear para cada conjunto de máquinas de una central que se acuerde ofertar como un grupo. El OED despachará e informará a los agentes el programa de carga despachado para cada máquina o grupo de máquinas según corresponda. Con el objeto que el OED pueda realizar la supervisión centralizada de la operación del sistema, el Generador deberá determinar e informar al OED las máquinas del grupo que cubrirán dicho despacho y los arranques y paradas programados.

A los efectos de LOS PROCEDIMIENTOS, toda referencia a una máquina se deberá entender que corresponde también a un grupo de máquinas acordado ofertar como si fuera una sola máquina, salvo que se explicita lo contrario.

Para cada período de declaración, el Costo Variable de Producción se expresa por máquina o grupo de máquinas acordado, instaladas en una central, en \$/MWh para cada tipo de combustible que puede consumir, considerándose como tipo de combustible los establecidos para la definición de precios de referencia de combustibles, por subperíodos.

t  
CVP  $q,u$  = Costo variable de producción previsto en la máquina o grupo de máquinas "q" en el subperíodo "t" durante el período de declaración vigente, consumiendo el combustible tipo "u".

Para el caso particular de ciclos combinados, el Generador podrá informar además el Costo Variable de Producción para el ciclo completo, la máquina turbogás y el ciclo incompleto de acuerdo a sus necesidades y condiciones de mantenimiento previstos.

### 3. VALORES MAXIMOS RECONOCIDOS.

Se denomina Valor Máximo Reconocido a aquel que define el valor tope reconocido en el MEM para el precio de combustible, el precio de flete y los costos variables de producción.

Para los combustibles y el flete, el Valor Máximo Reconocido está dado por el correspondiente Precio de Referencia.

Para el costo variable de producción, el valor máximo reconocido de una máquina o grupo de máquinas térmicas para un combustible se obtiene de acuerdo a la siguiente metodología.

- Se toma el precio de referencia para dicho combustible en la central en que se ubica la máquina o grupo de máquinas y se lo incrementa en un porcentaje denominado Porcentaje para el Costo Variable de Producción (%CVP). Para el MEM el Porcentaje para el Costo Variable de Producción se define en el QUINCE (15) %.

- Se obtiene el costo estimado por MWh con el precio incrementado del combustible, el consumo bruto correspondiente a la máquina al mínimo técnico y el poder calorífico inferior del combustible. En el caso de un grupo de máquinas, se utilizará el consumo bruto correspondiente a una máquina representativa calculada como el promedio ponderado de las máquinas que incluye.

- De tratarse de una máquina turbovapor o un ciclo combinado por incluir una turbovapor, para determinar el valor máximo reconocido en las horas del período de punta se adiciona además el costo variable asociado al arranque. El costo variable asociado al arranque se calcula dividiendo el costo variable de arranque, definido de acuerdo al procedimiento que se establece más adelante en este Anexo, por la energía correspondiente a multiplicar el número de horas del período de pico de días hábiles de la semana por la potencia máxima neta de la máquina.

### 4. PRECIOS DE REFERENCIA DE FLETES

#### 4.1. DEFINICION

Los precios de referencia de fletes definen el costo de transporte de combustible para una central, y depende de la ubicación geográfica de la central, el combustible involucrado, el origen del mismo y el tipo de transporte a utilizar. En la programación y el despacho se utiliza como precio de flete de una central para un tipo de combustible el precio de referencia estacional vigente.

Para los combustibles líquidos, el precio de combustible puesto en central estará dado por el precio en el punto de referencia más el costo del transporte hasta la central dado por el precio de referencia de flete.

#### 4.2 VALORES VIGENTES DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE FLETE

Para cada central se debe considerar el costo que constituye, según corresponda, el transporte fluvial, ferroviario, por ducto o carretero desde el punto de referencia definido. Los precios de referencia de fletes actualmente vigentes son los indicados para el Fuel Oil en el Cuadro 1 y para el Gas Oil en el Cuadro 2. En el Cuadro 1 se indica un precio menor de flete para aquellas centrales que durante la época invernal pueden recibir producto directamente del alijo del buque que trae Fuel Oil de importación.

#### 4.3 DEFINICION ESTACIONAL DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE FLETES

Los precios de flete se definen junto con la Programación Estacional y no se modifican durante el correspondiente semestre. En la programación semanal y despacho diario el OED debe utilizar los mismos valores que en la Programación Estacional.

Antes del 10 de febrero y 10 de agosto de cada año, los Generadores deben suministrar las modificaciones requeridas para el próximo Período Estacional a los precios de referencia de flete vigentes, junto con la justificación del cambio. El OED contará con DIEZ (10) días hábiles para analizar los pedidos, considerando su coherencia respecto a otros fletes para centrales en ubicaciones y condiciones similares, y el valor de referencia del transporte vigente. De no expedirse dentro de este plazo, se considera aceptada la modificación requerida por el Generador.

De considerar el OED que el cambio es válido, informará su aceptación al Generador y lo introducirá como nuevo precio de referencia dentro de las bases de datos. De lo contrario, deberá informar al Generador que no considera justificada la modificación solicitada, explicando el motivo, y deberá intentar llegar a un acuerdo. De no surgir acuerdo entre las partes, el Generador podrá solicitar pasar el pedido a la SECRETARIA DE ENERGIA. En este caso el OED deberá elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA el pedido del Generador con su justificación y el motivo del rechazo.

Los pedidos elevados a la SECRETARIA DE ENERGIA serán analizados en base a la información suministrada, los valores de flete vigentes y los precios de referencia para el transporte vigentes. Dentro de los CINCO (5) días hábiles, la SECRETARIA DE ENERGIA definirá en última instancia el precio a utilizar e informará al OED y al Generador. De no emitir una respuesta dentro de este plazo, se considerará aceptado el nuevo precio de flete pedido por el Generador.

El conjunto de precios así establecido conformará los Precios de Fletes de Referencia y serán incluidos en las bases de datos para ser utilizados en la programación, despacho y definición de precios del siguiente Período Estacional.

#### 4.4. MODIFICACION DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE FLETE DURANTE SU SEMESTRE DE VIGENCIA

Si a lo largo de un Período Estacional se presenta una situación extraordinaria que modifica el flete de un Generador en más del VEINTE (20) % respecto del valor de referencia vigente, el Generador podrá solicitar su ajuste al OED con la correspondiente justificación.

El OED contará con un plazo de hasta DIEZ (10) días hábiles para analizar el pedido. El valor solicitado será aceptado como nuevo Precio de Referencia de Flete si el OED considera que la modificación requerida es válida, que el motivo que produce el cambio tendrá permanencia, y que se justifica realizar el cambio antes del próximo Período Estacional. En este caso, el OED debe informar al Generador su aceptación. Si el OED no se expide sobre el pedido dentro del plazo establecido, se considera automáticamente aceptada la modificación requerida.

De rechazar el pedido, el OED deberá informar al Generador junto con el motivo del rechazo. En caso que el Generador no considere aceptable dicho motivo, el OED deberá elevar el pedido junto con la justificación de su rechazo a la SECRETARIA DE ENERGIA, que definirá dentro de los CINCO (5) días hábiles si se mantiene el precio vigente o si se debe modificar. Al término de dicho plazo, de no haberse expedido la SECRETARIA DE ENERGIA se considerará automáticamente aceptado el nuevo precio solicitado.

El OED deberá incorporar las modificaciones realizadas a los precios de referencia de flete, que pasará a utilizar a partir de esa fecha en la programación, despacho y definición de precios. En ningún caso se aplicará un cambio con fecha retroactiva.

### 5. PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES

#### 5.1. PRECIOS ESTACIONALES Y MENSUALES

Se definen precios de referencia de combustibles estacionales y mensuales.

Antes del 1 de febrero y 1 de agosto, el OED debe calcular e informar a los Generadores del MEM los precios de referencia estacionales de combustibles en los puntos de referencia y en centrales correspondientes al próximo Período Estacional.

Antes del 25 de mayo y 25 de noviembre el OED debe calcular los precios de referencia de combustible que resultan para el siguiente Período Trimestral.

El día 25 de cada mes el OED debe informar a los Generadores los precios de referencia mensuales de combustibles en los puntos de referencia y en centrales para el mes siguiente. A los efectos de no modificar el precio de referencia utilizado durante una semana, se considerará que el mes comienza en la primera semana en que por lo menos CUATRO (4) días pertenecen a ese mes y termina en la primera semana en que por lo menos CUATRO (4) días no pertenecen a ese mes. En consecuencia, el mes para la definición de precios de referencia mensuales de combustibles no coincidirá necesariamente con el mes calendario.

#### 5.2. COMBUSTIBLES LIQUIDOS

Los precios de referencia de los combustibles líquidos se calculan a partir del precio del combustible en el Mercado Internacional, precios registrados y precios futuro, al cual se le adiciona:

a) para combustible importado, el costo de importación del producto hasta La Plata;

b) para el combustible de origen nacional, un sobreprecio al valor FOB que representa gastos de comercialización.

En situaciones extraordinarias en que se presenten condiciones en los mercados de combustibles que se aparten significativamente de las condiciones normales, el cálculo de los precios de referencia de combustibles líquidos podrá ser modificado por la SECRETARIA DE ENERGIA. La SECRETARIA DE ENERGIA notificará al OED de dicha modificación con anticipación a la fecha en que se debe informar a los Generadores los precios de referencia y el motivo extraordinario que lo justifica.

##### 5.2.1. PRECIOS LA PLATA.

Los precios de referencia para cada combustible líquido se calculan teniendo en cuenta los precios pasados registrados en el Mercado Internacional, la tendencia del Mercado Internacional futuro, y el transporte hasta el punto de referencia denominado La Plata.

Se utilizan los precios correspondientes a características específicas de combustibles y en un puerto de comercialización internacional, definido como Nueva York.

Los combustibles seleccionados son los más representativos en cuanto a la referencia de precios de los utilizados por las centrales térmicas en el MEM. Sólo son válidos a los efectos de la fijación de precios de referencia y corresponden a contenidos máximos de azufre, no implicando definición alguna sobre el combustible que deben consumir las centrales a fin de cumplir con los requerimientos operativos y ambientales.

a) Fuel Oil:

Puerto: Nueva York  
Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN  
Combustible: KPAR \* COMB1 + ( 1 - KPAR ) \* COMB2

siendo:

\* COMB1 = Fuel Oil 1.0 PCT S MAX.

\* COMB2 = Fuel Oil 2.2 PCT S MAX.

\* KPAR: Coeficiente de participación del combustible COMB1, que se define igual a CERO COMA CINCO (0,5).

En caso que el comportamiento de los precios o tipos de Fuel Oil consumidos en el parque se altere significativamente, el OED podrá requerir a la SECRETARIA DE ENERGIA la modificación del coeficiente de participación de combustible del Fuel Oil KPAR, con la correspondiente justificación. La SECRETARIA DE ENERGIA analizará dicha presentación y, de considerarlo necesario, podrá modificar dicho coeficiente indicando el período de validez de dicha modificación. El OED deberá notificar del cambio a los Generadores junto con la correspondiente justificación.

b) Gas Oil

Puerto: Nueva York  
Especificación: Nº 2  
Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN

c) Crudo:

Puerto: Nueva York  
Especificación: WTI  
Publicación: PLATT'S US MARKETSCAN

Para un combustible "u" en un mes "m", se considera como Precio Medio Mensual en New York (PMESNY<sup>m</sup><sub>u</sub>) al promedio de los valores diarios entre el día 21 del mes anterior, o sea el "m"-1, y el día 20 del mes "m", ambos inclusive. Los valores diarios se calculan promediando los valores mínimo y máximos registrados ese día.

Para el cálculo del precio del combustible importado, a estos precios se debe adicionar el costo de internación, que se calcula de acuerdo a valores de referencia que se definen para el flete, seguro, tasa de estadísticas, alije y otro gastos.

a) El Flete New York - La Plata (FL) es el correspondiente a buques de CUARENTA Y CINCO MIL (45.000) a OCHENTA MIL (80.000) toneladas de porte bruto, ajustado con el AFRA LR1 que se publica mensualmente.

b) El costo del seguro (CSEG) se considera como un porcentaje del valor CYF (costo FOB del producto más flete) que se toma como CERO COMA CINCO (0,5) %.

c) La tasa de estadística (TE) se toma como una alícuota del TRES (3) % del valor CYF.

d) Dado que las embarcaciones consideradas no pueden ingresar a puertos de centrales, se las considera alijadas en zonas destinadas a tal fin, como ser el punto alfa o zona Charly. Se considera como valor representativo del alije (ALIJE) a SIETE COMA VEINTIDOS (7,22) u\$/m3.

e) Se considera 1% del valor CYF como gastos administrativos y bancarios (G1), y CERO COMA CINCO (0,041) u\$/m3 como gastos por inspección (G2).

f) Para el Fuel Oil se considera además un costo por aditivación (AD) de acuerdo a la participación supuesta del combustible COMB1.

Para el mes "m", el precio en el Puerto de La Plata para el combustible "u" de importación resulta:

$$PLAPIMP_u^m = (PMESNY_u^m + FL) * (1 + PORC) + GI + AD$$

siendo:

\* PORC = CSEG + TE + G1 = CUATRO COMA CINCO (4,5) %

\* GI = ALIJE + G2 = SIETE COMA DOSCIENTOS SESENTA Y UNO (7,261) u\$/m3

\* AD = CERO (0) u\$/t para el Gas Oil, y para el Fuel Oil si KPAR es mayor o igual que CERO COMA CINCO (0,5)

\* AD = TRES (3) u\$/t para el Fuel Oil si KPAR es menor que CERO COMA CINCO (0,5)

El precio de La Plata para combustible local se calcula con el precio FOB Nueva York más un adicional (PR) por gastos de comercialización que se define en SEIS (6) u\$/t para el Fuel Oil y CUATRO (4) u\$/m3 para el Gas Oil. Para el mes "m" y el combustible "u" resulta:

$$PLAPLOC_u^m = PMESNY_u^m + PR_u$$

Para el Fuel Oil en el período octubre a abril el Precio La Plata está dado por el precio para combustible local, mientras que para el período mayo a septiembre está dado por el Precio en La Plata para combustible importado.

Para el Gas Oil el Precio La Plata está dado por el precio para combustible importado en todos los meses del año.

### 5.2.2. PRECIOS NEW YORK A FUTURO

Para el Gas Oil se toman los valores correspondientes al combustible indicado en las cotizaciones registradas a futuro en el mercado internacional señalado.

Para el Fuel Oil (FO), al no existir un mercado a futuro consolidado de este producto, su precio futuro se calcula relacionado con el comportamiento del Mercado Futuro del crudo (CR) y del Gas Oil (GO). Se considera para determinar esta relación una participación (KCR) del VEINTE (20) % del Mercado Futuro del crudo, y el resto del Mercado Futuro de Gas Oil. Para un mes futuro "m" resulta:

$$PFUTNY_{FO}^m = PMESNY_{FO}^{m1} [(PFUTNY_{CR}^m / PMESNY_{CR}^{m1}) * KCR + (PFUTNY_{GO}^m / PMESNY_{GO}^{m1}) * (1 - KCR)]$$

siendo "m1" el último mes transcurrido a la fecha de realizar el cálculo.

### 5.2.3. PRECIOS DE REFERENCIA ESTACIONAL

El precio de referencia estacional es el promedio del PRECIO LA PLATA de los meses futuros, donde los meses a considerar para los precios New York son los meses comprendidos entre el mes anterior al primer mes del período y el mes anterior al último mes del período, ambos inclusive.

### 5.2.4. PRECIO DE REFERENCIA MENSUAL

El precio de referencia mensual para un mes "m" es el precio La Plata (PLAP) para dicho mes, promediando los precios Nueva York calculados entre el día 21 del mes m-2 y el día 20 del mes m-1, ambos inclusive, para todos aquellos días en que hubo operaciones.

### 5.3. PRECIOS DE REFERENCIA DEL GAS

El Precio de Referencia Estacional del Gas en centrales está dado por las correspondientes tarifas vigentes para el período semestral para las licenciatarias del Transporte y Distribución de gas que informa el ENARGAS para suministro interrumpible (I) en los cuadros denominados "Grandes Usuarios - Cargos por m3 consumido, régimen ID o IT". Para cada central el Precio de Referencia estará dado por el tipo de vinculación a la red de gas, ya sea directamente al Transportista (T) o a la Distribuidora (D). El Precio de Referencia de Gas en el punto de referencia está dado por la tarifa correspondiente para Capital. Si un Generador presenta un contrato de gas ininterrumpible, se le aplicará la tarifa correspondiente a suministro ininterrumpible.

Las tarifas de gas tienen una vigencia semestral, a partir de mayo y de noviembre, por lo que se define el precio de referencia de gas mensual igual al precio de referencia estacional del Período Estacional al que pertenece el mes.

### 5.4. PRECIOS DE REFERENCIA DEL CARBON

Se define el precio de referencia del carbón con el precio de referencia del combustible considerado que sustituye, a igualdad calórica. En los meses de mayo a octubre, se considera como combustible sustituto el Fuel Oil. Para los meses de noviembre a abril, se considera el gas.

### 5.5 PRECIOS DE REFERENCIA DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En tanto se realice la privatización de las centrales nucleares, el precio de referencia estacional del combustible nuclear en centrales será el declarado estacionalmente por cada central nuclear con aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA. De no realizar declaración, se considera que sigue vigente el precio de referencia del Período Estacional anterior.

El precio de referencia mensual se considera igual al precio de referencia estacional del Período Estacional al que pertenece el mes.

### 6. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION.

#### 6.1. DECLARACION DEL COSTO VARIABLE DE PRODUCCION.

##### 6.1.1. PERIODICIDAD.

El período de declaración será semanal. Los Generadores informarán semanalmente sus Costos Variables de Producción térmicos previstos junto con los datos requeridos para la Programación Semanal. Los subperíodos en que se podrá discriminar el CVP serán cada día de la semana y, dentro de cada día o conjunto de días, por bloques horarios de pico, valle y resto.

##### 6.1.2. CARACTERISTICAS.

El Generador debe declarar el Costo Variable de Producción de cada máquina o grupo de máquinas térmicas que le pertenece como un conjunto de valores por cada tipo de combustible que puede consumir. Dentro del período de declaración, el Generador puede discriminar un Costo Variable de Producción por subperíodo, de acuerdo a los subperíodos identificados en este Anexo, de forma tal que los subperíodos cubran la totalidad del período, cada uno con sus propios costos declarados.

La declaración de costo variable de producción de una máquina o grupo de máquinas térmicas, ya sea convencional o nuclear, debe incluir la siguientes información:

\* La identificación del Generador.

\* La identificación de la máquina o agrupamiento de máquinas, de acuerdo a la nomenclatura acordada, y el o los tipos de combustible disponibles a consumir en el período.

\* La definición de los subperíodos en que divide el período de declaración.

\* Para cada subperíodo definido, el costo variable de producción para cada combustible que puede consumir.

Para cada máquina o grupo de máquinas y cada tipo de combustibles que puede consumir, el CVP de cada subperíodo definido por el Generador se informará con las siguientes características:

• Se representa con una serie de DOS (2) o más bloques, cada uno con su Costo Variable de Producción. Se permitirá inicialmente un máximo de CINCO (5) bloques. Dicho máximo será ajustado posteriormente en función a las restricciones que presenten los programas de computación para la programación y el despacho, pero no podrá ser menor que CINCO (5).

• El primer bloque debe corresponder a potencia CERO (0), e indicar:

a) De estar parada la máquina o todas las máquinas incluidas en el grupo, el precio mínimo requerido para arrancar la máquina (o la primera máquina de tratarse de un grupo de máquinas).

b) De estar la máquina (o por lo menos una máquina de tratarse de un grupo) generando, el precio a partir del cual no está dispuesto a continuar generando y el OED debe considerar potencia CERO (0) y parar la máquina (o la última máquina de tratarse de un conjunto de máquinas).

• Los siguientes bloques deben ser monótonamente crecientes en potencia y precio, y abarcar hasta la potencia máxima de la máquina o grupo de máquinas.

• El último bloque representa el precio a partir del cual la máquina o grupo de máquinas, según corresponda, se ofertan a generación máxima.

## 6.2. TIEMPO Y COSTO DE ARRANQUE DE MAQUINAS TURBOVAPOR.

Cada máquina turbovapor, incluyendo las que forman parte de ciclos combinados, deberá internalizar el costo de su ciclo de arranque y parada en su declaración de costo variable de producción.

Para cada máquina turbovapor, el Generador deberá informar para la Base de datos del Sistema, de acuerdo a lo que establece el Anexo 1 de LOS PROCEDIMIENTOS, el tiempo de arranque, debidamente justificado en datos del fabricante y/o ensayos y/o tiempos característicos del tipo de máquina involucrada, incluyendo la documentación que avala dichos tiempos. El Generador sólo podrá requerir modificar el tiempo de arranque de presentar el motivo técnico que justifica dicho cambio y la documentación que lo avala.

El OED revisará la documentación suministrada y, de considerar que los tiempos no se ajustan al equipamiento, podrá requerir información adicional y/o el motivo que los justifica. El OED buscará acordar con el Generador los tiempos de arranque. De no llegar a un acuerdo, deberá incorporar como tiempo de arranque el dato informado por el Generador a la correspondiente Base de Datos pero dejar indicado que es u dato observado por el OED. En el informe de Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED deberá incluir un listado con el tiempo de arranque vigente para cada máquina turbovapor.

Junto con la declaración de costo variable de producción, cada Generador con máquinas turbovapor, incluyendo ciclos combinados, deberá informar adicionalmente:

- El Costo de Arranque de la máquina turbovapor, como el costo variable por insumos combustibles y no combustibles para el tiempo de arranque.

Junto con cada Programación y Reprogramación Semanal, el OED deberá determinar las necesidades de arranques y paradas previstas en máquinas turbovapor y la anticipación con que deberá requerir el arranque, dado por el tiempo de arranque establecido. Cada día, junto con el predespacho y cada redespacho, el OED deberá revisar los cambios en las condiciones previstas para el resto del día y de la semana y evitar, siempre que sea posible, arranques innecesarios de máquinas turbovapor.

En caso de resultar de una programación o despacho informado a los agentes una máquina turbovapor que está parada prevista generando, el OED requerirá su arranque con la anticipación que resulta de los tiempos de arranque acordados. Si posteriormente de iniciar el Generador el proceso de arranque, cambian las condiciones previstas y en una nueva reprogramación o redespacho informado a los agentes la máquina turbovapor no resulta generando, el OED deberá interrumpir el arranque e informar a los agentes de la situación (el arranque y parada requerido) junto con el motivo que lo justifica. A cada máquina turbovapor cuyo arranque haya sido solicitado por el OED y que luego el mismo interrumpa dicho arranque antes de que comience a generar o que requiera su parada antes que haya generado durante por lo menos un período de pico, se pagará en compensación como Costo de Arranque y Parada el costo de arranque correspondiente. El monto requerido por Costos de Arranque y Parada será asignado a Cargos por Servicios Asociados a la Potencia.

Junto con los resultados de cada Programación Semanal el OED informará los Costos de Arranque y Parada asignados a Cargos por Servicios Asociados a la Potencia, y el motivo que justificó cada uno de ellos.

## 6.3. COSTO VARIABLE DE PRODUCCION PARA EL DESPACHO.

El OED debe definir en cada máquina o grupo de máquinas térmicas el Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) para cada tipo de combustible que puede consumir y en cada subperíodo definido, con la siguiente metodología.

\* Si el Generador declaró para el correspondiente subperíodo el Costo Variable de Producción (CVP) de la máquina o grupo de máquinas para dicho combustible, el Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) es el conjunto de valores declarados en los bloques informados, salvo para aquellos bloques en que el CVP supere el correspondiente valor máximo reconocido, en cuyo caso el valor para el bloque será dicho valor tope.

\* Si el Generador no declaró para el correspondiente subperíodo el Costo Variable de Producción de la máquina o grupo de máquinas para dicho combustible, el Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) es el correspondiente valor máximo reconocido para dicho CVP.

El OED debe incorporar los Costos Variable de Producción para el Despacho (CVPD) de las máquinas térmicas a las Bases de Datos de forma tal que estos valores sean utilizados para la programación semanal y diaria, y sanción de los precios horarios de la energía.

## 6.4. COSTO VARIABLE DE PRODUCCION PARA LA PROGRAMACION ESTACIONAL.

Para la Programación Estacional el OED deberá utilizar como Costos Variables de Producción de cada semana los Costos Variables de Producción para el Despacho (CVPD) registrados para esa misma semana DOCE (12) meses antes, más un ajuste que resulte de las hipótesis de variación de precios de combustibles relacionadas con los Precios de Referencia de combustible y el comportamiento esperado de dichos combustibles en el mercado utilizado como referencia, de acuerdo a lo que establece el capítulo 2 de los PROCEDIMIENTOS. Para tener en cuenta los posibles aleatorios, podrá definir más de un escenario de comportamiento del precio de combustibles y obtener de cada uno el ajuste correspondiente a aplicar y los distintos escenarios de CVPD a considerar.

CUADRO 1

## PRECIOS DE FLETE DE REFERENCIA PARA EL FUEL OIL (\$/t)

CENTRAL	FLETE (\$/t)	
	ANUAL	MAYO/SEP
ALTO VALLE	27,35	
BAHIA BLANCA	18,31	7,00
BARRANQUERAS	18,98	
CALCHINES	7,65	
COSTANERA	7,20	5,50

CENTRAL	FLETE (\$/t)	
	ANUAL	MAYO/SEP
DEAN FUNES	21,22	
GÜEMES	59,98	
PEDRO DE MENDOZA	6,22	
INDEPENDENCIA	44,37	
LUJAN DE CUYO	41,69	
MAR DEL PLATA	15,34	
NECOCHEA	18,31	
NUEVO PUERTO	7,20	5,50
PILAR	21,22	
PUERTO NUEVO	7,20	5,50
SAN NICOLAS	9,42	6,50
SORRENTO	10,48	7,00

CUADRO 2:

## PRECIOS DE FLETE DE REFERENCIA PARA EL GAS OIL (\$/m3)

CENTRAL	FLETE (\$/m3)		CENTRAL	FLETE (\$/m3)	
	ANUAL			ANUAL	
BAHIA BLANCA	14,50		LA RIOJA	26,72	
BARRANQUERAS	23,50		LAVALLE	25,17	
BRAGADO	13,86		LUJAN DE CUYO	2,65	
CATAMARCA	44,62		MAR DE AJO	9,88	
CTLES. DIE. FORMOSA	40,11		MAR DEL PLATA	14,50	
C. DIE. CHILECITO	26,35		PALPALA	63,24	
C. DIE. GORDILLO	26,35		PARANA	15,09	
C. DIE EPEC	25,13		PEDRO DE MENDOZA	5,66	
C. DIE. ESEBA	6,06		PEHUAJO	18,13	
CLORINDA	37,14		RIO CUARTO	24,93	
CORRIENTES	23,50		SALTA	61,77	
CRUZ DE PIEDRA	3,30		SAN FRANCISCO	19,47	
DEAN FUNES	30,18		SAN NICOLAS	13,35	
DIQUE	2,65		SAN PEDRO	63,24	
DOCK SUD	2,65		SANTA CATALIN	24,73	
FORMOSA	32,11		SANTA FE OESTE	14,10	
FRIAS	44,62		SARMIENTO (S.J)	10,06	
GOYA	29,20		SARMIENTO (TUC)	49,63	
INDEPENDENCIA	49,63		SUROESTE	28,12	
JUNIN	14,75		VILLA GESELL	12,20	
LA BANDA	43,12		VILLA MARIA	18,80	

ANEXO XI

## ANEXO 14: LA GENERACION OBLIGADA Y LA GENERACION FORZADA.

## 1. OBJETO.

Existen restricciones operativas y/o estructurales en un sistema eléctrico que obligan la operación de máquinas generadoras, con independencia de la competitividad de su costo variable de producción, estableciendo una relación bilateral entre la demanda afectada por la restricción y la o las máquinas que pueden abastecerla en las condiciones existentes. El abastecimiento de esta demanda a través de generación obligada queda fuera de la competencia global del MEM, limitándose a una competencia reducida al número de Generadores que existen dentro del área o región afectada por la restricción (en general pocos o uno solo).

El Mercado de competencia requiere que se defina con claridad con qué máquinas y en qué condiciones se compete. En particular, para el MEM se busca dar predictibilidad y justificación económica a la generación obligada. La demanda cuyo abastecimiento está libre a la competencia del Mercado será la cubierta a través de un despacho económico, de acuerdo a los criterios, modelos y metodologías definidas en LOS PROCEDIMIENTOS. La demanda cuyo abastecimiento está obligatoriamente cubierta con una o más máquinas determinadas, por las restricciones de calidad existentes

en el sistema, queda fuera de la competencia por el despacho y se administrará mediante una regulación específica, que se establece en este Anexo, teniendo en cuenta las condiciones de falta de competencia que la caracteriza y la necesidad de evaluar el costo asociado a la restricción que la produce. Adicionalmente, teniendo en cuenta que está relacionado con servicios regulados de redes (Distribución y Transporte), los Acuerdos de Generación Obligateda requerirán la aprobación del correspondiente Ente Regulador

En el despacho y la operación en tiempo real, de acuerdo a las condiciones de oferta y demanda, la generación obligada podrá o no resultar competitiva en el despacho. Cada vez que resulte asignada como generación forzada, o sea generando a pesar que se podría abastecer con energía más barata (el Costo Variable de Producción para el Despacho asociado a la generación obligada es mayor que el precio de la energía en el nodo), la generación obligada impactará en el costo del abastecimiento de la demanda como un sobre costo.

La administración de la generación obligada tiene como objeto identificar y poner en conocimiento:

- Cada restricción que obliga generación, clarificando la demanda que por ello queda fuera de la competencia global del MEM;

- Las causas de calidad por las cuales es requerida la generación obligada y quien o quienes son los responsables de hacer frente a los costos asociados;

- El sobre costo (previsto y real) asociado a resolver la restricción de calidad mediante generación obligada.

Adicionalmente, ante condiciones especiales, tales como imprevistos, restricciones de calidad de corto plazo podrán requerir generación forzada a pesar de no existir un Acuerdo de Generación Obligateda. Dicho requerimiento y generación forzada será tratada de acuerdo a los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Anexo.

En la programación y el despacho, el OED deberá modelar los Acuerdos de Generación Obligateda vigentes para tener en cuenta su efecto sobre el Mercado y sus precios.

## 2. TIPOS DE RESTRICCIONES

Se pueden identificar distintos tipos de restricciones que obligan generación, independientemente del despacho económico:

- Por restricciones en la capacidad de transporte.
- Por requerimientos de calidad de un área de distribución.
- Por requerimientos de calidad en la operación de los sistemas de Transporte (superar restricciones estructurales, control de tensión o requerimientos de reactivo).

### 2.1. RESTRICCIONES DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

Las restricciones en la capacidad de transporte en el Sistema de Alta Tensión no producen condición de generación obligada ya que se administran como una desvinculación comercial de áreas, creando mercados locales con su propio precio local de la energía, de acuerdo a lo establecido en LOS PROCEDIMIENTOS y en su Anexo 26: CALCULO DEL PRECIO LOCAL.

### 2.2. RESTRICCIONES DE CALIDAD.

#### 2.2.1. CARACTERISTICAS GENERALES.

La generación obligada en el MEM es la debida a requerimientos de calidad (por ejemplo, control de tensión).

Con el objeto de identificar con claridad cada restricción de calidad que crea una condición de generación obligada y su efecto en el mercado, así como para establecer la relación comercial bilateral asociada a la relación física generación – demanda que crea la restricción y que está fuera del mercado de competencia, se establecerán Acuerdos de Generación Obligateda. En el caso de un Distribuidor, dichos acuerdos deberán ser realizados entre las partes con la supervisión y aprobación del correspondiente Ente Regulador.

#### 2.2.2. GENERACION OBLIGADA PARA UN AREA DE DISTRIBUCION:

Salvo en las excepciones que se identifican en este Anexo, el OED sólo podrá asignar generación forzada por un requerimiento de calidad de un Distribuidor si existe el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda referido a dicha restricción de calidad y el Acuerdo está aprobado por el correspondiente Ente Regulador como la solución que autoriza al problema existente. En este caso, el OED asignará en el despacho y la operación la generación forzada que resulte del requerimiento establecido en el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda.

Para ello, el Distribuidor deberá previamente informar al OED el Acuerdo de Generación Obligateda, acompañando la autorización del correspondiente Ente Regulador que será considerada certificación de que la generación obligada es considerada la solución más conveniente técnica y económicamente para el plazo de vigencia del Acuerdo.

#### 2.2.3. GENERACION OBLIGADA PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE:

Salvo en las excepciones que se identifican en este Anexo, el OED sólo podrá asignar generación forzada por un requerimiento de calidad de un sistema de Transporte si existe el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda referido a dicha restricción de calidad y el Acuerdo cuenta con la aprobación, condicional o definitiva, indicada en este Anexo. En este caso, el OED determinará en el despacho y la operación la generación forzada que resulte del requerimiento establecido en el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda.

Para ello, el o los agentes afectados por la restricción de calidad deberán previamente presentar al OED una solicitud de Acuerdo de Generación Obligateda, según lo establecido en este Anexo.

## 3. ACUERDOS DE GENERACION OBLIGADA.

### 3.1. CARACTERISTICAS

El Acuerdo de Generación Obligateda establece una relación bilateral física entre partes para las condiciones identificadas en el Acuerdo.

El Acuerdo deberá establecer:

- La identificación de el o los agentes que requieren la generación obligada.
- La identificación del Generador y la o las máquinas que asumen el compromiso de convertirse en generación obligada, dentro de las condiciones que define el Acuerdo.
- La vigencia del Acuerdo, que deberá ser uno o más Períodos Trimestrales.
- La descripción del requerimiento técnico asociado a la calidad que justifica la generación obligada.
  - Cada condición en las que se requerirá que la generación obligada sea considerada como generación forzada junto con la cantidad de generación requerida por máquina. La condición debe ser definida de forma tal que el OED pueda identificarla con la anticipación necesaria para programar la generación forzada.
  - Los precios y pagos involucrados.

El Generador cuyas máquinas son requeridas como obligadas no podrá negarse a este tipo de requerimiento, salvo motivos técnicos que le impidan su cumplimiento y que deberá justificar.

### 3.2. PRECIOS MAXIMOS.

En vista de no existir o ser muy reducidas las posibilidades de competencia en el abastecimiento de generación obligada, los precios máximos a aplicar en dichos Acuerdos serán los establecidos en este Anexo, salvo que las partes establezcan precios mayores con la autorización del correspondiente Ente Regulador.

Los precios máximos regulados se calculan con las siguientes metodologías:

- Para la potencia comprometida y disponible, el precio de la potencia en el nodo de generación. La disponibilidad de potencia a acordar como comprometida será la requerida como obligada, salvo que el requerimiento de generación obligada represente más que un porcentaje establecido de la potencia efectiva de la unidad, denominado Porcentaje Límite para generación obligada, en cuyo caso deberá ser la totalidad de la potencia efectiva disponible en la máquina. El Porcentaje Límite para generación obligada se define inicialmente en el OCHENTA (80) % de la generación de la máquina. De acuerdo a la evolución del Mercado y la generación obligada, la SECRETARIA DE ENERGIA podrá decidir incrementar mediante Resolución este porcentaje hasta llevarlo al CIEN (100) %.

- Para la energía producida en un intervalo Spot y asociada a la potencia comprometida, el precio en el intervalo está dado por la diferencia entre el Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) y el precio de la energía en el nodo de la máquina, salvo que dicha diferencia sea negativa en cuyo caso es CERO (0).

- Para máquinas turbovapor, en caso de arranques, y de corresponder, los costos de arranque y parada reconocidos.

De existir, por los requisitos establecidos, costos adicionales, el Generador informará y establecerá en el Acuerdo el precio requerido, debiendo demostrar que no supera sus costos.

### 3.3. ACUERDO DE GENERACION OBLIGADA PARA UN AREA DE DISTRIBUCION

Un Distribuidor con requerimiento de generación local obligada prevista deberá realizar un Acuerdo de Generación Obligateda con el correspondiente Generador estableciendo los motivos de calidad de área que lo justifican, de acuerdo al procedimiento definido en este Anexo, e informarlo al OED.

La facturación y cobros de los montos que resulten por el Acuerdo de Generación Obligateda por requerimientos de calidad en distribución se realizarán entre las partes de cada Acuerdo.

### 3.4. ACUERDO DE GENERACION OBLIGADA PARA UN SISTEMA DE TRANSPORTE.

Un Transportista con requerimientos de generación obligada por calidad para su sistema de Transporte deberá solicitar un Acuerdo de Generación Obligateda. Un agente o grupo de agentes distintos de un Transportista y con requerimiento de generación obligada para calidad prevista para el sistema de Transporte al que están conectados deberá solicitar un Acuerdo de Generación Obligateda.

Junto con los datos a suministrar para la Programación o Reprogramación Estacional, el o los agentes afectados por una restricción de calidad en un sistema de Transporte podrá presentar un Acuerdo de Generación Obligateda como solución a dicha restricción.

La solicitud de Acuerdo de Generación Obligateda deberá ser presentada al OED con la siguiente información:

- Identificación de el o los agentes que presentan la solicitud. De tratarse de un Transportista, no podrá presentar una solicitud en conjunto con otros agentes.

- La información requerida para un Acuerdo de Generación Obligateda, de acuerdo a lo establecido en este Anexo.

- El costo estimado del Acuerdo.

- Toda otra información adicional que consideren relevante para el análisis de la Solicitud.

El OED deberá informar la solicitud a los agentes, para su conocimiento y que le envíen las observaciones que consideren relevantes dentro de un plazo no mayor que DIEZ (10) días hábiles. El OED deberá analizar la Solicitud, teniendo en cuenta la información presentada por los solicitantes y las observaciones de los agentes. Dentro de un plazo no mayor que VEINTE (20) días hábiles de recibida la Solicitud, el OED deberá producir un Informe de Generación Obligateda por Calidad del Transporte, pudiendo para ello requerir información adicional a los solicitantes u otros agentes involucrados. El Informe deberá incluir la Solicitud y las observaciones de los agente, el análisis del OED y sus conclusiones y/o recomendaciones.

El OED deberá elevar el Informe al ENRE, quien lo analizará e informará la aprobación o rechazo de la Solicitud, con la correspondiente justificación. El Acuerdo logrará su autorización definitiva cuando el ENRE notifique su aprobación. Transcurridos QUINCE (15) días hábiles sin notificación del ENRE del rechazo de la solicitud, se deberá considerar que el Acuerdo tiene una aprobación condicional, salvo que en su Informe haya recomendado y justificado el rechazo de la solicitud en cuyo caso se deberá considerar como rechazada la solicitud. Un Acuerdo con aprobación condicional se administrará como autorizado en tanto el ENRE no notifique su rechazo.

Al realizar las transacciones económicas del MEM, el OED debe calcular el monto a pagar en cada Acuerdo de Generación Obligateda para un sistema de Transporte y asignarlo como una Compensación por Generación Forzada (un crédito) al correspondiente Generador. Asimismo, deberá asignar dicho costo entre los agentes que solicitaron el Acuerdo en forma proporcional a su cargo fijo por Transporte, salvo que dichos agentes hayan informado en la Solicitud una metodología distinta de asignación en cuyo caso el OED deberá emplear la metodología de reparto solicitada.

### 3.5 ADMINISTRACION EN EL MEM.

El OED realizará el despacho económico de la generación y la demanda de acuerdo a los criterios y metodologías definidas en LOS PROCEDIMIENTOS. Cuando resulte necesario para las condiciones establecidas en los Acuerdos de Generación Obligateda, asignará la generación forzada requerida por calidad.

#### 3.5.1. ADMINISTRACION DE LA ENERGIA

El OED deberá administrar la generación forzada que resulta de un Acuerdo de Generación Obligateda considerando que la energía que entregan las máquinas comprometidas cuando están forzadas será asignada al Mercado a Término si la máquina tiene un contrato, o al Mercado Spot de no estar comprometida en contratos. Las partes compradoras del Acuerdo pagarán el sobre costo asociado a la energía, calculado como la integración de la generación forzada valorizada en cada intervalo Spot al precio acordado para la energía que debe reflejar el sobre costo asociado, de acuerdo a lo que establece el presente Anexo.

#### 3.5.2. GENERACION OBLIGADA PARA UN AREA DE DISTRIBUCION:

Para la administración de la potencia, el OED deberá considerar el Acuerdo de Generación Obligateda para un área de distribución como si se tratara de un Contrato de Reserva Fría por la potencia comprometida. En consecuencia, la disponibilidad de potencia y servicios de reserva asociados pasarán a ser de la o las partes compradoras dentro del Acuerdo, y la disponibilidad de potencia comprometida y remuneraciones por servicios de reserva asociados a dicha potencia pasará a ser asignada a el o los agentes compradores proporcionalmente a la parte del costo del Acuerdo que cubre cada uno.

Al realizar las transacciones económicas, el OED informará la energía forzada producida y el sobre costo por energía que resulta para cada Acuerdo de Generación Obligateda, para que las partes cuenten con la información necesaria para realizar su liquidación y facturación.

#### 3.5.3. GENERACION OBLIGADA PARA UN SISTEMA DE TRANSPORTE.

Al realizar las transacciones económicas, el OED calculará el sobre costo por energía forzada y lo asignará como un crédito al Generador al que pertenece la o las máquinas involucradas. El monto correspondiente se distribuirá como un débito entre las partes compradoras del Acuerdo en forma proporcional al cargo complementario de cada uno, salvo de ser el comprador un Transportista en cuyo caso se le asignará la totalidad del monto correspondiente.

## 4. GENERACION FORZADA SIN ACUERDOS.

### 4.1. CONDICIONES QUE LO HABILITAN.

Un agente o conjunto de agentes sólo podrá presentar al OED un requerimiento de generación forzada por restricciones de calidad, sin contar con el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda autorizado, en alguna de las siguientes condiciones:

- Durante los primeros DOCE (12) meses de entrada en vigencia de este Anexo, por requerimientos de calidad previstos pero para los cuales aún no pudo realizar el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda.

- Por requerimientos de calidad ya presentados en una solicitud de Acuerdo de Generación Obligateda que aún no ha sido autorizada (autorización condicional o definitiva) ni rechazada.

- Por un requerimiento de corto plazo no previsto, debido a emergencias, condiciones extraordinarias o imprevistas de corto plazo. Para este tipo de requerimiento, el agente o conjunto de agentes deberá presentar su solicitud al OED indicando la condición excepcional o imprevista que lo origina y justifica.

### 4.2. PEDIDO Y APROBACION.

Un agente o conjunto de agentes podrá requerir al OED sin un Acuerdo de Generación Obligateda generación forzada por restricciones de calidad. Para ello, a más tardar junto con la información para el despacho diario, deberá suministrar al OED el pedido indicando:

- La identificación de el o los agentes que requieren la generación forzada sin Acuerdo.

- La identificación de la o las máquinas requeridas como forzada, y la potencia a forzar en cada una de ellas.

- La descripción de la restricción de calidad que requiere la generación forzada y su justificación;

- La condición que habilita el pedido, de acuerdo a lo establecido en el presente Anexo y su justificación.

- La duración del requerimiento, que no podrá ser mayor que SIETE (7) días.

- Toda otra información adicional que consideren relevante para el análisis y aprobación del pedido.

El OED deberá rechazar el pedido si verifica alguna de las siguientes condiciones:

- La restricción de calidad no se justifica.

- No está habilitado a presentar el pedido ya que no corresponde a ninguna de las condiciones habilitadas establecidas en el presente Anexo.

En caso de rechazar el pedido, el OED deberá informar a los solicitantes indicando el motivo que justifica el rechazo.

En caso de aprobarse un pedido solicitado por un Distribuidor, el OED deberá enviar notificación del mismo así como del motivo indicado al correspondiente Ente Regulador.

### 4.3. COMPENSACION Y SOBRECOSTO ASOCIADO.

En el caso de generación forzada por restricciones de calidad que no cuenten con el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda, dicha generación será remunerada según el correspondiente contrato si se vende en el Mercado a Término, y si se vende en el Mercado Spot al precio Spot de la energía en su nodo. Adicionalmente, la máquina que haya sido forzada por restricciones de calidad que no cuenten con el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda, recibirá al realizarse las transacciones económicas del MEM una Compensación por Generación Forzada. El OED calculará la Compensación por Generación Forzada integrando la energía forzada del intervalo Spot valorizada al precio en el intervalo de la generación forzada imprevista.

El precio en el intervalo de la generación forzada imprevista para una máquina se calcula como la diferencia entre el correspondiente Costo Variable de Producción para el Despacho (CVPD) y el precio Spot de la energía en el nodo de la máquina incrementada en un porcentaje denominado Porcentaje por Generación Forzada Imprevista. Dicho porcentaje se establece en:

- CERO (0) % durante los primeros DOCE (12) meses de entrada en vigencia del presente Anexo;

- DIEZ (10) % finalizados los primeros DOCE (12) meses de vigencia del presente Anexo.

El OED deberá asignar el sobre costo de la generación forzada dado por la correspondiente Compensación por Generación Forzada, como un débito entre los solicitantes de acuerdo al siguiente criterio:

- de tratarse de una restricción de calidad en un área de distribución, en forma proporcional al consumo de cada solicitante;

- de tratarse de una restricción de calidad en un sistema de Transporte, en forma proporcional al cargo complementario de cada solicitante.

### 4.4 SEGUIMIENTO.

El OED deberá realizar el seguimiento de cada requerimiento de corto plazo no previsto (sin Acuerdo) y verificar si se tratan de situaciones eventuales no previsibles o responden a motivos previsibles. De detectar su repetición sistemática o considerar que la situación se podrá repetir, informará a el o los agentes y requerirá que realicen un Acuerdo de Generación Obligateda dentro de un plazo no mayor que TRES (3) meses. Transcurrido este plazo quedarán inhabilitados a presentar el requerimiento de generación forzada como una excepcionalidad.

Junto con cada Informe Mensual, Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED incluirá un Resumen de Generación Forzada sin Acuerdo. Para cada condición de generación forzada sin acuerdo registrada, deberá indicar el motivo que la justificó, su duración y costo, y su previsibilidad. Asimismo, deberá identificar los casos que pasarán a ser considerados como previsibles y el plazo para presentar el correspondiente Acuerdo de Generación Obligateda. Deberá enviar una copia de este Resumen de Generación Forzada a los Entes Reguladores respectivos.

## 5. INTERACCION CON EL MEM:

La generación comprometida en un Acuerdo de Generación Obligateda podrá aportar servicios de reserva de corto plazo de resultar asignados dichos servicios por el OED, de acuerdo a las metodologías establecidas en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS. Las remuneraciones por estos servicios que resulten para una máquina comprometida en un Acuerdo de Generación Obligateda serán distribuidos entre el Generador y los agentes que son la parte compradora del Acuerdo, proporcionalmente entre la potencia de la máquina que no está comprometida en el Acuerdo y la potencia comprometida en el Acuerdo.

### 6. SEGUIMIENTO DE ACUERDOS DE GENERACION OBLIGADA.

El OED determinará al finalizar cada mes el sobre costo que resultó en cada Acuerdo de Generación Obligateda como la generación forzada resultante valorizada a los precios establecidos en el Acuerdo. Realizará además el seguimiento del sobre costo acumulado durante el período de vigencia de cada Acuerdo de Generación Obligateda y evaluará su justificación a largo plazo en función de los motivos de la restricción.

En cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED incluirá un listado de los Acuerdos de Generación Obligateda vigentes. Para cada Acuerdo indicará:

- La identificación de las partes y el Ente Regulador que lo autorizó;

- La restricción de calidad que lo justifica;

- las máquinas y potencia comprometida;

- el sobre costo mensual durante el último trimestre, y el sobre costo acumulado durante la vigencia del Acuerdo.

## 7. CASOS ESPECIALES DE GENERACION CON TRATAMIENTO DE GENERACION FORZADA.

En las condiciones especiales que se definen en LOS PROCEDIMIENTOS y que no hacen a restricciones de calidad, una energía generada recibirá un tratamiento de generación forzada, entendiéndose por tal que dicha energía recibe en compensación el sobre costo asociado.

El sobre costo asociado, o sea la energía categorizada como forzada valorizada a la diferencia entre el correspondiente CVPD y el precio Spot de la energía en el nodo de la máquina, se asignará al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

Dichos casos especiales abarcan:

- La energía generada en una máquina por despacho en una intervalo Spot que, debido a la metodología de cálculo del precio Spot y por cambios en las condiciones previstas que afectaron el precio Spot, resulta el CVPD con que fue despachada mayor que el precio Spot de la energía en el nodo.

- Generación forzada por el OED para cubrir el requerimiento mínimo de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 23: REGULACION DE FRECUENCIA de LOS PROCEDIMIENTOS.

ANEXO XII

ANEXO XIII

**ANEXO 15: LISTA DE MERITO PARA LAS OFERTAS DE RESERVA DE CORTO PLAZO EN MAQUINAS PARADAS****1. OBJETO**

En las semanas definidas sin riesgo de falla en la Programación Semanal, para cada reserva de corto plazo que se pueda aportar con máquinas paradas el OED recibirá las ofertas de máquinas habilitadas a prestar el correspondiente servicio de reserva estando paradas, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

**2. LISTA DE MERITO SEMANAL**

Para cada servicio de reserva de corto plazo, las ofertas con máquinas paradas que no sean rechazadas por el OED se ordenarán en una lista de mérito para la semana.

Para ello, para cada servicio de corto plazo, se agruparán las ofertas de acuerdo a lo siguiente:

- Como un grupo, las máquinas ofertadas que no han registrado incumplimientos en su compromiso ofertado para este tipo de reserva.
- Como otro grupo, las máquinas ofertadas que han fallado una vez al ser requerida su entrada estando asignadas como este tipo de reserva.
- Como otro grupo, las máquinas que han fallado dos veces, y así sucesivamente.

Dentro de cada grupo, las máquinas se ordenarán de acuerdo a dos criterios.

En primer lugar, se ordenarán de menor a mayor según el precio visto desde el Mercado, o sea el precio ofertado afectado por los factores nodales, para tener en cuenta su ubicación geográfica y la calidad de su vinculación con el centro de carga. Si para dos o más máquinas resulta el mismo precio ajustado, se ubicarán primero las de menor precio ofertado. Si aún así quedan dos o más máquinas con igual precio, se les asignará la misma posición. De este ordenamiento se tiene para cada máquina su posición en la lista de precios (índice  $IP_i$ ).

Luego se realizará otra lista ordenada según tiempos ofertados crecientes para considerar la calidad de respuesta ofertada, considerándose el tiempo de respuesta como la suma del tiempo de sincronismo más el tiempo para llegar a la carga ofertada. Si para dos o más máquinas resulta el mismo tiempo, se ordenará según precio ofertado creciente. Si aún así dos o más máquinas resultan con igual tiempo y precio, se les asignará la misma posición. De este ordenamiento se obtiene para cada máquina su posición en esta lista de tiempo de respuesta (índice  $IT_i$ ).

Para definir la lista de mérito dentro del grupo, se calculará un índice ponderado de la posición en que quedó cada máquina de acuerdo a los dos criterios considerados.

$$II_i = (IP_i * KP + IT_i * KT) / (KP + KT)$$

donde KP y KT son las constantes de ponderación del criterio considerado. En una primera etapa se define KP igual a 4 y KT igual a 1.

Dentro de cada grupo se ordenarán las máquinas según índice ponderado creciente. Si dos o más máquinas resultan con igual índice, se las ordenará según precio ajustado creciente. De resultar aún así dos o más máquinas en igual condición se las ordenará según tiempos ofertados creciente.

La lista de mérito semanal se obtendrá ubicando primero la lista ordenada del primer grupo (las máquinas sin falla registrada en su compromiso de reserva), luego el segundo grupo ordenado (máquinas con una falla al estar en reserva y requerirse su entrada en servicio), y así sucesivamente agregando los grupos ordenados de acuerdo a las fallas registradas.

**3. LISTA DE MERITO DIARIA**

En el predespacho diario se confeccionará para cada reserva de corto plazo, una lista de mérito del día partiendo de la lista semanal y eliminando las máquinas que:

- hayan resultado generando en el predespacho;
- estén indisponibles;
- hayan informado junto con los datos para el despacho diario el retiro de su compromiso ofertado como dicha reserva de corto plazo.

A cada máquina se asignará la potencia ofertada salvo que la reserva disponible sea menor. La reserva disponible se calculará como la potencia puesta a disposición por la máquina menos la reserva ya asignada a otro servicio de reserva de corto plazo.

La reserva requerida se asignará comenzando por la primera máquina de la lista y continuando con las siguientes hasta totalizar la potencia requerida o no quedar más máquinas en la lista. De este modo quedará definido dentro de la lista de mérito diaria el conjunto de "máquinas aceptadas" y el precio de corte dado por el mayor precio ofertado dentro de las máquinas aceptadas. De no completarse el nivel de reserva requerido por falta de oferta disponible para el servicio, el precio estará dado por el precio máximo de la potencia vigente.

Todas las máquinas aceptadas cobrarán por el precio correspondiente que resulte para la reserva de corto plazo en máquinas paradas, salvo que queden indisponibles alguna hora del día o fallen al requerirse su entrada en servicio. En el redespacho no se podrán eliminar máquinas en reserva del grupo de aceptadas, salvo que sean requeridas a generar, pero sí agregar nuevas. En este caso, se irán agregando en el orden indicado por la lista de mérito diaria pasando del grupo de "no aceptadas" al de "aceptadas".

El precio de la reserva de corto plazo que resulta definido en el predespacho representará una garantía del precio mínimo a cobrar en la operación real. En los redespachos, el precio correspondiente a una reserva de corto plazo en máquinas paradas se calculará como el máximo entre el precio resultante en el predespacho y los precios ofertados por las nuevas máquinas que se agreguen como aceptadas en los redespachos.

**ANEXO 21: RESERVA CONTINGENTE****1. OBJETO.**

En vista que la reserva de mediano plazo cubre los requisitos previstos de disponibilidad de potencia para condiciones de media, el servicio de reserva contingente tiene como objeto contar con disponibilidad de potencia adicional para garantizar el cubrimiento de la demanda en caso de situaciones extremas. Inicialmente, para determinar la cantidad de reserva contingente 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 Secretaría de Energía podrá decidir adicionar otras condiciones extremas tales como fallas en el sistema de Transporte.

El objetivo de la reserva contingente es que el usuario final pague por una garantía de potencia adicional, requerida si se presenta una condición extrema, a cambio de un compromiso que asume el Generador de que existirá la disponibilidad de potencia requerida independientemente de que sean condiciones extraordinarias.

El servicio de reserva contingente será aportado por aquellas máquinas en las que depende del Generador asegurar la disponibilidad del recurso requerido para generar (máquina térmica convencional o nuclear). La remuneración por reserva contingente es una señal económica para que el Generador tome las medidas que garanticen la reserva de combustibles necesaria. La reserva contingente será asignada entre la reserva térmica ofertada que no haya sido asignada como reserva de mediano plazo o como reserva rotante prevista en el Predespacho Anual de Media, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para una semana, toda máquina térmica que oferte y se le asigne el aporte de reserva contingente compromete contar con la disponibilidad asignada a dicho servicio, en particular con el combustible necesario para generar la potencia asignada como reserva contingente de serle requerida durante la semana.

**2. PERIODICIDAD.**

El cálculo del requerimiento de reserva contingente se realizará junto con la Programación Estacional de Verano luego de calcular el Predespacho Anual de Media y asignar la reserva de mediano plazo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS. El Período a Simular, en consecuencia, abarcará desde el comienzo del siguiente mes de Noviembre hasta finalizar el siguiente mes de Octubre.

La asignación de reserva contingente entre las máquinas térmicas que ofertan este servicio se realizará luego de calcular o actualizar el Predespacho Anual de Media y asignar en correspondencia la reserva de mediano plazo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS. El Período a Simular, en consecuencia, abarcará desde el comienzo del siguiente Período Trimestral hasta finalizar el siguiente mes de Octubre.

**3. OFERTA DE RESERVA CONTINGENTE.****3.1. OFERTA DE PRECIOS.**

La licitación del precio requerido por el Generador para aportar el servicio de reserva contingente será anual. Para ello, junto con cada Programación Estacional de Verano los Generadores informarán sus ofertas para la reserva contingente de cada semana del Período a Simular. La oferta deberá indicar:

- La identificación de la máquina térmica;
- La identificación de la o las semanas que abarca la oferta;
- La potencia máxima que oferta como compromiso de reserva contingente;
- El precio en el Mercado requerido por la potencia ofertada como reserva.

El precio requerido no podrá ser mayor que el Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD) vigente.

El valor ofertado de potencia se expresará en MW disponible para cada semana y corresponderá a la disponibilidad comprometida, incluyendo la disponibilidad del combustible necesario. El Generador deberá tener en cuenta al determinar dicha disponibilidad a ofertar la indisponibilidad que prevé por todo tipo de mantenimientos u otro tipo de restricciones, incluyendo falta de combustibles. Para toda máquina térmica en que no se informe disponibilidad ofertada para el servicio de reserva contingente, el OED deberá considerar una disponibilidad ofertada por el Generador igual a cero.

El OED deberá rechazar toda oferta que no cumpla los requisitos indicados en este Anexo.

**3.2. OFERTA DE POTENCIA COMO RESERVA CONTINGENTE.**

Al realizar su oferta de potencia para el servicio de reserva contingente, el Generador deberá tener en cuenta que en la asignación de este servicio se tendrá en cuenta los otros servicios de reserva asignados a la máquina. En consecuencia, la potencia asignable al servicio de reserva contingente podrá resultar, en función de los resultados del Predespacho Anual de Media, menor que la indicada en la oferta del Generador.

Junto con la Programación Estacional de Invierno y cada Reprogramación Trimestral, los Generadores informarán los ajustes a la oferta de disponibilidad semanal de reserva contingente que ofertan para las semanas del siguiente Período a Simular. No podrá ofertar potencia comprometida en Contratos de Exportación o como generación obligada. Tampoco podrá ofertar potencia para máquinas que no incluyó en la oferta de precios para reserva contingente en la Programación Estacional de Verano.

Para cada semana del Período a Simular, el OED determinará la disponibilidad ofertada por cada máquina térmica de acuerdo a la siguiente metodología:

- Tomará el registro de disponibilidad de las últimas CINCUENTA Y DOS (52) semanas.
- Tomará el registro de incumplimientos del Generador a sus compromisos de reserva contingente en las últimas CINCUENTA Y DOS (52) semanas.

- Si el Generador registró algún incumplimiento en el mes al que corresponde la semana a simular, el OED asignará como disponibilidad máxima ofertable de la máquina a la disponibilidad registrada para la misma semana del registro de disponibilidad. Si en cambio el Generador no registró ningún incumplimiento, asignará a la máquina una disponibilidad máxima ofertable igual a la potencia neta efectiva de la máquina.

- El OED calculará la disponibilidad ofertable restante descontando de la disponibilidad máxima ofertable la indisponibilidad que resulta de los mantenimientos programados previstos y la reserva de mediano plazo asignada a la máquina en el Predespacho Anual de Media.

- El OED calculará la disponibilidad ofertada para reserva contingente como el mínimo entre la disponibilidad ofertada por el Generador y la disponibilidad ofertable restante.

Para el caso de ingreso de máquinas y/o centrales nuevas, se considerará que están en mantenimiento programado hasta la fecha informada de entrada en servicio comercial.

### 3.3. LISTA DE MERITO PARA RESERVA CONTINGENTE.

Con las ofertas de precios presentadas para la Programación Estacional de verano, el OED determinará para cada semana del Período Noviembre a Octubre la lista de mérito de las máquinas ofertadas para reserva contingente y que no están inhabilitadas a aportar reserva contingente por incumplimientos a este servicio, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS. El OED obtendrá la lista de mérito semanal para reserva contingente ordenando las máquinas habilitadas por precios requeridos en la oferta crecientes.

En cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED completará la lista de mérito asignando a cada máquina con su precio ofertado una potencia igual a la disponibilidad ofertada para reserva contingente calculada de acuerdo a la metodología indicada en el punto anterior.

## 4. PREDESPACHO DE CONDICION CONTINGENTE.

### 4.1. CARACTERISTICAS GENERALES.

Para la Programación Estacional de Verano y luego de realizar el Predespacho Anual de Media, el OED deberá realizar el Predespacho de Condición Contingente para determinar los programas de generación típicos previstos para el parque hidráulico y para el parque térmico en su conjunto. Para ello utilizará la misma metodología y modelos que para el Predespacho Anual de Media, salvo las modificaciones que se indican en el presente Anexo.

### 4.2. DEMANDA.

A la demanda definida para el Predespacho Anual de Media, el OED deberá agregar:

- el nivel de reserva regulante y reserva operativa requerida.

- la entrega prevista en contratos de exportaciones que requieren comprar con respaldo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS;

- la demanda cubierta por contratos de importación pero que requiere comprar con respaldo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS;

### 4.3. CAPACIDAD DE TRANSPORTE.

A las restricciones de Transporte incluidas en el Predespacho Anual de Media se deberán agregar toda otra restricción que resulte necesaria para representar adecuadamente las condiciones correspondientes al año extraseco definido.

### 4.4. GENERACION HIDROELECTRICA.

Junto con la Programación Estacional de Verano, el OED debe determinar el año extraseco a considerar para la reserva contingente, tomando el año de la serie hidrológica considerada en la Base de Datos Estacional en que resulta despachada la menor generación hidroeléctrica total en el MEM.

Para las centrales hidroeléctricas representadas con series hidrológicas en el modelo de simulación de predespacho anual en condiciones de hidrología media, se tomará como afluentes los correspondientes a los registrados en dicho año extraseco. Para las centrales hidroeléctricas restantes de no contar con información para dicho año, se asignará una hidráulicidad con un NOVENTA Y CINCO PORCIENTO (95%) de probabilidad de ser superada.

Para los embalses de capacidad estacional se considerará como nivel inicial el previsto el siguiente primero de noviembre y se dejará libre el nivel final.

Los valores del agua, energía hidroeléctrica semanal y programa de carga horario por día típico de cada semana del Período a Simular serán calculados por el OED con los mismos modelos que el Predespacho Anual de Media.

### 4.5. GENERACION TERMICA.

Se utilizará las mismas hipótesis que para el Predespacho Anual de Media pero agregando además la generación asociada a contratos de exportación que requieren comprar con respaldo.

### 4.6. PREDESPACHO.

Con la misma metodología que en el Predespacho Anual de Media, el OED determinará para la condición de año extraseco y para cada semana típica del Período a Simular:

- los programas de carga de las centrales hidroeléctricas;
- los programas de carga para la generación térmica total.

El OED tomará los programas de carga previstos para la generación térmica total resultante del predespacho de condición contingente y le descontará los programas de carga térmicos resultantes del Predespacho Anual de Media. Con ello determinará la potencia térmica adicional requerida en la condición contingente durante las horas en que se remunera la potencia, y el promedio para cada semana típica. Este promedio será considerado el requerimiento máximo de potencia térmica contingente durante todo el siguiente período de DOCE (12) meses de Noviembre a Octubre.

Adicionalmente, con los programas de carga hidroeléctricos para la condición contingente y los programas de carga térmicos del Predespacho Anual de Media, determinará para cada semana del Período a Simular la capacidad de Transporte para exportar generación térmica desde cada Región Eléctrica. Dicha capacidad se calculará como la capacidad máxima transmisible para exportar desde la región más la demanda de la Región menos la suma de la potencia despachada en centrales hidroeléctricas de la Región para la condición contingente y la potencia térmica despachada en el Predespacho Anual de Media. Con ello determinará para cada semana la reserva contingente máxima asignable a cada Región Eléctrica como el promedio de la capacidad de Transporte para exportar generación térmica desde dicha región durante las horas en que se remunera la potencia.

## 5. SERVICIO DE RESERVA CONTINGENTE.

### 5.1. REQUERIMIENTO DE RESERVA CONTINGENTE.

Junto con cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED calculará para cada semana del Período a Simular la diferencia entre el requerimiento máximo de potencia térmica de dicha semana y la suma de la potencia térmica asignada como reserva de mediano plazo y como reserva rotante prevista en el Predespacho Anual de Media en la misma semana. Este valor definirá el requerimiento de reserva contingente de cada semana.

### 5.2. ASIGNACION DE RESERVA CONTINGENTE.

Junto con cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, para cada semana del Período a Simular el OED asignará la reserva contingente tomando las máquinas en el orden resultante en la correspondiente lista de mérito y verificando no superar en cada Región Eléctrica la reserva contingente máxima asignable, de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Tomará la siguiente oferta de la lista de mérito y le asignará como reserva contingente inicial el mínimo entre el faltante para completar el requerimiento de reserva contingente y la potencia ofertada como reserva contingente para la máquina.

b) Determinará la reserva contingente adicional que se puede asignar en la Región Eléctrica a la que pertenece la máquina. Dicho valor se calculará descontando de la reserva contingente máxima asignable de la Región, la reserva contingente ya asignada a las máquinas de la misma Región que estaban antes en la lista de mérito.

c) Si la reserva contingente inicial es mayor que la reserva contingente adicional calculada como asignable a la Región, le asignará como reserva contingente dicho valor. De no ser mayor, le asignará como reserva contingente la reserva contingente inicial.

d) Repetirá el procedimiento hasta completar el requerimiento de reserva contingente o no quedar más máquinas en dicha lista de mérito.

El precio en el Mercado de la reserva contingente de una semana estará dado por el precio requerido por la última oferta aceptada o, de ser insuficiente la oferta, por el Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD).

### 5.3. INCUMPLIMIENTOS Y REASIGNACION DE RESERVA CONTINGENTE.

El OED realizará el seguimiento del cumplimiento de los compromisos de disponibilidad asociados a la reserva contingente, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso que, como resultado de incumplimientos, una máquina que tenía asignada reserva contingente quede inhabilitada para aportar dicho servicio, el OED deberá retirarla de las listas de mérito de las semanas en que quedó inhabilitada. El requerimiento de reserva contingente faltante que resulte de este retiro deberá ser cubierto asignándolo en el orden de precios crecientes a la disponibilidad ofertada que quede aún sin asignar en la correspondiente lista de mérito semanal de reserva contingente. Si la oferta restante fuera insuficiente, la reserva contingente asignada resultará menor que el requerimiento calculado. Una vez reasignada la reserva contingente de una semana, el OED deberá calcular el nuevo precio que resulta para la reserva contingente de dicha semana.

ANEXO XIV

## ANEXO 22: PROGRAMACION Y DESPACHO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS

### 1. TIPOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS

En lo que hace a la programación de la operación de los embalses y el despacho de las centrales hidroeléctricas del MEM, el tratamiento que recibirán dependerá de:

a) su Potencia Instalada (PINST);

b) su Energía por Confiabilidad (ECONF) que se define como la generación anual con una probabilidad del NOVENTA Y CINCO (95) % de ser superada;

c) su flexibilidad al despacho, o sea las limitaciones que le imponen a su operación las restricciones y compromisos aguas abajo;

d) la capacidad de su embalse (Volumen Util VUTIL) y capacidad de regulación, o sea sus posibilidades de transferir agua de un período a otro teniendo en cuenta el volumen embalsable y sus requerimientos aguas abajo en el caso de tratarse de embalses multipropósitos.

e) su relación con otras centrales hidráulicas aguas arriba o aguas abajo

En base a estas consideraciones se define la clasificación de las centrales hidroeléctricas dentro del MEM.

### 11. CENTRALES DE CAPACIDAD ESTACIONAL

Son las centrales de mayor capacidad de embalse del MEM con posibilidades de realizar por lo menos regulación estacional, o sea transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres o más meses. Por otra parte, su potencia instalada y Energía por Confiabilidad representan un porcentaje importante de la demanda total del MEM. En consecuencia, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MEM a mediano y largo plazo.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá reunir como mínimo las siguientes condiciones.

a) La Potencia Instalada no debe ser inferior al CUATRO (4) % de la demanda pico anual prevista para el MEM.

b) La Energía por Confiabilidad no debe resultar menor que el UNO COMA CINCO (1,5) % de la demanda anual de energía prevista para el MEM.

c) El volumen útil debe representar por lo menos VEINTICINCO (25) días de generación a carga máxima, o sea días de erogación al máximo caudal turbinable.

d) No presentan restricciones aguas abajo que afecten su despacho a nivel diario y horario.

En lo que hace a su despacho diario no deben presentar prácticamente restricciones operativas por restricciones hidráulicas, ya que de existir requerimientos cuentan con un dique compensador u otro tipo de embalse aguas abajo que actúa como regulador de sus descargas. De tratarse de embalses de usos múltiples, su operación a mediano y largo plazo quedará condicionada por los compromisos aguas abajo (control de crecidas, riego, consumo de agua potable, navegación, etc.).

## 1.2. CENTRALES DE CAPACIDAD MENSUAL

Son aquellas centrales que, no perteneciendo a la categoría de capacidad estacional, cuentan con una potencia instalada significativa respecto a la demanda total del MEM y con suficiente capacidad de embalse en relación a su Energía por Confiabilidad como para permitir por lo menos una regulación mensual, o sea que pueden transferir agua entre las distintas semanas de un mes. Por lo tanto, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MEM de una semana respecto a otra.

Se trata de centrales empuntables, sin restricciones importantes a su despacho diario y horario, ya sea por contar con un dique compensador u otro tipo de embalse que actúe como regulador aguas abajo, o por no tener requerimientos significativos aguas abajo.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones.

a) No cumplir las condiciones para clasificar como central de capacidad estacional.

b) La Potencia Instalada no debe ser inferior al UNO COMA CINCO (1,5) % de la demanda pico anual prevista para el MEM.

c) En condiciones de año medio, debe ser empuntable por lo menos el CINCUENTA (50) % de su energía despachada.

d) El volumen útil debe representar por lo menos CINCO (5) días de generación a carga máxima, o sea días de erogación del máximo caudal turbinable.

## 1.3. CENTRALES DE CAPACIDAD SEMANAL

Son aquellas centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación semanal, o sea transferir agua dentro de la semana entre distintos tipos de días. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios diarios del Mercado.

Sus requerimientos aguas abajo determinarán su flexibilidad al despacho, definiendo qué parte de su oferta de energía se puede considerar empuntable, debiéndose ubicar el resto en la base.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones.

a) No cumplir las condiciones de central de capacidad estacional y mensual.

b) La Potencia Instalada no debe ser inferior al UNO (1) % de la demanda pico anual prevista para el MEM.

c) En condiciones de año medio, debe ser empuntable por lo menos el VEINTE (20) % de su energía despachada.

d) El volumen útil debe representar por lo menos DOS (2) días de generación a carga máxima, o sea días de erogación del máximo caudal turbinable.

## 1.4. CENTRALES DE PASADA

Se incluirán en esta categoría todas las centrales hidráulicas que no resulten clasificadas como de capacidad estacional, mensual o semanal.

Son centrales con poca o sin capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho del MEM a realizar por el OED, se considerarán generando el caudal entrante medio, diario o semanal según corresponda a su capacidad de embalse. Sus restricciones hidráulicas aguas abajo y las restricciones operativas de la central y el embalse limitan su despacho horario y/o diario.

Se incluirán en esta categoría a las centrales en diques compensadores, cuya operación será responsabilidad de su Concesionario para garantizar los compromisos de caudal y regulación aguas abajo. En consecuencia, a los efectos de la programación y del despacho del MEM, el OED deberá considerar que las centrales en diques compensadores se encuentran a potencia constante, correspondiente al caudal medio erogado por la central aguas arriba (caudal medio semanal si es un compensador semanal o caudal medio diario si es un compensador diario). Si este caudal supera su potencia máxima, se la considerará despachada a potencia máxima constante.

De tratarse de una central de pasada que no es un dique compensador pero cuyo caudal entrante está dado por el caudal erogado por una o más centrales ubicadas aguas arriba, para la programación se considerará generando el caudal medio entrante que resulta como la suma del caudal medio erogado por las correspondientes centrales aguas arriba que definen su aporte (caudal medio semanal o diario de acuerdo a la capacidad del embalse de la central de pasada).

## 2. DESPACHO DE CENTRALES HIDRAULICAS ENCADENADAS

Se define central encadenada con otra central aguas arriba a toda central hidroeléctrica cuyo caudal entrante medio anual, de acuerdo a la serie histórica de afluentes de los ríos, está dado en por lo menos un OCHENTA (80) % por el caudal medio anual erogado, también de acuerdo a la serie histórica de caudales, por la central aguas arriba.

Dos centrales encadenadas que resulten clasificadas una de tipo de estacional y la otra de tipo mensual serán consideradas, en lo que hace a la programación y despacho, como pertenecientes ambas al tipo estacional.

Para el despacho de las centrales hidroeléctricas del MEM, el OED tendrá en cuenta dentro de cada cuenca el encadenamiento de las centrales en el río y su interrelación, en particular el efecto de las restricciones aguas abajo.

Para ello, cada central encadenada de embalse que está habilitado a declarar valor del agua podrá hacerlo referido al embalse conjunto, o sea su embalse y el embalse de la central con la que está encadenada. Las bandas en que puede considerar dividido la energía del embalse conjunto se definen como bandas de energía en su propio embalse y bandas de energía en el embalse encadenado.

En base a la capacidad de embalse de una central hidroeléctrica respecto de otra aguas arriba y las restricciones aguas abajo de cada uno de ellas, el OED definirá para cada período de tiempo a despachar en el MEM (estacional, semanal y diario), las centrales encadenadas que serán consideradas agrupadas como un sólo embalse y central equivalente. Dicho equivalente será modelado como suma de las centrales encadenadas, con un coeficiente energético y embalse conjunto, y representando las restricciones que significan al despacho de ese conjunto los requerimientos aguas abajo. El despacho de cada central dentro de una central equivalente se obtendrá tomando la energía y/o potencia que resulta despachada para el equivalente y despachándola entre ellas, modelando la cuenca y las interrelaciones entre los embalses involucrados, y respetando el cumplimiento de sus restricciones aguas abajo.

## 3. VALOR DEL AGUA.

### 3.1. OBJETO.

El valor del agua representará el costo futuro de sustitución previsto para el agua en un embalse de capacidad estacional, mensual o semanal dentro de los aleatorios en la oferta y la demanda. Los valores declarados por el Generador serán el resultado de la optimización realizada por dicho Generador de sus embalses tendiendo en cuenta las condiciones vigentes y las condiciones futuras esperadas así como el aleatorio asociado.

### 3.2. PLAZOS.

El valor del agua será informado por las centrales hidroeléctricas con capacidad estacional, mensual o semanal:

- Junto con los datos para la Programación Semanal, cuando la declaración de costos para el despacho sea con periodicidad semanal;

- Junto con los datos para el predespacho, cuando la declaración de costos para el despacho sea con periodicidad diaria.

### 3.3 PROGRAMACION INDICATIVA MENSUAL.

Antes del día 10 de cada mes, el OED debe realizar con los modelos de optimización y simulación vigentes la programación para las siguientes CINCUENTA Y DOS (52) semanas a partir de la primera semana del mes siguiente, denominada Programación Indicativa Mensual, y enviarla a los agentes del MEM.

El OED debe realizar en la Programación Indicativa Mensual la optimización de las centrales hidroeléctricas y de bombeo con capacidad estacional o mensual utilizando los mismos modelos que los establecidos para determinar el valor del agua máximo declarable, y actualizando los datos e hipótesis a la información disponibles.

Dicha información servirá de referencia a los Generadores hidroeléctricos para el cálculo de su valor del agua.

### 3.4. VALOR DEL AGUA MAXIMO DECLARABLE.

El rango de valores del agua que puede declarar un Generador es entre CERO (0) y un valor del agua máximo, denominado Valor del Agua Máximo Declarable, calculado como un porcentaje, denominado Porcentaje para el Valor del Agua (%VA), del primer nivel de riesgo de falla establecido para la Programación Estacional. En el MEM el Porcentaje para el Valor del Agua está dado por:

$$\%VA = \text{máx} (50\%, CVP_{MAX}/FALLA_1 * 100)$$

Siendo:

- \* CVP<sub>MAX</sub>: El mayor valor máximo reconocido para las máquinas térmicas del MEM, de acuerdo a lo que resulta del Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- \* FALLA<sub>1</sub>: Costo correspondiente a la primera máquina falla, de acuerdo a lo que establece el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Junto con la Programación Indicativa mensual, el OED debe informar a los Generadores la curva de nivel del embalse que corresponde al Valor del Agua Máximo Declarable, o sea el nivel del embalse que corresponde a dicho valor del agua para cada semana, denominado Nivel de Reserva del Embalse. Asimismo, informará la energía correspondiente al Nivel de Reserva del Embalse, denominado Energía de Reserva del Embalse.

- Para embalses de capacidad estacional, la curva con el nivel correspondiente para cada semana del siguiente mes se determinará con el modelo de optimización vigente y los datos considerados en la correspondiente programación.

- Para embalses de capacidad mensual, la curva con el nivel correspondiente para cada semana del siguiente mes se determinará poniendo como función objetivo minimizar el costo de operación y falla. Esta evaluación se hará considerando aportes hidrológicos con una probabilidad del OCHENTA (80) % de ser superados (años secos) y teniendo en cuenta la aleatoriedad en la disponibilidad térmica.

- Para embalses de capacidad semanal, el nivel correspondiente al Valor del agua Máximo declarable será el nivel mínimo de operación del embalse. En este caso, la Energía de Reserva del Embalse resulta cero.

De este modo el Generador conocerá la parte de su embalse asignada a lo largo del período al cubrimiento del riesgo de falla y la energía que no puede valorizar. El Generador debe valorizar la energía correspondiente al embalse restante, que se denomina Embalse a Optimizar por el Generador.

### 3.5. DECLARACION VALOR DEL AGUA.

Dentro de los plazos indicados, las centrales hidroeléctricas y las centrales hidráulicas de bombeo con capacidad estacional, mensual o semanal podrán declarar al OED el valor del agua en el Mercado de la parte del embalse que les corresponde optimizar. Dichos valores serán el resultado de la optimización realizada por el Generador de sus embalses, contando como señal estimativa del MEM en su conjunto la previsión indicativa de precios suministrada por el OED.

El Generador podrá ofertar la energía correspondiente al Embalse a Optimizar por el Generador, que se calculará como la energía correspondiente al nivel inicial previsto para el embalse más la energía correspondiente al aporte previsto menos la Energía de Reserva del Embalse. El Generador puede ofertar dicha energía dividida en una o varias bandas (hasta un máximo de 10 bandas), denominadas bandas de oferta, debiendo indicar adicionalmente las restricciones de energía mínima y máxima diaria y/o semanal que resultan de sus requerimientos aguas abajo.

Las bandas de oferta deberán tener las siguientes características:

- Cada banda indicará un valor del agua distinto, monótonamente creciente, y una energía máxima correspondiente a ese valor del agua. En consecuencia, la oferta indicará que al incrementar el volumen de energía utilizado (el número de bandas utilizadas) se incrementa el valor del agua reflejando el mayor uso de la capacidad del embalse.

- El valor del agua de la primera banda indicará el precio que, en tanto no se alcance, la central hidroeléctrica no generará salvo para entregar la energía mínima obligada por restricciones aguas abajo.

- Cada vez que el precio Spot supere el valor del agua de una banda, se entiende que el Generador ofrece generar toda la energía indicada en la banda más la energía de las bandas anteriores, de menor valor del agua.

- El valor del agua de la última banda indicará el precio a partir del cual el Generador oferta generación máxima dada por la suma de la energía de todas las bandas, salvo restricciones a su energía máxima.

En el despacho se considerará que primero se asigna la primera banda, la de menor valor del agua, y cuando ésta se completa (se despacha toda la energía de la primera banda) se asigna sucesivamente las siguientes bandas, o sea por valor del agua creciente.

Dentro del período a declarar el Generador podrá discriminar subperíodos de forma tal que el conjunto de subperíodos cubran la totalidad del período, con sus propios valores del agua declarados por banda de ofertas. Mientras la declaración sea con periodicidad semanal, podrá discriminar subperíodos por día típico, y dentro de cada día típico por bloques horarios (pico, valle y resto), cubriendo la totalidad de la semana.

La declaración de valor del agua debe indicar:

- \* la identificación de la central y embalse;

- \* los subperíodos en que se considera dividido el período;

- \* las bandas en que se considera dividida la oferta de energía del embalse;

- \* para cada subperíodo el valor del agua definido como una tabla que relaciona cada banda de oferta con su valor del agua en el Mercado (en \$ por MWh) por generación exclusivamente en la central, sin tener en cuenta la incidencia de las centrales aguas abajo de existir;

- \* la energía mínima y máxima diaria y/o semanal que surgen de sus restricciones aguas abajo, cuando corresponda.

$VA_{c,e}^S$  = Valor del agua en el Mercado de la central hidroeléctrica "c" durante el subperíodo "s" cuando su energía despachada se encuentra en la banda de oferta "e".

Si el Generador no suministra su declaración de valor del agua, el OED deberá calcularlo con el mismo modelo que el empleado para calcular el nivel del embalse que corresponde al valor del agua máximo declarable, actualizando los datos a la información disponible, incluyendo la informada en la Programación Semanal y despacho diario. Toda central que no suministre su declaración de valor del agua dentro del plazo establecido no podrá objetar los valores del agua que calcule para su embalse el OED.

El OED debe fijar el valor del agua para el despacho en cada embalse de capacidad estacional, mensual o semanal considerado con:

- \* los valores del agua declarados para la energía no incluida en la Energía de Reserva del Embalse si el Generador declaró valor del agua;

- \* los valores del agua calculados por el OED para la energía no incluida en la Energía de Reserva del Embalse si el Generador no declaró su valor del agua.

- \* el calculado por el OED para la Energía de Reserva del Embalse.

El OED debe incorporar los valores del agua para el despacho de cada embalse a las correspondientes Bases de Datos de forma tal que sean utilizados para la programación y definición de precios.

### 3.6. VALOR DE BOMBEO

Las centrales de bombeo con capacidad de embalse que hayan declarado valor del agua deben incluir también su declaración de valor del bombeo de su contraembalse aguas abajo. Para ello con una metodología similar a la del valor del agua, pueden considerarlo dividido en UNA (1) o hasta DIEZ (10) bandas de energía, denominadas bandas de oferta del contraembalse, de forma tal que cubran la energía de dicho contraembalse, con un valor de bombeo distinto por banda, monotonamente decreciente. De este modo se indicará la mayor disposición a bombear al reducirse el precio de la energía.

La declaración de valor del bombeo debe indicar:

- \* la identificación de la central y contraembalse;

- \* las bandas de oferta en que se considera dividido el contraembalse;

- \* el valor del bombeo definido como una tabla que relaciona las bandas del contraembalse con el precio de Mercado al que está dispuesto a bombear (\$ por MWh).

Adicionalmente, y de existir restricciones que lo justifiquen, podrá informar una energía mínima y/o máxima a bombear.

El OED debe fijar el valor del bombeo para el despacho en cada contraembalse de una central de bombeo con:

- \* los valores del bombeo declarados si el Generador declaró el valor del agua y el valor de bombeo;

- \* el calculado por el OED si el Generador no declaró el valor del agua, o declaró el valor del agua pero no declaró el valor de bombeo.

La central no podrá objetar los valores de bombeo que calcule para su contraembalse el OED.

El OED debe incorporar los valores de bombeo a las correspondientes Bases de Datos de forma tal que sean utilizados para la programación, el despacho y la definición de precios.

### 4. PROGRAMACION ESTACIONAL DE LA OPERACION

Todas las centrales hidroeléctricas del MEM deben informar al OED para la programación estacional la información indicada en el Anexo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Con el modelo de optimización de mediano plazo vigente para la Programación Estacional, el OED incorporará la información que resulta en la Base de Datos Estacional y determinará para cada semana del período el valor del agua que resulta del modelo de optimización, denominado Valor del Agua Estacional, en cada embalse de capacidad estacional.

La Programación Estacional la hará el OED mediante el modelo de simulación de la operación vigente en el MEM, que realiza el despacho hidrotérmico de cada semana teniendo en cuenta la aleatoriedad de las variables involucradas y representando las centrales hidroeléctricas de acuerdo a la clasificación indicada en el punto 1 de este anexo.

Para cada Central considerada como de Capacidad Estacional se tendrá en cuenta las siguientes condiciones.

- \* El OED debe modelar, en acuerdo con el Generador hidroeléctrico, las restricciones a la operación del embalse de acuerdo a lo establecido por su Contrato de Concesión y compromisos aguas abajo.

- \* Los modelos utilizarán como datos de entrada las series históricas de aportes, salvo para aquellos períodos en que el Generador informe pronósticos.

- \* El modelo de simulación utilizará las curvas de Valor del Agua Estacional.

El modelado utilizado no se podrá modificar durante el transcurso del período, salvo a pedido de alguno de los Generadores hidráulicos o del OED con la debida justificación (por ejemplo de verificarse el apartamiento de alguno de los datos objetados). De considerarse válido el motivo y estar de acuerdo ambas partes, el OED debe realizar la modificación correspondiente de acuerdo al procedimiento indicado en el presente Anexo de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para cada una de las centrales hidráulicas restantes, la representación dependerá de la dispersión de sus aportes en la serie histórica y su Energía por Confiabilidad. Si la Energía por Confiabilidad es mayor que el UNO (1) % de la energía demandada en el MEM y el embalse se encuentra en un río cuya dispersión en los aportes es importante, se utilizará como dato de entrada la serie histórica, salvo para aquellos períodos en que el Generador indique aportes pronosticados. Los datos de caudal se convertirán en energía semanal con el rendimiento medio de la central. Si no es así, se tomará como dato la energía semanal correspondiente a un año hidrológico medio.

Para las centrales que no son de capacidad estacional las restricciones aguas abajo se modelarán como las posibilidades de empuntamiento de la energía disponible dentro de la semana y los requerimientos de potencia base. Toda la energía semanal ofertada se deberá ubicar en la semana, o sea que se considera con valor del agua CERO (0).

Para cada semana del período, el modelo de simulación determina la programación de la operación mediante un despacho hidrotérmico haciendo competir la oferta hidroeléctrica, con sus valores del agua y sus posibilidades de empuntamiento, con la oferta térmica, con sus costos de producción y características de máquinas de base o de punta.

En caso de haber el OED definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho conjunto del MEM, hará el despacho dentro de la cuenca de la energía semanal asignada al equivalente, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos hidráulicos de cada uno, y las interrelaciones hidráulicas entre ellos. De pertenecer todas las centrales de un equivalente al mismo Generador, el OED podrá realizar sólo el despacho total, o sea el resultado del equivalente, y suministrar este dato al Generador quien podrá considerar que se reparte esta energía de la manera que le sea más conveniente entre las centrales involucradas.

Es responsabilidad de los Concesionarios de las centrales hidroeléctricas optimizadas verificar en la Programación Provisoria que la programación de sus centrales es realizable, o sea que se ajusta a los requerimientos establecidos por su Concesión y compromisos aguas abajo. De detectar incompatibilidades al respecto, deberá informar al OED para que realice la correspondiente corrección y/o ajuste, y re programe en correspondencia el período estacional.

El OED tendrá la responsabilidad de realizar los ajustes necesarios en base a las observaciones realizadas por los Generadores de las centrales hidroeléctricas con el objetivo que la programación estacional, y como consecuencia el precio estacional que resulte para el período, sea acorde con el despacho hidráulico posible.

### 5. PROGRAMACION INDICATIVA MENSUAL

El OED realizará la Programación Indicativa Mensual de acuerdo a los criterios y modelos definidos en el presente Anexo.

En caso de haber el OED definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho mensual conjunto del MEM debe realizar el despacho dentro de la cuenca de la energía asignada al equivalente para cada semana del mes, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos hidráulicos de cada uno, y las interrelaciones entre ellos. Sin embargo, de pertenecer todas las centrales del equivalente a un mismo Generador, el OED podrá no realizar el despacho particular de las centrales involucradas sino suministrar al Generador el despacho conjunto del grupo de centrales consideradas en el equivalente. En este caso, para su análisis, el Generador podrá realizar por su cuenta el despacho de dicha energía entre sus centrales y determinar la operación prevista en cada embalse.

De surgir de la Programación Indicativa Mensual situaciones extraordinarias en las que el OED prevé conveniente para el MEM modificar alguna de las restricciones hidráulicas que afecta el despacho de una central hidroeléctrica, podrá notificar al correspondiente Generador dicho requerimiento para que cuente con la suficiente anticipación y, de ser posible, lograr el cambio transitorio de la restricción.

## 6. PROGRAMACION Y DESPACHO SEMANAL

### 6.1. OFERTA HIDROELECTRICA

Las centrales de pasada deben informar su previsión de aportes o disponibilidad de energía semanal, salvo que su aporte esté dado por el caudal erogado por una o más centrales ubicadas aguas arriba.

Es responsabilidad de cada Generador hidroeléctrico informar al OED, junto con los datos para la programación semanal y diaria, sus restricciones operativas y sus restricciones hidráulicas previstas aguas abajo para las semanas en estudio. De no recibir información al respecto, el OED supondrá que están vigentes las normas y restricciones establecidas en los Contratos de Concesión más los compromisos aguas abajo considerados en la programación de la semana en curso.

De considerar el OED que en la semana a programar se puede presentar una condición extraordinaria que podría ser solucionada con un cambio en restricciones hidráulicas al despacho de alguna central hidroeléctrica, podrá solicitar su modificación al Generador hasta las 10.00 hrs. del día viernes de la semana anterior.

Para realizar la programación semanal, el OED debe en primer lugar recalculer el valor del agua en los embalses con capacidad estacional, mensual o semanal que no hayan realizado declaración de su valor del agua, mediante los modelos que corresponden y actualizando la información, incluyendo los datos suministrados para la Programación Semanal como condiciones previstas para las dos semanas siguientes.

Luego, el OED debe realizar el despacho hidrotérmico semanal representando la oferta hidroeléctrica de acuerdo a sus características.

a) Para las centrales con capacidad estacional, mensual y semanal, su oferta se representará como un volumen embalsado (función del nivel inicial y aportes previstos) y su correspondiente curva de valor del agua.

b) Para las centrales en diques compensadores y centrales de pasada aguas abajo de una o más centrales cuyos caudales erogados definen su aporte, su oferta se modelará como una función del caudal medio semanal previsto erogar por la o las centrales aguas arriba.

c) Para las centrales de pasada que no correspondan a diques compensadores ni a centrales cuyo aporte está dado por la erogación de una o más centrales aguas arriba, su oferta se representará como la energía disponible (función de sus pronósticos de aportes más los caudales erogados por otras centrales aguas arriba de existir) con valor del agua cero.

d) Para las centrales de bombeo, su requerimiento de bombeo se representará como un volumen en el contraembalse (función del nivel inicial) y su correspondiente curva de valor de bombeo. Su oferta se representará como un volumen embalsado (función del nivel inicial y aportes previstos) y su correspondiente curva de valor del agua.

Para el despacho posible de esta oferta hidráulica, en el programa hidrotérmico semanal se deberán modelar los requerimientos previstos aguas abajo de cada central hidroeléctrica, tales como:

\* restricciones a sus posibilidades de empuntamiento semanal y diario, incluyendo pendiente de variación máxima permitida;

\* potencia y/o energía mínima forzada, por requerimientos de un caudal base o volumen mínimo aguas abajo;

\* limitaciones a su generación máxima diaria y/o semanal, para no superar el caudal máximo permitido aguas abajo;

\* cualquier otra restricción o norma de operación, representada como su efecto sobre el despacho energético y de potencia.

El despacho hará competir las distintas ofertas hidráulicas, definidas por el volumen disponible y sus restricciones hidráulicas, con los valores del agua asignados a cada embalse con la oferta térmica, dada por el parque disponible con sus restricciones operativas, con sus costos variables de producción. De este modo, la energía de una central hidroeléctrica será despachada en la medida que su valor del agua resulte menor que el costo marginal y no se vulneren las restricciones vigentes. La programación semanal determinará así el volumen a turbinar, o lo que es lo mismo el paquete de energía a generar, en cada central hidroeléctrica. Para un despacho óptimo sin restricciones, en las centrales hidroeléctricas valorizadas el agua en un período tenderá a tratar de ser utilizada hasta el nivel del embalse correspondiente a un valor del agua igual al medio previsto en el Mercado. En consecuencia, de definir un Generador hidráulico una valorización alta del agua en su embalse podrá resultar, en función de la oferta en el MEM, no despachado, o sea turbinando CERO (0).

Las restricciones hidráulicas podrán forzar apartamientos al despacho hidrotérmico óptimo, para cumplir las restricciones de energía mínima y máxima informadas por el Generador. En caso de restricciones aguas abajo que fueren un turbinado mayor que el despacho, se les asignará un valor del agua igual a cero. En caso de restricciones aguas abajo que limiten el turbinado a pesar que el despacho requiere un caudal mayor, se les asignará el valor del agua correspondiente a la energía despachada.

En situaciones extraordinarias en el MEM, de surgir de la programación semanal que el OED considera conveniente modificar transitoriamente para la semana en estudio las restricciones hidráulicas (por ejemplo, caudal mínimo y/o máximo permitido aguas abajo) que limitan el despacho de alguna central hidroeléctrica y que representan un apartamiento significativo del óptimo, deberá realizar el pedido de modificación al Generador antes de las 10.00 hrs. del día viernes de la semana anterior. El Generador podrá no aceptar el pedido de modificación, con la correspondiente justificación. De ser aceptado el pedido, el OED reprogramará la semana.

En caso de haberse definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho conjunto del MEM, se modelará el despacho dentro de la cuenca de la energía semanal y diaria asignada al equivalente, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos aguas abajo de cada uno, y las interrelaciones hidráulicas entre ellos. Si las centrales dentro de un equivalente pertenecen todas al mismo Generador, el OED podrá no realizar el despacho particular de cada una de ellas sino suministrar como resultado de la programación semanal el despacho del conjunto equivalente. En este caso, el Generador podrá por su cuenta definir la operación más conveniente para determinar el reparto entre sus centrales de la energía semanal y diaria.

Como resultado del despacho semanal realizado, el OED obtendrá para cada central hidroeléctrica paquetes de energía representativos a ubicar dentro de cada tipo de día de la semana y el total resultante para la semana. En caso de exceso de oferta en el MEM, el despacho podrá resultar menor que el caudal mínimo requerido erogar por las centrales hidroeléctricas, debiendo el Generador erogar el sobrante por vertedero.

Para ajuste de los resultados y de acuerdo a la situación vigente en el MEM, el OED podrá realizar modificaciones a estos paquetes de energía despachados para las centrales con capacidad estacional y mensual pero no en más de un CINCO (5) % respecto de la energía semanal despachada. En casos extremos y condiciones especiales en el MEM, el OED podrá solicitar a un Generador hidráulico un paquete de energía semanal distinto en más del CINCO (5) % al resultante del despacho, con la correspondiente justificación. Sólo si el Generador accede a dicho pedido, el OED podrá modificar en más del CINCO (5) % su despacho semanal pero deberá informar este cambio a todos los Generadores del MEM junto con los resultados de la programación semanal.

Durante el transcurso de la semana, de presentarse cambios significativos en las hipótesis de cálculo, el OED deberá realizar el redespacho del resto de la semana y calcular la reprogramación semanal.

Será responsabilidad de los Concesionarios de centrales hidroeléctricas verificar, en base a la programación semanal, que los caudales previstos que resultarán aguas abajo, de sus embalses o de sus diques Compensadores según corresponda, se encuentren dentro del caudal mínimo requerido y el caudal máximo admisible y que se cumplan todos sus requerimientos aguas abajo. En caso de verificar que el cumplimiento del despacho semanal significaría vulnerar alguno de sus compromisos aguas abajo, deberá notificar al OED dentro de las dos horas de recibida la programación semanal y solicitar su reprogramación, justificándolo debidamente. En caso de que el caudal medio semanal a turbinar resulte inferior al caudal mínimo requerido aguas abajo, deberá hacer notar al OED que el programa solicitado le obligará a erogar el faltante por vertedero.

### 6.2. DIQUES COMPENSADORES

Será responsabilidad del Concesionario de una central hidroeléctrica con un dique compensador su operación para garantizar mantener un caudal regulado aguas abajo, compatibilizando para ello la operación del compensador con el despacho previsto para la central aguas arriba.

Para las centrales en diques compensadores, en la programación semanal el OED deberá suponer que generan una potencia constante correspondiente al caudal medio, semanal de tratarse de un compensador semanal y diario de ser el compensador diario, programado erogar por la central aguas arriba.

En el caso de compensadores semanales, para garantizar contar con la flexibilidad necesaria para las modificaciones que se puedan realizar a la programación de la central aguas arriba, el Concesionario deberá contar por lo menos con una capacidad de regulación mínima en sus compensadores, definida como:

\* comenzar el primer día hábil de la semana con suficiente capacidad libre en el compensador para mantener un caudal regulado para el despacho previsto para los siguientes días hábiles más un DIEZ (10) %;

\* comenzar el fin de semana o días feriados con suficiente volumen embalsado en el compensador para garantizar un caudal regulado para el despacho previsto para los siguientes días semilaborables y no laborables menos un DIEZ (10) %.

En caso de un redespacho semanal del OED, el Generador deberá ajustar la operación del dique compensador a la nueva previsión de caudal erogado por la central aguas arriba. En caso que el redespacho signifique modificar en más del DIEZ (10) % respecto de la previsión anterior la energía a generar por el embalse aguas arriba en los restantes días de la semana, el Generador podrá, por motivos de falta de capacidad de compensación para mantener un caudal regulado aguas abajo, rechazar el redespacho del OED dentro de las dos horas de haberlo recibido.

El OED deberá ajustar el redespacho a esta restricción. Sin embargo, de contar el Generador con un compensador semanal y no haber cumplido en la semana con su requisito de capacidad mínima de regulación en el dique compensador, el OED presentará su objeción al Generador el día siguiente. De no llegar a un acuerdo entre las partes y el OED evaluar que representó un incremento de por lo menos el DIEZ (10) % en el precio del Mercado con respecto al redespacho solicitado, el OED podrá elevar un pedido de penalización a la Secretaría de Energía, indicando que la imposibilidad por parte del Generador hidráulico de cumplir el redespacho se basó en una inadecuada operación del dique compensador, e incluyendo la evaluación del perjuicio al MEM ocasionado por el Generador, como el costo del apartamiento entre el despacho realizado y el óptimo solicitado.

### 7. DESPACHO DIARIO

La programación semanal determina los paquetes de energía a utilizar de cada central hidroeléctrica, discriminada por tipo de día de la semana, en función de la política de operación óptima definida para el correspondiente embalse, o sea de la valorización del agua embalsada, dentro de las restricciones vigentes. El valor del agua define así la operación óptima del embalse, pero no corresponde al precio que se pagará al Generador por la energía producida con dicha agua ya que su generación será remunerada al precio Spot en su nodo.

El despacho diario tiene como objetivo ubicar estos paquetes diarios de energía hidráulica en forma óptima dentro de los intervalos Spot del día teniendo en cuenta su valor del agua declarado, de forma tal de minimizar el costo total diario de operación del MEM. En consecuencia, la energía hidráulica se intentará ubicar reemplazando la generación más cara o inclusive la falla. Las restricciones hidráulicas y requerimientos aguas abajo así como la capacidad del sistema de Transporte y restricciones operativas podrán producir apartamientos respecto de este óptimo.

Junto con los datos para el despacho diario, las centrales hidráulicas de pasada que no correspondan a diques compensadores ni a centrales cuyo caudal entrante está dado por el caudal erogado por una o más centrales aguas arriba deberán informar al OED su pronóstico para el día siguiente y una estimación para el día subsiguiente, ya sea de aportes o de energía disponible, y sus restricciones operativas e hidráulicas aguas abajo que limitan su despacho. Estas centrales serán despachadas de acuerdo a las restricciones a su despacho que informe el Generador. De no suministrar esta información, serán despachadas como una potencia base constante.

Para las centrales en diques compensadores, su generación diaria habrá quedado fijada en la programación semanal de la central aguas arriba y su programa de carga se considerará como una potencia constante, salvo que el Generador informe un programa de carga distinto.

Para el resto de las centrales hidroeléctricas, incluyendo las centrales de pasada cuyo entrante está dado por el caudal erogado por una o más centrales aguas arriba, se toma como su oferta el paquete de energía despachado para ese día en la programación o reprogramación semanal. De considerarlo justificado en vista de las condiciones existentes en el MEM, el OED podrá en las centra-

les de capacidad mensual y estacional colocar una oferta de energía diaria distinta a la que resulte del despacho semanal, siempre que difiera en menos del DIEZ (10) % con la programada. En condiciones extraordinarias, el OED podrá solicitar a un Generador hidráulico una modificación de su oferta despachada superior al DIEZ (10) %, con la correspondiente justificación, pero sólo podrá realizarla si el Generador accede al pedido. De ser así, el OED deberá informar con los resultados del despacho diario las centrales hidroeléctricas cuya energía despachada difiera en más del DIEZ (10) % del óptimo establecido en el despacho semanal vigente. En todos los casos que se programe una energía diaria distinta de la resultante del despacho semanal, el OED deberá intentar compensar este apartamiento en lo que resta de la semana de forma tal de terminar la semana con un apartamiento no mayor que el CINCO (5) % entre la generación realizada y la prevista en la programación y redespachos de la semana.

Es responsabilidad del Generador informar cualquier cambio en sus normas de operación y/o compromisos aguas abajo previstos para el día a despachar. Salvo que el Generador informe alguna modificación, el OED debe considerar que se mantienen vigentes las restricciones hidráulicas al despacho consideradas para la programación semanal.

En el modelo de despacho diario el OED deberá incluir las restricciones al despacho posible de las centrales hidroeléctricas debido a sus obligaciones aguas abajo, de una manera similar que en el despacho semanal, representando principalmente:

- \* sus posibilidades de empuntamiento;
- \* la necesidad de forzar una potencia base por requerimientos de un caudal base mínimo aguas abajo;
- \* duración máxima permitida a una salida programada de paralelo sin operar vertedero;
- \* restricciones a la potencia máxima despachable por restricciones al caudal máximo aguas abajo;
- \* variación máxima horaria admisible por requerimientos de regulación del caudal.

En situaciones extraordinarias en el MEM, de considerar el OED justificado modificar transitoriamente para el día siguiente restricciones de caudal que afectan el despacho de alguna central hidroeléctrica, deberá solicitar el pedido al Generador antes de las 8.00 hrs. del día anterior. El Generador podrá rechazar el pedido, con la correspondiente justificación.

Se considerarán centrales hidroeléctricas empuntables aquellas en que las restricciones aguas abajo no representen limitaciones significativas al despacho, o sea con libertad para producir oscilaciones aguas abajo y seguir la forma de la curva de demanda.

El despacho de la energía hidráulica se realizará ubicando en primer lugar la energía de base forzada por requerimientos de caudal mínimo o por inflexibilidad de la central (embalses de pasada). Esta energía se considera con un valor del agua igual a CERO (0). El despacho de la energía hidráulica restante se ubicará sobre la demanda restante, o sea la demanda total descontada la potencia hidráulica de base despachada.

La energía hidráulica restante se ubicará en la curva de demanda restante con el objetivo de minimizar el costo de operación total diario del MEM, o sea buscando reemplazar la generación más cara y/o reducir el nivel de potencia no suministrada en caso de déficit. Las centrales hidroeléctricas empuntables compiten por el cubrimiento del pico de demanda. Esta situación queda resuelta por el orden en que se despacharán que dependerá del correspondiente valor del agua.

En caso de haber el OED definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho hidráulico, se modelará el despacho dentro de la cuenca de la energía diaria asignada al equivalente, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos aguas abajo de cada uno, y las interrelaciones hidráulicas entre ellos. Si las centrales dentro de un equivalente pertenecen a un sólo Generador, el OED podrá no realizar el despacho particular de cada uno sino suministrar como resultado el despacho de cargas del equivalente. En este caso, el Generador podrá por su cuenta definir el despacho más conveniente para determinar el programa de cargas para cada una de sus centrales dentro del equivalente.

En consecuencia, el programa de cargas de un Generador hidráulico es el resultante de las distintas etapas del despacho hidrotérmico del MEM que definen:

- \* la valorización del agua embalsada, ya sea declarada por el Generador o calculada por el OED;
- \* paquetes de energía, para cada tipo de día y total semanal, obtenidos con el programa de despacho hidrotérmico semanal en función de la valorización del agua disponible;
- \* programas de carga de acuerdo al despacho óptimo diario y sus modificaciones en tiempo real, ubicando la energía hidráulica despachada a lo largo de los intervalos Spot del día de forma tal de minimizar el costo total de operación del MEM dentro de las restricciones vigentes.

El Generador hidroeléctrico resulta despachado con toda su energía disponible salvo:

- \* restricciones de Transmisión que limiten la capacidad de exportación de la Región Eléctrica en que se ubica;
- \* excedentes hidráulicos en el MEM que obliguen a competir en el despacho su energía ofertada con la ofertada por las otras centrales hidroeléctricas.

Los Generadores de centrales hidroeléctricas deben verificar en el despacho diario realizado por el OED que los caudales que resultan erogados aguas abajo, de sus embalses y/o de los Diques Compensadores según corresponda, cumplan los compromisos establecidos en su Concesión. En caso de verificar que no respeta alguna de sus restricciones, el Generador debe notificar al OED dentro de las dos horas de recibido el programa de cargas y solicitar la correspondiente reprogramación, justificándolo debidamente. Si el OED decide no realizar la reprogramación solicitada, debe informar el motivo al Generador.

Toda vez que, como consecuencia del programa de cargas requerido por el OED, el caudal turbinado resultara insuficiente para cumplir con su compromiso de caudal mínimo aguas abajo, el Generador deberá erogar el faltante por sus obras de alivio. En ningún caso estará autorizado a aumentar su carga para cubrir su requerimiento de caudal mínimo con generación en vez de verterlo si no es despachado por el OED.

Si, en cambio, del despacho resulta un caudal aguas abajo superior al máximo permitido, el Generador podrá no respetar el programa de generación indicado por el OED. En este caso, podrá limitar su generación para garantizar no vulnerar el caudal máximo, e informar al OED cómo quedará limitado su programa de cargas, debiendo dejar constancia fehaciente de que su comportamiento se origina en que el programa del OED resulta violatorio de su Contrato de Concesión e indicando la restricción que vulnera.

## 8. POTENCIA OPERADA Y RESERVA ROTANTE

Del despacho diario, resultará para cada intervalo Spot en las centrales hidroeléctricas despachadas una potencia a generar y una potencia asignada a servicios de reserva de corto plazo tales como regulación de frecuencia, que puede resultar CERO (0).

El Generador hidráulico deberá realizar el despacho de máquinas dentro de su central teniendo como objetivo cumplir con el despacho de cargas determinado por el OED con la mayor eficiencia posible, o sea maximizando el rendimiento hidráulico de la central. Para ello, para cada potencia despachada deberá buscar tener en servicio el menor número de máquinas posible, o sea cada máquina a la mayor carga posible, dentro de los compromisos de reserva de corto plazo y requerimiento de número mínimo de máquinas en servicio para la capacidad de Transmisión necesaria.

Cada intervalo Spot cada Generador hidráulico puede ofertar la potencia no prevista generando (ya sea rotante o en máquinas paradas) a los servicios de reserva de corto plazo a los que está habilitado. Sin embargo, en la asignación de estas reservas de corto plazo el OED deberá asignar sólo aquella reserva que puede acceder al Mercado, o sea que la potencia total generada más la potencia total asignada como reservas de corto plazo que resulta para la Región Eléctrica se encuentre dentro del límite dado por la demanda regional y las restricciones de Transmisión.

La potencia despachada, como generación y como reservas, es un resultado del programa de despacho y, como consecuencia de incluir el modelo las restricciones de Transmisión, la potencia y reserva exportada (suma de generación más reserva de corto plazo menos demanda local) de una Región Eléctrica no superará el límite máximo de Transporte definido.

De surgir un excedente de potencia a despachar, o sea la potencia requerida por el despacho ser mayor que la máxima transmisible, la restricción se asignará por despacho de acuerdo al valor del agua. Ante igualdad de valor del agua, se repartirá proporcionalmente a la oferta de potencia de cada central.

Al asignar cada reserva de corto plazo, excepto la reserva fría, se determinará la reserva máxima asignable a cada Región Eléctrica teniendo en cuenta sus restricciones de Transporte, la capacidad de Transporte prevista utilizada por potencia generando y la capacidad de Transporte prevista libre para los servicios de reserva de corto plazo ya asignados. Ante restricciones de capacidad de Transporte, la reserva de corto plazo en reserva rotante se asignará en la Región proporcionalmente a la reserva máxima de cada máquina o central hidroeléctrica. En máquinas paradas se asignará en el orden dado por el precio ofertado y ante igualdad de precio proporcionalmente a la potencia ofertada.

## 9. RESTRICCIONES OPERATIVAS Y DE TRANSPORTE QUE AFECTAN EL DESPACHO HIDRAULICO

### 9.1. RESTRICCIONES DE TRANSPORTE.

Las restricciones de operación y Transporte fuerzan un límite sobre la máxima generación hidroeléctrica que puede tomar el MEM. Estas restricciones pueden ser:

- a) Restricciones Programadas, que en general sólo afectan el despacho hidráulico en algunas horas y en determinadas condiciones;
- b) Restricciones Forzadas, que debido a la indisponibilidad imprevista de parte del equipamiento existente, provocan una limitación mayor que las restricciones programadas y afectan al despacho continuamente hasta que se repare el inconveniente y se vuelva a la limitación normal (la programada).

Las restricciones programadas son conocidas e incluidas dentro de los modelos de programación y despacho. En general, producen limitaciones en el despacho a lo largo del día de la potencia hidráulica pero no fuerzan excedentes de energía hidráulica salvo situaciones extremas (años hidrológicos húmedos) ya que, al ser tenidas en cuenta en la programación a mediano y largo plazo, se busca ubicar el agua a lo largo de las semanas evitando vertimiento, o sea tratando de no superar estas limitaciones.

Las restricciones forzadas, en cambio, producen una modificación respecto a la operación programada. Pueden tener una permanencia que provoque, además de excedentes de potencia hidráulica, limitaciones imprevistas en la energía que podrá tomar el MEM y llevar a una condición de excedentes hidráulicos que fuerce a erogar por vertedero.

En consecuencia, las restricciones forzadas podrán a su vez clasificarse de dos tipos:

- a) Restricciones Forzadas Transitorias, con una permanencia menor o igual que DOCE (12) horas;
- b) Restricciones Forzadas Prolongadas, con una permanencia mayor que DOCE (12) horas, pudiendo llegar a varios días.

En la programación y despacho semanal, dentro de un área desvinculada la energía hidráulica estará compitiendo con la oferta térmica del área a través del valor del agua en los embalses y los costos de operación de las centrales térmicas. En caso de restricción a la oferta energética del área, por limitaciones en su acceso al Mercado, el despacho semanal definirá los paquetes de energía óptimos hidráulicos y térmicos que resultan.

En el despacho diario, se buscará ubicar el agua dentro de los intervalos Spot cubriendo la energía más cara vista desde el área desvinculada, o sea teniendo en cuenta el precio local.

### 9.2. MAXIMA GENERACION HIDROELECTRICA DESPACHABLE

La capacidad de absorber la oferta hidroeléctrica en el MEM podrá estar limitada por:

- \* la capacidad de la red de Transporte que permite exportar la energía producida en las Regiones Eléctricas hacia el resto del MEM;
- \* las restricciones de calidad que fuerzan máquinas térmicas por generación obligada .

En función de las limitaciones indicadas, cada Región tendrá una generación hidráulica máxima despachable (MAXEH<sub>i</sub>) función de:

- a) la demanda prevista para la región (DEMREG),
- b) la capacidad máxima de exportar energía fuera de la Región a través del sistema de Transmisión (MAXRED),
- c) la potencia térmica forzada en la Región por generación obligada (FORZ).

A su vez, para el MEM en conjunto la oferta hidroeléctrica máxima despachable estará definido como el mínimo entre:

\* la demanda total del MEM (DEMMEM) menos la generación térmica forzada por restricciones de calidad como generación obligada;

\* la suma de la generación máxima admisible en cada Región Eléctrica "r".

$$\text{MAXEH}_{\text{MEM}} = \text{mín} (\text{DEMMEM} - \text{FORZ}_{\text{MEM}}, \sum_r \text{MAXEH}_r)$$

### 9.3. EXCEDENTES DE ENERGIA HIDROELECTRICA

En la programación semanal el OED deberá tener en cuenta las limitaciones operativas y de Transporte para establecer si existen excedentes de energía hidráulica en el MEM y/o en las Regiones Eléctricas.

A su vez, en el despacho diario podrán resultar activas, en períodos de uno o más intervalo Spot, restricciones operativas o de Transporte que limiten la máxima potencia hidráulica despachable.

#### 9.3.1. MINIMA GENERACION HIDROELECTRICA

Los requerimientos de los usuarios aguas abajo de los embalses, los niveles máximos admisibles en la presa, así como otros compromisos establecidos en el Contrato de Concesión establecerá para cada central hidroeléctrica un caudal y/o volumen mínimo a erogar. Este requerimiento representará una energía mínima, con despacho forzado salvo imposibilidad de ser tomada por el Mercado.

En primer lugar, se analizará para cada región la Generación Hidroeléctrica Mínima Requerida (EHRMIN<sub>r</sub>), calculada como la suma de la energía mínima de cada central hidroeléctrica (EHMIN<sub>k</sub>) y dada por:

a) la energía a turbinar informada por las centrales de la región clasificadas como de pasada;

b) la energía mínima a turbinar de cada una de las restantes centrales hidroeléctricas de la Región definida, según las condiciones en el embalse, por los requerimientos de caudal mínimo aguas abajo, o el caudal mínimo necesario erogar para atenuación de crecida, o el caudal mínimo requerido erogar para no superar la cota máxima permitida en el embalse.

Como consecuencia, para el MEM resultará también una generación hidroeléctrica mínima requerida, dada por la suma de la energía mínima requerida por cada Región Eléctrica.

De resultar la energía mínima requerida mayor que la máxima despachable, surgirá un excedente no turbinable, ya sea a nivel de la Región o de todo el MEM, que forzará vertimiento.

#### 9.3.2. EXCEDENTES DE ENERGIA HIDRAULICA EN EL MEM

De resultar de la programación semanal un excedente en la oferta hidráulica en el MEM, se deberá limitar la energía a generar por las centrales hidroeléctricas. El excedente de energía (EXC<sub>MEM</sub>), que se deberá descontar de la generación hidroeléctrica, se repartirá entre las Regiones Eléctricas con generación hidroeléctrica en forma proporcional a su energía mínima requerida. La generación máxima despachable para cada Región Eléctrica "r" en este caso quedará definida por la energía mínima requerida menos la parte del excedente asignado a la Región.

$$\text{MAXEH}_r = \text{EHRMIN}_r * \left( 1 - \frac{\text{EXC}_{\text{MEM}}}{\sum_{rr} \text{EHRMIN}_{rr}} \right)$$

Siendo "rr" el total de Regiones del MEM.

#### 9.3.3. EXCEDENTES DE ENERGIA HIDRAULICA EN UNA REGION ELECTRICA

De resultar el requerimiento de energía mínima hidráulica (EHRMIN) de una Región Eléctrica "r" superior a la máxima generación despachable (MAXEH), surgirá un excedente dentro de la Región que no se podrá generar, o sea una condición de vertimiento dentro de la Región.

$$\text{EXC}_r = \text{máx} (\text{EHRMIN}_r - \text{MAXEH}_r, 0)$$

En este caso se deberá limitar la energía a turbinar por cada central hidroeléctrica de la Región "r" a un valor menor que la energía mínima requerida, forzando a la erogación por vertedero del resto no despachado. La reducción en la generación se repartirá entre cada central hidroeléctrica "k" en forma proporcional a su energía mínima requerida.

$$\text{GENDESP}_k = \text{EHMIN}_k * \left( 1 - \frac{\text{EXC}_r}{\sum_{kk} \text{EHMIN}_{kk}} \right)$$

Siendo "kk" todas las centrales hidroeléctricas de la región "r".

### 9.4. RESTRICCION DE POTENCIA DESPACHABLE EN UNA REGION HIDRAULICA

Una vez definida la energía a despachar en cada central hidroeléctrica, o sea la resultante del despacho óptimo y los ajustes necesarios en caso de excedentes, el despacho diario definirá su óptima ubicación en los intervalo Spot del día.

#### 9.4.1. MAXIMA POTENCIA DESPACHABLE EN UNA REGION HIDRAULICA

El resultado del modelo de despacho diario definirá los programas de carga para cada central de forma tal de ubicar la energía hidráulica como potencia por intervalo Spot sin vulnerar las restricciones de Transporte, teniendo en cuenta la máxima potencia despachable y su valor del agua.

Para un intervalo Spot, la potencia máxima despachable en una Región será la suma de la demanda del área más la capacidad de Transmisión. Este valor corresponde a la potencia operada para la Región.

### 9.4.2. RESTRICCIONES PROGRAMADAS

De encontrarse una Región Eléctrica en una condición normal, o sea sin restricciones en su vinculación con el Mercado, se hará el despacho teniendo en cuenta las restricciones programadas de Transporte. Como consecuencia, el despacho determinará los períodos de uno o más intervalos Spot en que el área resulta desvinculada del Mercado, o sea los intervalos Spot en que el requerimiento de potencia a enviar al Mercado según el despacho óptimo libre resulta mayor que la máxima potencia exportable desde la Región. En estos períodos, el despacho de un Generador hidráulico en el área quedará afectado respecto del óptimo sin restricciones.

### 9.4.3. RESTRICCIONES FORZADAS

De encontrarse en una condición de emergencia, con restricciones forzadas, el predespacho de la Región ubicará su energía sobre la curva de demanda del área desvinculada más la capacidad máxima de Transporte, o sea ya incluyendo la limitación forzada de Transmisión. Si es una restricción forzada transitoria, se realizará el redespacho de la Región en la parte del día afectada incluyendo la limitación al Transporte debido a la falla. De este modo quedará incluida la restricción a la potencia máxima despachable en cada intervalo Spot.

En caso de fallas graves de Transporte, la potencia máxima despachable en una Región Hidráulica podrá quedar limitada muy por debajo de la limitación programada, e incluso resultar inferior a la suma del mínimo técnico normal de una máquina en cada una de las centrales hidroeléctricas a despachar. En consecuencia, al surgir restricciones forzadas, el Generador del área desvinculada podrá informar al OED una modificación transitoria al mínimo técnico en sus máquinas (mínimo técnico extraordinario) a utilizar durante la emergencia, o sea hasta que aumente nuevamente la capacidad de Transmisión.

Para determinar el despacho de cargas real de cada central, el OED deberá tener en cuenta las restricciones de mínimo técnico de las máquinas, considerando los mínimos extraordinarios de haberse definido. Dada las características de la curva de demanda a despachar dentro de la Región, la energía ofertada por una central podrá no ser totalmente despachable en el caso que para hacerlo se requiriera vulnerar las restricciones técnicas de las máquinas. En consecuencia, al realizar el despacho de las centrales podrá resultar que parte de la demanda a despachar en la Región no resulte cubierta y una o más centrales resulten con una energía despachada inferior a la ofertada.

En este caso, el OED deberá realizar el ajuste final del despacho de la Región, distribuyendo entre las centrales la potencia que falta cubrir, teniendo en cuenta la diferencia en cada una:

\* el rendimiento nominal, o sea la relación potencia/caudal;

\* la modulación posible con su vertedero y flexibilidad para poder compensar con el mismo los apartamientos entre su generación programada y su generación real.

Como consecuencia, en el despacho ajustado podrán resultar algunas centrales generando por encima de su energía ofertada y las restantes por debajo o, inclusive, no generando en todo el día.

## 10. OPERACION EN TIEMPO REAL

Si de una orden del OED, ya sea un redespacho o un requerimiento de operación en tiempo real, resultara para una central hidroeléctrica un caudal aguas abajo inferior al caudal mínimo comprometido, el Generador deberá informar al OED que dicha operación lo obligará a operar vertedero. De no modificar su orden el OED, el Generador en ningún caso estará autorizado a aumentar su generación por encima de la potencia despachada para cumplir con su requisito de caudal mínimo sino que deberá erogar el faltante por vertedero. De considerar que la operación de vertedero fue injustificada y que el caudal vertido podría haber sido generado en el despacho del MEM, el Generador podrá presentar su queja el día siguiente al OED.

Si de un pedido en la operación o un redespacho resultaría un caudal aguas abajo superior al máximo permitido o se superaría la capacidad del dique compensador para mantener un caudal regulado aguas abajo, el Generador podrá rechazar el pedido o programa de generación indicado por el OED. En este caso, podrá limitar su generación para garantizar no vulnerar sus restricciones aguas abajo, e informar al OED cómo quedará limitado su programa de cargas, debiendo dejar constancia de la restricción que vulnera el pedido del OED. El OED, de considerar la justificación no válida o que la falta de capacidad de compensación se originó en falta de la capacidad mínima de regulación en el dique compensador, podrá elevar su objeción el día siguiente y solicitar la correspondiente penalización a la Secretaría de Energía.

En caso de estar programada una central hidroeléctrica con vertedero abierto por imposibilidad de tomar el MEM toda su oferta hidráulica, durante la operación en tiempo real el OED deberá buscar minimizar la energía vertida. En consecuencia, dentro de lo posible, el OED tomará los apartamientos que se produzcan en tiempo real que requieran mayor generación aumentando la entrega de dicha central. De ser más de una las centrales erogando excedentes por vertedero, el OED buscará repartir los apartamientos entre estas centrales en forma proporcional, tal como se hizo en el despacho, dentro de las posibilidades y restricciones que se presenten en la operación. Sin embargo, como consecuencia de los tiempos involucrados y de la dificultad de prever la permanencia y magnitud exacta de los apartamientos, el resultado final de un día sobre excedentes vertidos entre distintas centrales podrá no corresponder exactamente con las proporciones programadas en el despacho.

## 11. MODELADO DE LAS CENTRALES Y SUS RESTRICCIONES AGUAS ABAJO

Será responsabilidad del Generador con centrales hidroeléctricas acordar con el OED un modelo adecuado de la cuenca y sus centrales, que represente las restricciones impuestas por los compromisos aguas abajo pero no limite la operación más allá de lo real. Dicho modelado se deberá acordar para los programas de:

\* optimización y programación de la operación a mediano y largo plazo,

\* despacho hidrotérmico semanal y diario,

\* redespacho y operación en tiempo real.

En los plazos previstos para la Programación Estacional, Programación Semanal y despacho diario, las centrales hidroeléctricas deberán informar al OED sus restricciones operativas vigentes tanto en los niveles máximos y mínimos permitidos en los embalses, como los caudales máximos y mínimos erogables. A su vez, deberán informar cualquier norma de operación en uso y cualquier modificación que surja en sus restricciones respecto a lo previsto.

El OED deberá incluir toda esta información en los modelos de despacho para ajustar la programación al efecto de los requerimientos aguas abajo sobre las posibilidades de despacho de cada central hidroeléctrica.

Será responsabilidad del Concesionario de cada central hidroeléctrica verificar que los resultados de los modelos de programación y despacho se ajusten a sus restricciones aguas abajo. De no ser así, deberá notificar al OED y solicitar la correspondiente reprogramación.

## ANEXO XV

## ANEXO 23: REGULACION DE FRECUENCIA.

## 1. OBJETO.

El OED, como responsable del despacho y la administración de la operación del MEM, debe en cada instante buscar el equilibrio entre la producción y los requerimientos de la demanda dentro de la calidad de servicio pretendida y, en condiciones de operación normal, mantener la frecuencia dentro de los límites definidos. Para ello, diariamente debe asignar reserva para regulación de frecuencia manteniendo, de existir el excedente de reserva necesario y el nivel de calidad pretendido. En la operación en tiempo real debe realizar los ajustes necesarios a dicha reserva para, de ser posible, compensar los apartamientos entre los valores previstos y los reales, tanto en la oferta como en la demanda.

El despacho de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se realizará por área de despacho, entendiendo por tal cada una de las áreas en que queda dividida la oferta y la demanda como resultado del despacho económico y la saturación de vínculos de Transporte. Dichas áreas están constituidas por el Mercado y las áreas desvinculadas que resulten.

## 2. REQUISITOS PARA LA HABILITACION DE MAQUINAS PARA PARTICIPAR EN LA REGULACION DE FRECUENCIA.

El OED es el responsable de habilitar máquinas y centrales del MEM para RF. Para ello, debe desarrollar un Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia en que se fijen los requisitos técnicos a cumplir por los equipos de control y de regulación de una máquina y/o central para poder llevar a cabo en forma satisfactoria el servicio de RPF y de RSF, y dónde se indique la información que debe suministrar el Generador para su modelado.

## 2.1. REQUISITOS PARA LA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

Una máquina sólo puede ser habilitada a participar en la RPF si cumple con los requisitos mínimos del sistema de regulación primaria de frecuencia que se establezcan en el Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

Todo Generador que quiera participar con una de sus máquinas en la RPF debe elevar al OED una solicitud incluyendo la siguiente información, en carácter de compromiso con el MEM, acompañada de la documentación que la avale.

a) Identificación de la máquina.

b) Los datos técnicos requeridos para RPF de acuerdo al Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

## 2.2. REQUISITOS PARA LA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA.

Para participar en la RSF una central debe cumplir con los siguientes requisitos.

a) Las máquinas de la central con las que participará deben estar habilitadas para la RPF.

b) Contar con un enlace en tiempo real con el OED.

c) Disponer del equipamiento e instrumental definidos para RSF en el Procedimiento Técnico de Regulación de Frecuencia.

Todo Generador que quiera participar con una central en la RSF debe presentar la solicitud ante el OED incluyendo la siguiente información en carácter de compromiso con el MEM, acompañada de la documentación que la avale.

a) Identificación de la central que solicita habilitar para RSF, y de las máquinas que participarán.

b) Descripción de los dispositivos y datos requeridos por el Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

c) Gradiente de variación de potencia de las máquinas y rango asociado.

Un grupo de centrales, pertenecientes a uno o más Generadores, que estén habilitadas para RSF podrá participar en forma conjunta en dicha regulación si cuentan con un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) habilitado. Los requisitos técnicos para dicha equipamiento estarán definidos en el Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

Todo Generador o grupo de Generadores que quiera participar con un grupo de centrales habilitadas para la RSF conjuntamente en dicha regulación debe presentar la solicitud ante el OED incluyendo la siguiente información en carácter de compromiso con el MEM, acompañada de la documentación que la avale.

a) Identificación de el o los Generadores y de las centrales que se solicita habilitar para control conjunto de RSF.

b) Descripción del equipamiento de CCAG e información requerida por el Procedimiento Técnico para Regulación de Frecuencia del OED.

## 2.3 METODOLOGIA PARA LA HABILITACION DE UNA MAQUINA

Ante una solicitud de un Generador para la habilitación a participar en la RPF y/o en la RSF o de uno o más Generadores para la habilitación del control conjunto de RSF, el OED dentro de un plazo de 10 días hábiles debe verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la habilitación indicados en los puntos 2.1. y 2.2. de este anexo.

De cumplir todos los requisitos, el OED debe notificar a el o los Generadores solicitantes y calificar a:

\* la máquina como habilitada para RPF de tratarse de una solicitud para participar en la RPF;

\* la central como habilitada para RSF, identificando las máquinas correspondientes, de tratarse de una solicitud para participar en la RSF;

\* el grupo de centrales como habilitadas para control conjunto de RSF de tratarse de una solicitud para habilitación de un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG).

Esta habilitación entra en vigencia a partir de la siguiente semana e implica el compromiso por parte del Generador cada vez que oferte disponibilidad para regulación de frecuencia de aportar, con los requisitos técnicos informados, la reserva para RPF y/o RSF que le despache el OED.

Una vez habilitada una máquina para RPF, el OED debe incluirla en el despacho como máquina en condiciones de participar en la RPF a partir de la siguiente Programación Semanal.

Una vez habilitada una central para RSF o un grupo de centrales para CCAG, el OED debe incluirla en el despacho como en condiciones de participar en la RSF a partir de la siguiente Programación Semanal.

El Generador debe informar al OED cualquier modificación en sus máquinas o centrales o CCAG habilitadas para regulación de frecuencia que afecte los requisitos necesarios para dicha habilitación. Si dicha modificación significa que deja de cumplir con cualquiera de los requisitos para la habilitación, el OED debe informar al Generador que pierde su condición de habilitada y el motivo. El Generador podrá presentar posteriormente un nuevo pedido de habilitación cuando cumpla nuevamente con todos los requisitos para la habilitación.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe incluir una lista de:

\* las máquinas habilitadas para la RPF;

\* las centrales habilitadas para la RSF, identificando con qué máquinas cumplirá ese servicio;

\* los grupos de centrales habilitadas para el control conjunto de RSF.

Si durante el transcurso de un Período Trimestral se producen modificaciones en las habilitaciones, ya sea por una nueva habilitación o la pérdida de una habilitación, el OED debe notificar a los agentes junto con la información de la siguiente Programación Semanal.

## 3. PARTICIPACION DE UNA MAQUINA EN LA REGULACION DE FRECUENCIA

El OED sólo puede asignar, en el despacho y la operación, como reserva para RF la Reserva Rotante para Regulación (RR) en las máquinas y centrales del MEM habilitadas y disponibles para ello.

## 3.1. RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA MAXIMA DE UNA MAQUINA.

Si debido a limitaciones externas, la potencia operada de la central resulta menor que la suma de las potencias máximas generables por sus máquinas generando, se considera que esta limitación se reparte dentro de la central restringiendo la reserva disponible de las máquinas en el orden dado por CVPD decreciente. Ante máquinas de igual costo, se considera que la limitación se reparte en forma proporcional a la potencia máxima de cada una de ellas. De este modo, para cada máquina de la central se obtiene su potencia operada resultante de la restricción.

Para el despacho de reserva para regulación primaria, en un intervalo Spot la RR en una máquina habilitada para RPF es la diferencia que surge en el despacho entre su potencia operada y su potencia generada.

Junto con la solicitud de habilitación, el Generador puede presentar ante el OED la Reserva para Regulación Primaria Máxima que oferta en las máquinas térmicas y centrales hidráulicas que solicita habilitar para RPF, adjuntando la necesaria documentación técnica que lo avale. El OED debe analizar la documentación presentada y, al habilitar la máquina térmica o central hidroeléctrica, asignarle el porcentaje declarado salvo verificar que las características técnicas del equipamiento ofertado son insuficientes para aportar este nivel de reserva a la RPF. En este caso, debe informar al Generador el rechazo de su declaración, junto con el motivo que lo justifica.

Para aquellas máquinas térmicas o centrales hidroeléctricas habilitadas para RPF que no cuenten con una declaración de Reserva para Regulación Primaria Máxima habilitada, el OED le debe asignar:

\* el CINCO (5) %, de tratarse de una máquina térmica;

\* el DIEZ (10) %, de tratarse de una central hidroeléctrica.

Para una máquina térmica o central hidroeléctrica no habilitada para RPF, debe asignarle como porcentaje CERO (0).

## 3.2. PARTICIPACION EN LA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA.

Cada Generador del MEM asume como compromiso un aporte en cada intervalo Spot a la reserva para RPF dado por el Requerimiento Obligado para Regulación Primaria (ROBL) del área de despacho en que se ubica.

Este compromiso lo debe cumplir en cada intervalo Spot cada máquina generando, ya sea sumistrando por sí misma la reserva para regulación primaria correspondiente a dicho requerimiento obligado o pagando por la reserva requerida que no aporta. Una máquina debe pagar la reserva que no aporta a la RPF si su reserva para regulación primaria es menor que la necesaria para cubrir el Requerimiento Obligado para Regulación Primaria de su área de despacho. Una máquina vende el excedente que aporta a su área de despacho si su reserva para regulación primaria despachada para el área es mayor que el Requerimiento Obligado para Regulación Primaria de dicha área.

Si, de la metodología definida en el punto 2.4.1. de LOS PROCEDIMIENTOS, resulta el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%) mayor que el correspondiente al Porcentaje Obligado para Regulación Primaria (OBL%), el costo de la reserva para regulación primaria adicional requerida es pagado por los agentes Distribuidores y Grandes Usuarios. El Generador que aporte a este requerimiento adicional recibe una remuneración por ello pagada por los agentes consumidores.

## 3.3. PARTICIPACION EN LA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA.

Por sus características, en cada intervalo Spot la RSF se asigna a una sola central o en forma conjunta a un grupo de centrales si las mismas cuentan con un CCAG habilitado. El servicio es remunerado por los agentes Consumidores a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

## 4. CALIDAD DE LA REGULACION DE FRECUENCIA

## 4.1. REQUERIMIENTO MINIMO DE RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El requerimiento mínimo de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia define la reserva para RPF por debajo del cual no se puede mantener la calidad mínima del sistema, ya que se pierde el control de la operabilidad del sistema eléctrico ante la imposibilidad de responder en tiempo y controlar los apartamientos instantáneos normales de la demanda. En condiciones normales, tanto en el des-

pacho como en la operación en tiempo real, el OED debe utilizar todos los recursos disponibles para buscar abastecer la demanda con un nivel de reserva para regulación primaria no menor que dicho mínimo, incluso pudiendo para ello forzar máquinas habilitadas para RPF que por despacho económico no resultarían generando.

El OED debe realizar un estudio evaluando el porcentaje de requerimiento mínimo de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia. El OED debe elevar a la SECRETARIA DE ENERGIA un informe evaluando dicho requerimiento de reserva para regulación primaria mínima, fundado en motivos técnicos, y operativos de seguridad del servicio. La SECRETARIA DE ENERGIA analizará el estudio y dentro de los QUINCE (15) días hábiles responderá al OED en forma escrita ya sea aceptando la propuesta o emitiendo observaciones y/o solicitando modificaciones.

De no recibir observaciones dentro del plazo indicado o de ser notificado de la aprobación, el OED debe considerar el valor propuesto como mínimo requerido para RPF. De solicitar la SECRETARIA DE ENERGIA modificaciones, el OED debe realizar un nuevo estudio con los ajustes correspondientes. El valor que así resulte será considerado la reserva mínima necesaria en el MEM para RPF. El OED debe enviar el informe final a la SECRETARIA DE ENERGIA y a los agentes del MEM.

De verificar cambios que hagan necesarios una revisión de este requerimiento mínimo, el OED debe realizar un nuevo estudio y presentarlo a la SECRETARIA DE ENERGIA solicitando el cambio al valor de reserva mínimo vigente, justificando el motivo de la modificación solicitada. El procedimiento para su aprobación es el mismo que para la aprobación del estudio inicial. El nuevo valor entrará en vigencia a partir del Período Estacional posterior a su aprobación.

Junto con la Programación Estacional el OED debe notificar el nivel de reserva mínima para RPF vigente en el MEM.

#### 4.2. REQUISITO DE REPARTIR LA RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA.

Toda máquina habilitada y ofertada como disponible para RPF que resulte generando en el despacho, incluyendo las máquinas forzadas, debe ser despachada por el OED generando con una reserva para RPF no menor que la correspondiente al Requerimiento Obligado para Regulación Primaria (ROBL) de su área de despacho, salvo condiciones y restricciones que lo impidan como ser:

\* su Reserva para Regulación Primaria Máxima es menor que la reserva obligada requerida;

\* existe condición de déficit para cubrir el abastecimiento de la demanda.

#### 4.3. FACTOR DE EFICIENCIA.

La RSF posee el máximo de efectividad si las componentes lentas de la frecuencia están en todo momento en la frecuencia nominal, ya que en ese caso está siempre disponible el total de la reserva para RPF asignada. Cuando las componentes lentas de la frecuencia, en valores medios, se alejan del valor nominal se produce una disminución de la reserva para RPF.

Dado un nivel de reserva para RPF (RRP) con un estatismo (E), la reserva dispuesta para la RPF se agota para una desviación media de la frecuencia igual a:

$$Dfmx_{pu} = (RRP_{pu} * E_{pu})$$

Cuando se agota la reserva para la RPF, resulta que la eficiencia de la RSF es nula.

En el MEM, para valorizar la eficiencia de la RSF el OED debe calcular el Factor de Eficiencia Instantáneo (FERSI) que mide la porción de la reserva prevista para la RPF efectivamente disponible en cada intervalo Spot.

$$FERSI = 1 - | DfF / Dfmx |$$

dónde:

\* DfF = desviación filtrada de la frecuencia;

\* Dfmx = desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF.

Cuando la desviación filtrada de la frecuencia (DfF) iguala la desviación de frecuencia que agota la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (Dfmx), el Factor de Eficiencia Instantáneo (FERSI) es nulo. En cambio, cuando la frecuencia media coincide con la nominal el factor de eficiencia es igual a uno.

En la operación real, el OED debe determinar para cada intervalo Spot el Factor de Eficiencia (FERSH) realizando un promedio dentro del intervalo Spot de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia.

El OED debe definir e informar junto con la Programación Estacional el valor mínimo estacional para el Factor de Eficiencia para la Regulación Secundaria de Frecuencia (FERSHMIN) y el valor estacional de desviación de frecuencia que agota la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (Dfmx).

#### 4.4. INTERCAMBIOS ENTRE AREAS DE RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El compromiso de una máquina es aportar la reserva para regulación primaria al área de despacho en que se ubica. De acuerdo a la relación que exista entre RR disponible en el parque generando y el correspondiente requerimiento de Porcentaje Estacional para Regulación Primaria de la demanda puede resultar insuficiente la RR disponible en un área de despacho y existir excedentes en otras áreas de despacho.

En un intervalo Spot, se denomina importación de reserva para regulación primaria en un área de despacho a la compra de reserva para regulación primaria de máquinas ubicadas en otras áreas de despacho del MEM, que cuentan con excedentes luego de cubrir el requerimiento correspondiente al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria de la demanda de su área. Esta importación se logra mediante la reducción de la energía transmitida del área exportadora al área importadora para dejar capacidad libre de Transporte dónde ubicar la reserva para regulación primaria. La reserva para regulación primaria que la máquina de un área de despacho aporta a otra área a la que no pertenece es remunerada al precio de la RPF en el área importadora.

Al realizar el despacho de reserva para regulación primaria, el OED debe analizar en cada área de despacho para cada intervalo Spot la relación entre la RR y el requerimiento dado por Porcentaje Estacional para Regulación Primaria.

\* De ser mayor la oferta de RR que el requerimiento de reserva para regulación primaria para la demanda del área de despacho, dicha área cuenta con excedentes exportables a otras áreas de despacho.

\* De ser insuficiente la oferta de RR en el área de despacho para cubrir el requerimiento de reserva para regulación primaria de la demanda, dicha área se encuentra en una condición de riesgo de déficit de regulación. En este caso, con el objetivo de lograr la calidad pretendida asociada a la reserva para RPF, el OED debe habilitar la importación de reserva para regulación primaria al área.

La importación de reserva para regulación primaria es una reducción en la energía transportada a través de la red que conecta el área de despacho exportadora con el área importadora y en consecuencia modifica el despacho de generación en las áreas de despacho involucradas. La oferta de un Generador de vender reserva para regulación primaria a otra área de despacho no puede superar el valor máximo en que se puede reducir su generación.

La oferta total de reserva para regulación primaria de un área a otra área queda limitada por la potencia en que se puede incrementar la generación local para cubrir la reducción de los Generadores que ofertan excedentes.

La importación total de reserva para regulación primaria a un área queda limitada por la potencia en que se puede incrementar la generación local para cubrir la reducción de la energía inyectada por la red de Transporte.

Al habilitarse la importación de reserva para regulación primaria a un área de despacho y existiendo otras áreas con excedentes exportables, el OED debe convocar a los Generadores generando con centrales y/o máquinas habilitadas y disponibles con excedentes de RR en dichas áreas exportadoras a ofertar para cubrir el requerimiento de reserva para regulación primaria faltante en el área con riesgo de déficit de regulación.

Cada Generador convocado debe informar al OED su oferta, indicando el valor en que está dispuesto a reducir su generación para dejar capacidad libre en el vínculo de Transporte y vender reserva para regulación primaria a través de capacidad de Transporte.

Si el Generador no está dispuesto a reducir su generación debe ofertar CERO (0). Si un Generador no responde, el OED debe considerar que su oferta es CERO (0).

#### 5. DESPACHO DE LA RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA

El despacho de reserva para regulación primaria consiste en asignar la RR disponible al cumplimiento del requerimiento de energía regulante para el servicio de RPF para la demanda.

Diariamente, el OED realiza el predespacho de generación y obtiene como resultado la carga prevista en el parque, las áreas de despacho, y la RR disponible en el parque previsto generando. Con esta información, debe realizar el predespacho de reserva para regulación primaria, que debe incluir todas las restricciones operativas, de Transporte y de abastecimiento que pueden limitar la RR.

Este predespacho sirve de base para la operación en tiempo real y establece la reserva para regulación primaria despachada en cada máquina térmica y central hidroeléctricas y los precios que se deben utilizar para las transacciones económicas por RPF. Los porcentajes asignados y los precios resultantes sólo pueden ser modificados por un redespacho de la reserva para regulación primaria.

##### 5.1. OFERTA DISPONIBLE

Para el Mercado sólo se consideran como oferta:

a) las máquinas habilitadas y disponibles que no se encuentren en áreas desvinculadas;

b) en caso de haber habilitado el OED importación de reserva para regulación primaria ante una condición de riesgo de déficit de regulación, las máquinas habilitadas y disponibles en áreas desvinculadas con excedentes regulantes exportables que ofertan aportar al Mercado, con una reserva disponible igual a la reducción ofertada en su programa de generación.

Para cada área desvinculada la oferta está formada por:

a) las máquinas habilitadas y disponibles que se encuentren en dicha área;

b) en caso de haber habilitado el OED la importación de reserva para regulación primaria ante una condición de riesgo de déficit de regulación, las máquinas habilitadas y disponibles en otras áreas de despacho que cuentan con excedentes regulantes exportables y ofertan exportación de reserva para regulación primaria al área.

Como resultado del despacho de reserva para regulación primaria, cada máquina térmica y cada central hidroeléctrica tiene asignado un porcentaje de su RR disponible para RPF. Se considera que cada máquina generando dentro de una central hidroeléctrica está aportando el porcentaje de reserva asignado a la central en su conjunto, o sea que la reserva para regulación primaria se reparte entre todas sus máquinas generando.

##### 5.2. REQUERIMIENTO DE ENERGIA REGULANTE PARA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA.

Para cada intervalo Spot "h" resulta un Requerimiento de Energía Regulante para RPF (ER) de acuerdo a la demanda a abastecer y el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%).

En un área de despacho "a", la energía regulante necesaria cada intervalo Spot para cubrir el requerimiento definido en la Programación Estacional corresponde al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%) de la energía requerida para abastecer la demanda en el área de despacho (DEMAB) en dicho intervalo Spot, o sea la demanda más las pérdidas.

$$ER^h_a = RP\% * DEMAB^h_a$$

siendo  $ER^h_a$  el Requerimiento de Energía Regulante para RPF en el área "a" en el intervalo Spot "h" correspondiente al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria.

Análogamente, el Requerimiento Obligado para Regulación Primaria en el área "a" en el intervalo Spot "h" se calcula con el Porcentaje Obligado para Regulación Primaria (OBL%).

$$ROBL^h_a = OBL\% * DEMAB^h_a$$

Para un intervalo Spot "h", el porcentaje de reserva para regulación primaria (RPFEST%) para cada máquina térmica y central hidroeléctrica para cubrir el requerimiento de su área de despacho correspondiente al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria está dado:

a) en el Mercado y en cada área desvinculada importadora "a", por el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%);

$$RPFEST\%_a^h = RP\%$$

b) en cada área desvinculada exportadora "a", el porcentaje resultante de la relación entre el Requerimiento de Energía Regulante para RPF (ER) y la generación del área (GENER).

$$RPFEST\%_a^h = ER_a^h / GENER_a^h$$

Para un intervalo Spot "h", el porcentaje de reserva para regulación primaria obligada (RPFobl%) de cada máquina térmica y central hidroeléctrica del área correspondiente a su compromiso de aportar al Requerimiento Obligado para Regulación Primaria está dado por:

a) en el Mercado y cada área desvinculada importadora "a", el Porcentaje Obligado para Regulación Primaria (OBL%);

$$RPFobl\%_a^h = OBL\%$$

b) para cada área desvinculada exportadora "a", el porcentaje resultante de la relación entre el Requerimiento Obligado para Regulación Primaria (ROBL) y la generación del área (GENERL).

$$RPFobl\%_a^h = ROBL_a^h / GENERL_a^h$$

### 5.3. MODELADO DE LA OFERTA REGULANTE EN UN AREA.

Para el despacho de reserva para regulación primaria, una máquina térmica y/o central hidroeléctrica habilitada y disponible para RPF en un intervalo Spot oferta a su área de despacho una RR igual a la diferencia entre su potencia operada y su potencia generada prevista en el despacho de generación, salvo que dicha reserva represente un porcentaje de la potencia generada prevista superior a su Reserva para regulación primaria Máxima, en cuyo caso su reserva ofertada corresponde al producto de la Reserva Máxima por la potencia prevista generada.

Para las centrales hidroeléctricas, si el mantenimiento de esta reserva significaría vertimiento, o sea que la central se vería forzada a verter la energía no despachada, el OED debe limitar la RR al máximo posible que no fuerce vertimiento, salvo que el Generador notifique al OED su autorización a aportar un nivel de reserva mayor. En este caso el OED debe considerar como reserva ofertada la autorizada por el Generador.

En caso de habilitarse importación de reserva para regulación primaria, para las transacciones económicas de RPF se considera como si cada máquina que vende reserva a un área de despacho a la que no pertenece se divide en varias submáquinas.

a) Una máquina que genera y vende generación y reserva para regulación primaria dentro de su área de despacho al precio correspondiente (precio de la energía y precio de la RPF en su área de despacho).

b) Una máquina por área de despacho que toma como importación su oferta, que vende sólo reserva para regulación primaria y que se ubica en dicha área. Se modela en el área importadora como "máquina reserva para regulación primaria importación" y se ubica en la capacidad libre de Transporte. Vende sólo reserva para regulación primaria al precio de la RPF en el área importadora.

### 5.4. DESPACHO DE LA IMPORTACION DE RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA.

Para cada área de despacho con riesgo de déficit de regulación, el OED debe asignar la reserva faltante entre las importaciones ofertadas, tomando las ofertas en el orden dado por costo de generación decreciente.

Una vez definida la importación de reserva para regulación primaria y la reducción correspondiente en la generación de las máquinas y centrales cuyas ofertas fueron aceptadas, el OED debe ajustar el predespacho de generación del MEM para incorporar el modelado de la importación de reserva para regulación primaria asignada.

\* Se limita la potencia máxima generable a las máquinas cuya reducción de generación fue aceptada para vender reserva para regulación primaria a otra área, de forma tal que en el despacho de generación resulten con la potencia correspondiente a la reducción aceptada.

\* Se limita la capacidad de Transporte en los vínculos en que se ubica reserva para regulación primaria, para que del despacho de generación resulte esa capacidad libre. No se considera que se modifica la característica de vínculo saturado, y se mantienen por lo tanto las mismas áreas desvinculadas.

El OED debe realizar el despacho de reserva para regulación primaria incorporando las ofertas aceptadas de reserva para regulación primaria de otras áreas y limitando en correspondencia la capacidad de Transporte para dejar la necesaria reserva libre en el vínculo.

El Transporte debe ser modelado descontando de su capacidad la reserva para regulación primaria aceptada como importación.

### 5.5. DESPACHO DE LA RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA

El OED debe realizar el predespacho de la reserva para regulación primaria asignando en primer lugar a cada máquina habilitada y disponible para RPF del área el porcentaje de reserva para regulación primaria para RPF correspondiente al requerimiento definido para el Período Estacional (RPFEST%), salvo que su Reserva para regulación primaria Máxima sea menor que este valor en cuyo caso debe asignar el porcentaje tope dado por la Reserva para regulación primaria Máxima habilitada. De estar habilitada la importación de reserva para regulación primaria, a cada máquina reserva para regulación primaria importación le debe asignar la oferta de importación aceptada.

Con la reserva asignada a cada máquina del área, que se denomina asignación inicial de reserva para regulación primaria, más la importación de reserva para regulación primaria aceptada, que puede ser cero de no existir condición de riesgo de déficit para regulación, el OED debe totalizar la energía regulante asignada. Si es menor que el Requerimiento de Energía Regulante para Regulación Primaria (ER), el OED debe realizar el predespacho de la reserva para regulación primaria faltante.

El OED debe calcular para cada máquina térmica y central hidroeléctrica habilitada y disponible del área, la reserva para regulación primaria restante como la diferencia entre su oferta de RR y la asignación inicial de reserva para regulación primaria.

El OED debe asignar una reserva para regulación primaria adicional a cada máquina térmica y central hidroeléctrica del área repartiendo el requerimiento de reserva para regulación primaria faltante en forma proporcional a la participación de la reserva para regulación primaria restante de la máquina o central dentro de la reserva restante total del área.

Como resultado cada central y máquina habilitada y disponible del área resulta despachada con una reserva para regulación primaria igual a la suma de la asignación inicial más la reserva para regulación primaria adicional. De haberse habilitado la importación de reserva para regulación primaria, cada máquina térmica y central hidroeléctrica de otras áreas cuya oferta fue aceptada resulta con una reserva asignada como aporte al área de despacho importadora.

### 5.6. DEFICIT DE REGULACION OPTIMA EN EL AREA.

Para un área de despacho de ser la reserva para regulación primaria despachada, en las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del área más la aceptada como importación, insuficiente para cubrir el Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria (ROR) se considera que el área resulta con un Déficit de Regulación Primaria Óptima.

### 5.7. PRECIO DE LA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

El precio de la RPF queda definido en cada intervalo Spot con el despacho de reserva para regulación primaria.

Cada intervalo Spot, en un área de despacho el precio de la RPF refleja la relación entre la demanda, dada por el Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria (ROR), y la oferta dada por la reserva para regulación primaria disponible para el área, a través de reserva para regulación primaria en máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del área y reserva para regulación primaria en capacidad libre de Transporte. Cuando surge un Déficit de Regulación Primaria Óptima, se incrementa el riesgo de cortes por encima del óptimo económico por falta de reserva para regulación primaria para cubrir apartamientos, y se considera que la reserva óptima faltante la aporta la máquina falla.

Para un área de despacho en un intervalo Spot, de no existir en el despacho de reserva para regulación primaria Déficit de Regulación Primaria Óptima, el Precio de la Energía para Regulación Primaria (PRP) está dado por el precio Spot de la energía en el área de despacho (PSPOT), o sea el Precio de Mercado o el Precio Local que corresponda, resultante de la generación y condiciones previstas en el despacho de reserva para regulación primaria.

$$\text{Sin Déficit de Regulación Primaria Óptima,} \\ PRP_a^h = PSPOT_a^h$$

Si por el contrario surge Déficit de Regulación Primaria Óptima, el Precio de la Energía para Regulación Primaria (PRP) está dado por el promedio entre el precio Spot de la energía en el área de despacho, ponderado por la reserva para regulación primaria asignada, y el precio de la primera máquina falla, o sea el costo asignado al primer escalón de falla, ponderado con la reserva para regulación primaria faltante y un factor de impacto.

$$\text{Con Déficit de Regulación Primaria Óptima,} \\ PRP_a^h = \frac{PSPOT_a^h * RESDESP_a^h + PFALLA * KI * (ROR_a^h - RESDESP_a^h)}{ROR_a^h}$$

siendo:

\* h = Intervalo Spot

\* a = Area de despacho

\* PSPOT<sub>a</sub><sup>h</sup> = Precio Spot de la energía en el intervalo Spot "h" en el área "a" que resulta en el despacho de reserva para regulación primaria.

\* PFALLA = Costo asignado al primer escalón de falla.

\* KI = Factor de Impacto, que representa el impacto sobre el riesgo de falla de la falta de RPF y que es definido por la SECRETARIA DE ENERGIA como un valor entre CERO COMA TRES (0,3) y UNO (1,0). Inicialmente se define KI = UNO (1,0).

\* RESDESP<sub>a</sub><sup>h</sup> = Energía regulante asignada en el despacho de reserva para regulación primaria.

Si este precio resulta menor que el precio Spot de la energía previsto, el Precio de la Energía para Regulación Primaria se considera igual al precio Spot de la energía en el área de despacho.

### 5.8 RESULTADO DEL DESPACHO DE RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA

Con el despacho de la reserva para regulación primaria el OED obtiene para cada intervalo Spot:

\* el porcentaje de reserva para RPF asignada a cada máquina térmica y cada central hidroeléctrica para su área de despacho;

\* la reserva para RPF asignada a cada máquina térmica y central hidroeléctrica de un área de despacho como exportación a otra área.

Resulta así en cada máquina térmica y central hidroeléctrica y para cada intervalo Spot una potencia prevista generar, y una reserva para regulación primaria (cero si no participan en la regulación) aceptada como compromiso de RPF.

Junto con los resultados del despacho diario, el OED debe informar a los Generadores los porcentajes de reserva para regulación primarias despachados en cada intervalo Spot en sus máquinas y el precio en cada intervalo Spot, discriminando por área de despacho a la que se aporta esta reserva para regulación primaria.

### 5.9. REDESPACHO DE LA RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA

En la operación real, la reserva para regulación primaria se irá utilizando en función de los apartamientos que surjan en la oferta y la demanda.

Sólo en el caso de modificarse la oferta de reserva para regulación primaria ante entradas y/o salidas no previstas de máquinas habilitadas o inconvenientes informados por el Generador que limitan su capacidad de regulación o modificación en las restricciones previstas de Transporte, el OED debe realizar un redespacho de la reserva para regulación primaria.

Para las transacciones de RPF el OED debe utilizar los porcentajes y precios de la RPF resultantes del despacho de reserva para regulación primaria vigente.

## 6. DESPACHO DE LA REGULACION SECUNDARIA

A lo largo del día pueden resultar asignadas distintas centrales a la RSF.

### 6.1. LISTA DE MERITO PARA REGULACION SECUNDARIA

Junto con los datos para la Programación Semanal de la primera semana de un mes, los Generadores deben informar para cada central hidroeléctrica habilitada y disponible para RSF su oferta de precio para dicho servicio durante las semanas consideradas pertenecientes al mes, expresado como un porcentaje del precio Spot de la energía en el Mercado.

Para toda central habilitada y disponible para RSF que no oferte o que oferte un valor superior al Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria, el OED debe considerar como porcentaje requerido el tope dado por el Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria.

El OED debe ordenar según una Lista de Mérito las centrales habilitadas y disponibles para RSF.

a) Centrales Hidráulicas: Se las coloca en el primer lugar de la lista de mérito, ordenadas de menor a mayor de acuerdo al porcentaje del precio Spot de la energía requerido como precio de la reserva para RSF. Ante dos centrales de igual porcentaje, se las ordena de mayor a menor de acuerdo a su gradiente de variación de potencia.

b) Centrales Térmicas: Se las considera a continuación de las centrales hidroeléctricas. Se ordenan de mayor a menor de acuerdo a su costo marginal en el Mercado ( $CMM_c^{Comb}$ ), calculado como el promedio ponderado de los costos marginales en el Mercado de las máquinas de la central habilitadas y disponibles resultado de sus Costo Variable de Producción, los combustibles previstos consumir y el factor de nodo asociado a la central.

### 6.2. REQUERIMIENTO DE ENERGIA REGULANTE.

Para cada intervalo Spot "h" resulta un Requerimiento de Energía Regulante para RSF (ES) de acuerdo a la demanda a abastecer en el MEM (DEMABMEM) y el Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria (RSEST%).

$$ES^h = RSEST\% * DEMABMEM^h$$

siendo  $ES^h$  la energía regulante requerida para RSF en el intervalo Spot "h".

### 6.3. DESPACHO DE LA REGULACION SECUNDARIA

En una condición de déficit con cortes programados en el Mercado, el OED no debe realizar despacho de RSF.

En condiciones sin cortes programados, el OED debe realizar el despacho de RSF analizando en cada central habilitada generando la reserva restante disponible para RSF. Esta reserva se calcula restando de su potencia operada la generación prevista y la reserva para regulación primaria asignada para RPF.

Para cada intervalo Spot, el OED debe en primer lugar buscar asignar la RSF a una central hidroeléctrica. Para ello debe tomar la primera central hidroeléctrica, de acuerdo al orden dado por la lista de mérito, que cuente con oferta de reserva restante disponible para RSF mayor o igual que el Requerimiento de Energía Regulante para RSF.

Si se finaliza la lista sin encontrar ninguna central hidroeléctrica con la reserva necesaria, el OED debe buscar asignar a un grupo de centrales hidroeléctricas que cuente con CCAG habilitado. Para ello debe tomar el conjunto de centrales que cuente con reserva restante disponible para RSF mayor o igual que el Requerimiento de Energía Regulante para RSF. Si hay más de un grupo, debe tomar el que totalice mayor reserva restante disponible para RSF.

Si se finaliza la lista sin encontrar ninguna central hidroeléctrica o grupo de centrales hidroeléctricas con la reserva necesaria, el OED debe buscar asignar la RSF a una central térmica. Para ello debe tomar la primera central térmica, de acuerdo al orden dado por la lista de mérito, que cuente con reserva restante disponible para RSF suficiente para cubrir Requerimiento de Energía Regulante para RSF.

Si ninguna central hidroeléctrica, o conjunto de centrales hidroeléctricas o central térmica tiene la reserva necesaria, el OED debe requerir a cada central hidroeléctrica en el orden dado por la lista de mérito, disminuir su programa de generación para contar con más reserva y poder cumplir con la RSF. A la primera central que acepte, el OED le debe modificar su despacho de generación y asignar la reserva para RSF.

Si ninguna central hidroeléctrica acepta el requerimiento, el OED debe requerir los grupos de centrales hidroeléctricas con CCAG disminuir su programa de generación para contar con más reserva y poder cumplir con la RSF. Entre las ofertas recibidas, el OED debe asignar la RSF al grupo de centrales que represente la menor reducción en su generación. En este caso, el OED informará a cada central involucrada la parte de la reducción aceptada para el grupo entre cada una de las centrales.

Si no se reciben ofertas de reducir la generación, el OED debe establecer un valor de reserva menor y asignar la RSF a la central hidroeléctrica o conjunto de centrales hidroeléctricas con CCAG con mayor reserva restante disponible. En este caso, surgirá un déficit de regulación secundaria.

Del despacho resulta una Reserva Rotante para Regulación Secundaria (RRS) asignada igual al Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria (RSEST%) salvo una condición de déficit de regulación secundaria en que resultará un valor menor.

### 6.4. PRECIO DE LA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Para un intervalo Spot el Precio de la Energía para Regulación Secundaria (PRS) está dado por un porcentaje del precio Spot de la energía en el Mercado que resulta en la operación diaria.

En los intervalos Spot en que la RSF se asigna a una central hidroeléctrica sin necesidad de recurrir a reducir su despacho, el porcentaje está dado por el requerido por dicha central para realizar la RSF. En todos los otros casos, el porcentaje está dado por el Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria.

### 6.5. RESULTADO DEL DESPACHO

Con el despacho de RSF el OED obtiene la o las centrales a las que se asigna el servicio y la reserva despachada para ello.

Junto con los resultados del despacho diario, el OED debe informar a los agentes Generadores la asignación de la central o grupo de centrales responsables por períodos de tres o más horas, la reserva asignada y el porcentaje del Precio de Mercado a utilizar para el cálculo del precio de la RSF.

En un intervalo Spot, para el cálculo de la remuneración de la RSF el OED debe utilizar los porcentajes y precios de la energía resultantes del despacho de generación vigente.

### 6.6. REDESPACHO DE LA REGULACION SECUNDARIA

En la operación real, de modificarse significativamente la oferta de reserva para RSF, el OED debe realizar un redespacho de la RSF.

### 7. OPERACION EN TIEMPO REAL.

En la operación en tiempo real, toda central y/o máquina que participa en la regulación de frecuencia que tenga una disminución en su potencia máxima generable debe informar inmediatamente el nuevo valor al OED, quien debe realizar un redespacho de reserva para regulación primaria con la nueva restricción. De afectar también a una central asignada a la RSF, debe también realizar el redespacho de RSF.

Si durante la operación una máquina y/o central queda imposibilitada de seguir participando en la regulación de frecuencia, debe notificarlo inmediatamente al OED quien debe considerar que a partir de ese momento su aporte a la reserva para regulación primaria es nula. El OED debe realizar un redespacho de reserva para regulación primaria para la nueva condición. De afectar también a una central asignada a la RSF, debe también realizar el redespacho de RSF.

### 8. DETERMINACION DEL FACTOR DE EFICIENCIA DE LA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Para determinar el Factor de Eficiencia de la RSF el OED debe seguir el siguiente procedimiento.

a) Adquirir la señal de frecuencia cada DIEZ (10) segundos.

b) Filtrar la desviación de la frecuencia con un filtro pasabajos de promedio móvil de SEIS (6) minutos.

c) Realizar el promedio del intervalo Spot de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia ( $Df^h$ ).

d) Calcular el factor de eficiencia para un intervalo Spot "h" con la siguiente fórmula.

$$FERSH^h = 1 - | Df^h / Df_{mxa} |$$

donde  $Df_{mxa}$  es la desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF, y que es establecida en la Programación Estacional.

El OED debe contar en su Centro de Control con el equipamiento de medición necesario para la determinación de este factor.

### 9. TRANSACCIONES DE RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA.

En la operación en tiempo real, la reserva para regulación primaria tomará los apartamientos de la oferta y la demanda respecto de los valores previstos.

Las transacciones de reserva para regulación primaria corresponden al compromiso asumido en el despacho de participar en la RPF con una determinada reserva, y no respecto de la reserva real que resulte en la operación real. En consecuencia, se realizan con el despacho de reserva para regulación primaria vigente, tanto en lo que hace a los porcentajes asignados como el precio.

#### 9.1. TRANSACCIONES PARA LOS GENERADORES.

##### 9.1.1. Objeto.

Las transacciones por RPF tienen por objeto que quede reflejado en los ingresos de los Generadores la participación de cada uno en la RPF, de forma tal que reduzca su remuneración por energía en la medida en que aporte por debajo del porcentaje de reserva para regulación primaria que tiene como compromiso (RPFobl%) en cada una de sus máquinas, e incrementándola si aporta por encima.

En el despacho económico, el OED debe representar la reserva para regulación primaria en cada máquina habilitada y disponible para RPF como una reducción en su capacidad máxima generable. Esta restricción adicional que se fuerza afecta el despacho económico del MEM, y en consecuencia el precio Spot de la energía incluye el costo de la reserva para regulación primaria.

##### 9.1.2. Acuerdos de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.

Un Generador podrá realizar un Acuerdo de Reserva para Regulación Primaria con otro Generador, en que la parte vendedora asume el compromiso de aportar, ya sea con reserva en generación propia o pagando por la reserva que no aporta, la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia obligada (RPFobl%) de una o más máquinas térmicas y/o centrales hidroeléctricas que pertenecen a la parte compradora.

Junto con la información para la Programación Semanal, los Generadores deben informar al OED los Acuerdos de Reserva para Regulación Primaria vigentes. Para las transacciones económicas asociadas a la Regulación Primaria de Frecuencia, el OED sólo tendrá en cuenta aquellos acuerdos que hayan sido informados por ambas partes dentro de los plazos indicados. El OED deberá rechazar un acuerdo si se da alguna de las siguientes condiciones:

- Una parte informa el acuerdo pero la otra parte no informa que exista acuerdo.

- Ambas partes informan el acuerdo pero la información asociada al acuerdo que suministran es distinta.

Para informar un Acuerdo de Reserva para Regulación Primaria, las partes deberán suministrar al OED los siguientes datos:

- Condiciones técnicas que corresponden al Acuerdo.

• Identificación del Generador que suministra la información, indicando si es la parte compradora o vendedora.

- Identificación del Generador que es la otra parte del acuerdo.

• Vigencia del acuerdo, que deberá ser por una o más semanas, entendiéndose por semana los SIETE (7) días incluidos en una Programación Semanal.

• Máquinas de la parte compradora de cuyo aporte obligado para Regulación Primaria de Frecuencia se hará cargo la parte vendedora, ya sea con reserva propia o pagando por la reserva que no aporta en máquinas propias.

### 9.1.3. Ajuste por obligación de reserva para regulación primaria.

El ajuste en la remuneración por energía de una máquina "q" teniendo en cuenta su reserva para regulación primaria para un intervalo Spot "h" resulta:

$$AJUSRPF_q^h = REMRPF_q^h + \sum_b (EXPRPF_{q,b}^h)$$

donde:

\*  $REMRPF_q^h$  = Ajuste por RPF del área, o sea la reserva para regulación primaria que aporta al área de despacho "a" en que se ubica.

\*  $EXPRPF_{q,b}^h$  = Ajuste por excedentes de reserva para regulación primaria aportados como exportación a otra área de despacho "b".

Para cada intervalo Spot "h" en cada máquina "q", el OED debe calcular el ajuste por RPF del área en base al porcentaje de reserva para regulación primaria despachado en la máquina para aportar a su área de despacho (RPFDESP) y su relación con el compromiso que tienen los Generadores de dicha área (RPFBL%).

$$REMRPF_q^h = PRP_a^h * PDESP_q^h * (RPFDESP_q^h - RPFBL_a^h)$$

dónde:

\*  $PDESP_q^h$  = Generación prevista en el despacho regulante vigente.

\*  $PRP_a^h$  = Precio de la RPF en el área de despacho "a".

\*  $RPFBL_a^h$  = Porcentaje de reserva para regulación primaria que tiene como compromiso las máquinas del área de despacho "a" en el intervalo Spot "h".

\*  $RPFDESP_q^h$  = Porcentaje de reserva para regulación primaria asignado en el despacho vigente de reserva para regulación primaria para el área de despacho "a" en que se ubica la máquina.

Estando el área en una condición de déficit con cortes programados a la demanda, el OED debe considerar que no existen transacciones de RPF y que el ajuste por RPF del área (REMRPF) es cero para todas las máquinas del área.

Cuando la máquina "q" en un intervalo Spot "h" resulta en un área de despacho "a" y exporta excedentes regulantes para la demanda de otras áreas "b" le corresponde además un ajuste por el aporte adicional de reserva valorizado al Precio de la Regulación Primaria en el área importadora.

$$EXPRPF_{q,b}^h = \sum_b (PRP_b^h * IMPDESP_{q,b}^h)$$

dónde:

\*  $IMPDESP_{q,b}^h$  = Reserva para regulación primaria despachada como aporte de la máquina "q" al área "b" (importación de reserva para regulación primaria).

\*  $PRP_b^h$  = Precio de la Regulación Primaria en el área importadora "b".

### 9.1.4. AJUSTE POR ACUERDOS DE RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA.

Para cada Generador "k" se calculará el ajuste que le corresponde por los compromisos asumidos en los Acuerdos de Reserva para Regulación Primaria en cada intervalo Spot "h":

$$ACURPF_k^h = \sum_{q1} (PRP_{a1}^h * PDESP_{q1}^h * RPFBL_{a1}^h) - \sum_{q2} (PRP_{a2}^h * PDESP_{q2}^h * RPFBL_{a2}^h)$$

donde:

\*  $q1$  = máquina del Generador "k" cuyo aporte obligado para Regulación Primaria de Frecuencia asume otro Generador "kk" como compromiso a través de un Acuerdo de Reserva para Regulación Primaria en que el Generador "k" es la parte compradora.

\*  $q2$  = máquina de otro Generador "kk" cuyo aporte obligado para Regulación Primaria de Frecuencia asume el Generador "k" como compromiso a través de un Acuerdo de Reserva para Regulación Primaria en que el Generador "k" es la parte vendedora.

\*  $PDESP_q^h$  = Generación prevista en el despacho regulante vigente para la máquina "q".

\*  $PRP_a^h$  = Precio de la RPF en el área de despacho "a" en que se ubica la máquina "q" (para las máquinas "q1" es el área "a1" mientras que para las máquinas "q2" es el área "a2").

\*  $RPFBL_a^h$  = Porcentaje de reserva para regulación primaria que tienen como compromiso las máquinas del área de despacho "a" en el intervalo Spot "h" (para las máquinas "q1" es el área "a1" mientras que para las máquinas "q2" es el área "a2").

### 9.1.5. Resultado para cada generador

El resultado para cada Generador "k" por Regulación Primaria de Frecuencia es la suma de:

\* el total que resulta del ajuste por obligación de reserva para regulación primaria de las máquinas o centrales hidroeléctricas "q" que le pertenecen, de acuerdo a lo que establece el punto 9.1.3. de este Anexo;

\* el ajuste por Acuerdos de Reserva para Regulación Primaria, de acuerdo a lo que establece el punto 9.1.4. de este Anexo y los acuerdos que haya realizado.

Para un Generador "k", en el intervalo Spot "h" resulta:

$$AJUSRPF_k^h = \sum_q (AJUSRPF_q^h) + ACURPF_k^h$$

Siendo "q" las máquinas o centrales hidroeléctricas del Generador.

### 9.2. SALDO DEL SERVICIO DE REGULACION PRIMARIA EN UN AREA

El OED debe calcular para cada intervalo Spot "h" en cada área de despacho "a" el Precio del Servicio de Regulación Primaria (PHRPF) totalizando el ajuste por Regulación Primaria (REMRPF) de todas las máquinas del área y la remuneración por intervalo Spot (EXPRPF) de todas las máquinas que vendieron reserva para regulación primaria como exportación al área, dividido por la demanda del área.

$$PHRPF_a^h (\$/MWh) = (\sum_{q(a)} REMRPF_{q(a)}^h + \sum_{q(b)} EXPRPF_{q(b),a}^h) / DEMAREA_a^h$$

donde:

\*  $q(a)$  = Máquinas en el área "a" en el intervalo Spot "h".

\*  $q(b)$  = Máquinas del área "b" que exportan reserva para regulación primaria al área "a" en el intervalo Spot "h".

\*  $REMRPF_{q(a)}^h$  = Ajuste por RPF de la máquina "q" del área "a".

\*  $EXPRPF_{q(b),a}^h$  = Remuneración por reserva para regulación primaria de máquinas en el área "b" aportados al área "a".

Al finalizar cada mes "m" el OED debe calcular en cada área de despacho "a", o sea el Mercado y cada área que haya resultado desvinculada durante el mes, el Saldo del Servicio de Regulación Primaria (SALRPF) totalizando los montos en cada intervalo Spots que resultan de multiplicar el Precio del Servicio de Regulación Primaria (PHRPF) del área por la demanda del área (DEMAREA).

$$SALRPF_a^m (\$) = \sum_h (PHRPF_{a(h)}^h * DEMAREA_a^h)$$

siendo "h" los intervalos Spot del mes "m".

### 10. TRANSACCIONES DE REGULACION SECUNDARIA.

Las transacciones de RSF corresponden al aporte de reserva entregado en cada intervalo Spot. En consecuencia, se realizan con el despacho de generación vigente, y los datos de generación y reserva real.

#### 10.1. REMUNERACION POR APOORTE A LA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Para cada intervalo Spot "h", el OED debe calcular la reserva restante real disponible en la central o grupo de centrales asignadas a la RSF por el despacho de regulación secundaria vigente. La reserva de energía secundaria total a remunerar (RESRSF) está dada por la correspondiente a la Reserva Rotante para Regulación Secundaria (RRS) despachada salvo que la reserva restante real disponible sea menor en cuyo caso está dado por la reserva restante real disponible para RSF.

La reserva secundaria a remunerar (RSFCEN) en una central que participa en la RSF se calcula de acuerdo a su modo de participación.

\* Si del despacho resulta una única central asignada a la RSF, su reserva secundaria a remunerar es igual a la reserva secundaria total a remunerar (RESRSF).

\* Si un grupo de centrales hidroeléctricas resulta asignado al control conjunto de RSF, la reserva secundaria a remunerar en cada una de ellas se calcula repartiendo la reserva secundaria total a remunerar (RESRSF) proporcionalmente a la reserva restante real disponible para RSF en la central dentro de la reserva restante real disponible para RSF total del grupo de centrales.

\* A las centrales que no se les asigna el servicio de RSF, su reserva secundaria a remunerar es cero.

La remuneración por RSF de la central "c" asignada teniendo en cuenta su reserva secundaria a remunerar resulta:

$$RRSF_c^h = PRS^h * RSFCEN_c^h * FERSHP^h$$

donde:

\*  $RSFCEN_c^h$  = Reserva a remunerar aportada por la central para RSF.

\*  $PRS^h$  = Precio de la RSF que resulta del despacho de generación vigente.

\*  $FERSHP^h$  = máx (FERSH<sup>h</sup>, FERSHmin)

#### 10.2. SALDO DEL SERVICIO DE REGULACION SECUNDARIA

Los agentes consumidores del MEM deben pagar por el servicio de RSF.

Al finalizar cada mes "m" el OED debe calcular el monto total a pagar por RSF, denominado Saldo del Servicio de Regulación Secundaria (SALRSF), integrando la remuneración por intervalo Spot (RRSF) de todas los intervalos Spot del mes.

$$\text{SALRSF}^m (\$) = \sum_h \sum_{c(h)} (\text{RRSF}_{c(h)}^h)$$

siendo:

\* h: los intervalos Spot del mes “m”.

\* c(h): La central o las centrales que tienen asignado el servicio de RSF en el intervalo Spot “h”.

## 11. SUPERVISION DE LA CALIDAD DE LA FRECUENCIA

Es responsabilidad de los Generadores informar al OED cualquier cambio en su capacidad de regulación.

Por su parte, el OED debe realizar registros de frecuencia para monitorear que la calidad de la frecuencia es consistente con la reserva para regulación primaria disponible. En caso de detectar apartamientos, podrá auditar la respuesta de una máquina habilitada y disponible para regulación, solicitando que entregue la potencia máxima declarada, en el tiempo mínimo establecido para la máxima velocidad de toma de carga indicada en los datos entregados por el Generador y realizando las mediciones pertinentes.

Asimismo, el OED podrá emplear un algoritmo que permita detectar el bloqueo de la regulación de velocidad de unidades generadoras, utilizando para ello las mediciones en tiempo real con que cuenta y con mediciones en campo. De considerar que un Generador no responde a lo declarado, el OED podrá instalar registradores para verificar su respuesta.

## 12. PENALIZACIONES

El OED debe informar a la SECRETARIA DE ENERGIA y al resto de los Generadores del MEM el incumplimiento por parte de algún Generador de los compromisos de reserva para regulación primaria.

### 12.1. REGULACION PRIMARIA

En el caso que el OED detecte que una unidad generadora no cumple con su aporte comprometido a la RPF, debe considerar para el cálculo de su remuneración por energía que no aportó a la RPF durante todo el correspondiente mes, o sea como si hubiera sido despachada sin reserva para regulación primaria.

De detectar dentro de los siguientes SEIS (6) meses un nuevo incumplimiento a su compromiso de Regulación Primaria, el OED debe considerar para el cálculo de su remuneración por energía que no aportó a la RPF durante dicho mes y suspender la habilitación de la máquina para RPF por un período de SEIS (6) meses.

### 12.2. REGULACION SECUNDARIA

De verificar el OED que la central despachada para la RSF no cumple con el compromiso asumido, debe considerar para el cálculo de su remuneración que no aportó a la RSF durante todo el correspondiente mes y suspender su habilitación para participar en la RSF durante los siguientes TRES (3) meses.

De detectarse dentro de los siguientes SEIS (6) meses un nuevo incumplimiento a su compromiso de regulación, el OED debe considerar para el cálculo de su remuneración que no aportó a la RSF durante todo el correspondiente mes y suspender su habilitación para participar en la RSF durante los siguientes SEIS (6) meses.

## ANEXO XVI

### ANEXO 26: CALCULO DEL PRECIO LOCAL.

#### 1. RESTRICCIONES OPERATIVAS Y DE TRANSPORTE

Las restricciones de operación y Transporte pueden ser de dos tipos.

\* Restricciones Programadas.

\* Restricciones Forzadas.

##### 1.1. RESTRICCIONES PROGRAMADAS

En primer lugar, se encuentran las limitaciones definidas por las características propias del equipamiento existente, como puede ser la capacidad máxima de transmisión de una línea. Se denominan Restricciones Programadas y se caracterizan por haber sido incluidas y tenidas en cuenta en la programación y despacho del MEM. En ciertos períodos y para determinadas condiciones pasan a estar activas, o sea a afectar al despacho.

En general, en la operación diaria las restricciones programadas producen limitaciones en el despacho de potencia. Su efecto sobre el despacho de energía ya es tenido en cuenta en la programación a mediano y largo plazo.

La definición de las áreas desvinculadas del Mercado se hará en el despacho detectando cuándo se activa una restricción. Los apartamientos detectados entre el despacho real programado y el despacho ideal sin restricciones indicará cuándo y en qué períodos un área se desvincula del Mercado por activarse una restricción. Para el caso del Transporte, la restricción resultará activa cuando el despacho requiera superar algún límite de transferencia.

##### 1.2. RESTRICCIONES FORZADAS

El otro tipo de restricciones, denominadas Restricciones Forzadas, son limitaciones temporarias provocadas por una emergencia y/o falla que, al producir la indisponibilidad de parte del equipamiento existente, limitan al Sistema más allá de sus restricciones programadas. Provocan un apartamiento respecto a la operación y despacho programado. Se caracterizan, en general, por afectar el despacho continuamente hasta que se repare el inconveniente y se vuelva a las limitaciones programadas.

Las restricciones forzadas pueden a su vez clasificarse de dos tipos según su duración. Las Restricciones Forzadas Transitorias son aquellas fallas menores que requieren un tiempo para su reparación no mayor que DOCE (12) horas. En consecuencia, no tienen una permanencia que afecte significativamente los resultados del despacho respecto de lo programado.

Las Restricciones Forzadas Prolongadas, en cambio, tienen una permanencia mayor que DOCE (12) horas, pudiendo llegar a varios días.

Las restricciones forzadas pueden producir condiciones en que el óptimo se aparte significativamente de la operación programada sin esta restricción. En particular, de ser restricciones prolongadas pueden tener una permanencia en que, el mantenimiento de una limitación superior a la que fue prevista en la programación, provoque limitaciones al despacho de energía e incluso fuerce vertimiento en centrales hidroeléctricas.

## 2. MAQUINAS FORZADAS.

Los requerimientos operativos de Transporte o de calidad propios de un área, pueden forzar una máquina en servicio que no requiere el despacho óptimo sin restricciones, o sea con un costo superior al Precio de Nodo de la energía. Si el área se encuentra dentro de la correspondiente a un Prestador de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica, con exclusión del Sistema de Transporte en Alta Tensión, cuyos cargos por Capacidad de Transporte son abonados por los Distribuidores y Grandes Usuarios, se considerará que el área continúa vinculada al Mercado, o sea sin un precio local debido a la máquina forzada. El tratamiento de la máquina forzada se realizará de acuerdo a lo que establece el Anexo 14 de LOS PROCEDIMIENTOS.OED

## 3. DEFINICION DEL COSTO DEL AGUA.

La programación de la operación a corto, mediano y largo plazo del MEM tiene como objetivo operar los embalses hidroeléctricos de forma tal que en la operación el agua, dentro de lo posible, quede ubicar todo el agua que requiere el Mercado por restricciones ajenas a la central en sí misma. De este modo se minimiza el costo total de operación del MEM.

El valor del agua (VA) representa para el agua embalsada el costo futuro esperado de reemplazo, calculado en el Mercado, y permite definir en cada semana y cada día la energía óptima a despachar de cada central hidroeléctrica y por lo tanto el volumen a turbinar en cada embalse.

De estar activas restricciones relacionadas al embalse y/o requerimientos aguas abajo, un embalse podrá resultar despachado hasta un nivel cuyo valor del agua es mayor que el precio en el Mercado. Esto significa que está turbinando más agua de la que le requiere el Mercado, y que parte o toda su generación está forzada por restricciones hidráulicas ajenas al MEM.

Las restricciones que actúan sobre la operación de una central hidroeléctrica pueden tener el efecto opuesto. Al estar activas, podrá resultar el embalse despachado hasta un nivel superior al óptimo, en que el valor del agua es todavía inferior al precio en el Mercado. En este caso, la central estará entregando menos generación que la correspondiente al despacho óptimo, o sea que no se puede ubicar todo el agua que requiere el Mercado por restricciones ajenas a la central en sí misma, ya sea falta de capacidad de Transporte o restricciones a la erogación máxima admisible aguas abajo.

Para la definición del precio local de la energía en un área desvinculada, se define el costo del agua (CA) de una central hidroeléctrica con capacidad de embalse que se calcula en cada intervalo Spot de acuerdo a la condición en que se encuentra el embalse y las restricciones que están activas.

### 3.1. CENTRAL HIDROELECTRICA VINCULADA AL MERCADO

En una condición normal, para una central hidráulica vinculada al Mercado y sin restricciones activas, o sea que no está forzada por restricciones del embalse ni requerimientos aguas abajo, ni está limitada por capacidad de Transporte o restricciones aguas abajo, el costo del agua se define como:

\* el precio de nodo de la energía para o intervalo Spot si se trata de una central hidroeléctrica sin valor del agua (de pasada o modelada con valor del agua CERO (0));

\* para los restantes casos, el valor del agua para dicho intervalo Spot.

Si la central hidroeléctrica “c” se encuentra en un intervalo Spot “h” con generación limitada por restricciones aguas abajo, o sea que no puede entregar toda la energía que le requiere el despacho por restricciones ajenas al MEM en sí mismo, está reteniendo agua en el embalse que sería más conveniente generar para el despacho económico. Aunque disminuya el precio en el Mercado, la central será despachada con la misma energía en tanto que el precio no resulte inferior al valor del agua (VA). En este caso, se define que la central se encuentra en una condición limitada y el costo del agua está dado:

a) si le corresponde valor del agua, el correspondiente valor del agua;

b) para las centrales restantes (de pasada o modeladas con valor del agua CERO (0)), por el Precio de Mercado hasta el cual sería despachada con la misma energía, trasladado a su nodo a través del Factor de Nodo (FN).

Si el embalse no cuenta con capacidad libre para almacenar el agua o se encuentra con el embalse en un nivel con valor del agua CERO (0), el costo del agua está dado por el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica (COMH). Este valor se establece en 2 u\$/MWh. En este caso, la generación se considera forzada por falta de capacidad propia para embalsar el agua, ya sea por estar a cota máxima o porque las restricciones de caudal máximo (por ejemplo, por atenuación de crecidas) fuerzan mantener una reserva libre en el embalse. Se define que entonces se encuentra en condición de embalse lleno.

En un intervalo Spot “h”, se considera que la central se encuentra en una condición forzada si tiene capacidad libre de almacenamiento pero su generación está forzada por encima del óptimo por estar activa alguna restricción. Desde el punto de vista de capacidad propia, cuenta con el embalse necesario para almacenar el agua que no le requiere el MEM. Sin embargo, la central se ve forzada a erogar el agua (si no la generara, debería verterla) para cumplir los compromisos aguas abajo, por lo que se valoraría al costo medio de operación y mantenimiento. En esta condición, se define el costo del agua como:

\* el promedio entre el precio de nodo de la energía para dicho intervalo Spot y el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica, si se trata de una central de pasada o modelada como de valor del agua CERO (0);

\* el promedio entre el valor del agua y el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica, para las restantes centrales.

### 3.2. CENTRAL HIDROELECTRICA EN AREA DESVINCULADA

En tanto no surjan restricciones que afecten el despacho energético, la operación de los embalses irá respondiendo a los requerimientos del MEM. En consecuencia, salvo restricciones hidráulicas, el nivel en los mismos estará tendiendo al valor del agua correspondiente al Precio de Mercado vigente. Su costo del agua representará, en consecuencia, su condición frente al Mercado.

En el momento de surgir una restricción que limita la vinculación con el Mercado, la central queda en una área desvinculada donde la relación entre demanda y oferta puede ser distinta a la del Mercado. Su embalse podrá quedar en consecuencia desajustado, respondiendo su nivel a la señal del Mercado en vez de a los requerimientos locales.

En este caso, se define el costo del agua en cada embalse de acuerdo a la condición en que se encontraba en el momento de la desvinculación, el efecto sobre el embalse de la permanencia de la restricción, y el efecto sobre el despacho de las restricciones aguas abajo.

De contar la central hidroeléctrica “c” en el intervalo Spot “h” con capacidad libre de embalse y resultar sin restricciones activas de tipo hidráulico, la energía despachada responderá a los requerimientos del área. En este caso, se considerará que el embalse se encuentra en una condición normal y el costo del agua está dado por:

\* un Precio de Nodo Representativo ( $PNR_c$ ), si se trata de una central de pasada o modelada como valor del agua CERO (0);

\* el correspondiente valor del agua para las centrales restantes.

Si la central hidroeléctrica “c” se encuentra en el intervalo Spot “h” con generación limitada por requerimientos aguas abajo, o sea que las restricciones de caudal son mayores que la restricción del Transporte, se considerará en una condición limitada y el costo del agua estará dado:

\* el precio de nodo de la energía para o intervalo Spot si se trata de una central hidroeléctrica sin valor del agua (de pasada o modelada con valor del agua CERO (0));

\* para los restantes casos, el valor del agua para dicho intervalo Spot.

Si en el momento de la desvinculación el embalse se encuentra en condición de embalse lleno, el costo del agua está dado por el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica (COMH).

Para el caso de restricciones forzadas, si debido a la permanencia de la limitación, la menor generación requerida por el despacho a una central hidroeléctrica lleva a que, a pesar de contar con embalse libre para almacenamiento al producirse la desvinculación, dicha capacidad se completa y queda con embalse lleno, se considerará que la restricción es la que forzó llegar a una condición de riesgo de vertimiento. En este caso, el costo del agua se definirá suponiendo una condición forzada, o sea que el agua pasó a está forzada debido a la restricción de Transporte u operación por la emergencia, y se calculará como:

\* el promedio entre el precio de nodo representativo (PNR) y el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica, si se trata de una central de pasada o modelada como valor del agua CERO (0);

\* el promedio entre el valor del agua y el Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica, para las restantes centrales.

Para las centrales con capacidad libre de almacenamiento pero con generación forzada por restricciones aguas abajo, también se considera que se encuentran en una condición intermedia y el costo del agua se calcula con los valores promedios indicados en el párrafo anterior.

#### 4. RESTRICCIONES PROGRAMADAS

##### 4.1. DEFINICION DEL PRECIO DE NODO REPRESENTATIVO

En caso de restricciones programadas, para el cálculo del costo del agua en áreas desvinculadas se tomará como precio nodal representativo el precio de nodo en el intervalo Spot anterior a activarse la restricción. O sea que, si un área se desvincula en el intervalo Spot “h”, resulta para una central “c”:

$$PNR_c = PN^{h-1}_c$$

##### 4.2. PRECIO LOCAL

De resultar en la programación y/o en la operación real un área desvinculada del Mercado por resultar activa alguna restricción programada, el cálculo del Precio Local (PL) se calcula con la misma metodología que la definida para el cálculo del Precio de Mercado, que se indica en el Anexo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS, con las siguientes diferencias.

\* La potencia considerada en reserva se adecuará a los requerimientos de la demanda en el área desvinculada.

\* La potencia de las máquinas falla se define en correspondencia con la demanda en el área desvinculada.

\* Se incluyen las restricciones hidráulicas.

\* Para el cálculo del Costo Marginal Hidráulico se utiliza el Costo del Agua definido en vez del Valor del Agua.

#### 5. RESTRICCIONES FORZADAS POR CONTINGENCIA

La aparición en el Transporte de restricciones forzadas por contingencias puede generar limitaciones superiores a las programadas con una permanencia hasta la reparación de la falla, que tendrá un efecto sobre el despacho programado. En consecuencia, el cálculo de precios dentro del área debe tener en cuenta esta condición extraordinaria y el hecho que el despacho refleja un apartamiento respecto a la programación deseada, o sea la correspondiente a una condición de restricciones normales.

Las restricciones forzadas prolongadas pueden generar excedentes hidráulicos y/o dejar máquinas, que hubieran sido requeridas por el MEM de no haber surgido la limitación a la vinculación del área, sin generar durante uno o más días.

##### 5.1. DEFINICION DEL PRECIO DE NODO REPRESENTATIVO

En caso de restricciones forzadas, el Precio de Nodo Representativo (PNR) empleado para el cálculo del costo del agua es una evaluación del precio que tendría la energía producida en ese nodo de no haber existido la restricción forzada. Dentro de cada período, se definirá un Precio de Nodo Representativo (PNR) calculado como el precio de nodo promedio previsto sin la falla, tomado de la última programación realizada por el OED sin restricciones forzadas en el MEM.

Para el primer día en que surge la restricción, se tomarán como Precios de Nodo Representativos los precios de nodo previstos (PNPREV) para cada intervalo Mercado Spot en el despacho realizado para ese mismo día antes de producirse la restricción forzada. O sea que si la falla se produce el día “d1”, para todos los intervalo Spot posteriores al intervalo Spot de falla se utilizará el precio de nodo resultante del último despacho o redespacho diario realizado antes de producirse la falla. Para el intervalo Spot “h” del día “d1” resulta para la central “c”:

$$PNR^{h,d1}_c = PNPREV^{h,d1}_c$$

Con la programación semanal, el OED realiza el despacho previsto de la semana en estudio y de la semana subsiguiente, obteniendo una previsión de los precios medios esperados dentro de cada intervalo Spot y por banda horaria en cada día de dichas semanas.

Se denominará “z” a la última semana normal, o sea sin ninguna restricción forzada, que programó el OED para el MEM. De la última programación o reprogramación semanal realizada para esa semana, se tomarán los precios medios de nodo previstos. Para una banda horaria “b” (pico, valle o resto) en cada central “c” resulta:

$$PNR^{b,d}_c = PNP^{b,d}_c$$

O sea que dentro de cada período de los días de las primeras dos semanas con restricciones forzadas en el MEM, el Precio de Nodo Representativo refleja el costo representativo de lo que estaba previsto reemplazar en ese día. Por ejemplo, para los intervalo Spot del período de pico de un día sábado se utilizará el precio nodal promedio previsto antes de producirse la contingencia para el pico de ese sábado.

Para las semanas subsiguientes (z+2, z+3, etc.) de continuar habiendo restricciones forzadas, se tomarán los Precios de Mercado (PM) medios semanales previstos, como resultado del modelo de simulación de la operación del MEM para mediano y largo plazo, en la última programación semanal realizada sin restricciones forzadas, o sea en la semana “z”. Para definir el Precio de Nodo de cada banda horaria en cada día de estas semanas, se definirán porcentajes de participación característicos en base a lo registrado en las últimas semanas registradas en el MEM sin restricciones forzadas. De ello se obtendrá el factor de participación (FACPER) del Precio de Nodo medio de cada banda horaria de un tipo de día respecto del Precio de Nodo medio semanal (PNS).

$$FACPER^{b,d,s}_k = PNP^{b,d}_k / PNS$$

dónde  $PNP^{b,d}_k$  es el precio de nodo medio para la banda horaria “b” de los días tipo “d” registrado en las últimas cuatro semanas sin restricciones forzadas en el MEM.

Se tomará como precios de nodo representativos para cada banda horaria a los resultantes de aplicar los factores calculados a los Precios de Mercado (PM) semanales previstos. Para cada día “d” de una semana “s” (donde “s” es mayor o igual que “z+2”) en cada banda horaria “b” para la central “k” resulta:

$$PNR^{b,d,s}_k = PM^s * FACPER^{b,d,s}_k$$

De este modo se mantendrá la señal de precios entre distintos tipos de día y, dentro de cada día, entre distintas bandas horarias del día, en base al costo representativo de lo que estaba previsto reemplazar en la programación a mediano plazo, manteniendo la relación que se venía registrando entre los precios de nodo y el Precio de Mercado.

##### 5.2. PRECIO LOCAL

El despacho del área desvinculada se realiza teniendo en cuenta la restricción forzada y, en consecuencia, las máquinas que resulten despachadas responderán a la condición temporaria que tiene en cuenta los requerimientos del área desvinculada, que pueden no ser coincidentes con los del Mercado. Así, ante la desvinculación del área, puede surgir una situación de faltante en el Mercado, incluso con falla, y excedentes, incluso con vertimientos, en el área desvinculada, o viceversa.

El Precio Local se calcula con el despacho previsto utilizando la misma metodología que la definida para restricciones programadas en el punto 4.2. de este Anexo.

ANEXO XVII

#### ANEXO 30: IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA

##### 1. INTRODUCCION

Entre los agentes y Comercializadores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países se pueden realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica.

Para garantizar la transparencia de dichas operaciones se necesita establecer condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país.

- Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos.
- Acceso abierto a la capacidad remanente de Transporte.
- Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países.

Para llevar a cabo operaciones de importación y exportación es necesario que cada país identifique el o los organismos encargados de su administración y coordinación. En el MEM, dicho organismo es el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). A los efectos de este anexo, para los otros países se lo denomina Organismo Coordinador (OC).

Se pueden realizar dos tipos de operaciones de importación y exportación.

\* Intercambios firmes que se acuerdan entre partes, con una obligación de cumplimiento físico de una potencia a entregar en el nodo frontera con garantía de suministro. Esta modalidad de intercambio se concreta mediante un contrato de importación o exportación del Mercado a Término, del tipo Contrato de Potencia Firme.

\* Intercambios de Oportunidad, mediante transacciones en el Mercado Spot, interrumpibles.

El agente o Comercializador del MEM que lleva a cabo una operación de importación o exportación es el responsable por el pago de los cargos que resulten en el MEM para dicha operación, y es facturado por ello por el OED.

La importación es considerada generación que se adiciona al MEM, y debe pagar los cargos de Transporte que le correspondan.

La exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al MEM en la frontera y debe pagar los cargos de Transporte que le correspondan y el cargo mensual por Energía Adicional correspondiente a las pérdidas, como si se tratara de la demanda de un Gran Usuario. En particular la exportación deberá cumplir los requisitos de reserva instantánea (relés de alivio de carga) con las características que se establecen para los Grandes Usuarios en el Anexo 35 de LOS PROCEDIMIENTOS.

## 2. EMPRESAS QUE PUEDEN REALIZAR OPERACIONES DE IMPORTACION Y EXPORTACION.

Los agentes y Comercializadores del MEM pueden realizar operaciones de importación y/o exportación dentro de las siguientes condiciones.

\* Un agente Generador Independiente, Cogenerador o un Comercializador que comercializa centrales puede ser la parte vendedora de un contrato de exportación del Mercado a Término.

\* Un agente Generador Independiente, Cogenerador o un Comercializador que comercializa generación puede realizar operaciones de exportación Spot.

\* Un agente Distribuidor o Gran Usuario Mayor, o un Comercializador que comercializa demanda puede ser la parte compradora de un contrato de importación del Mercado a Término.

\* Un Comercializador puede realizar operaciones de importación Spot.

## 3. VINCULACION CON EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

### 3.1. TRANSPORTE DE INTERCONEXION INTERNACIONAL.

Las operaciones de importación y exportación se realizarán a través de Transporte de Interconexión Internacional, de acuerdo a lo definido en el capítulo 1 de LOS PROCEDIMIENTOS. Su función prioritaria es transportar los intercambios de energía eléctrica entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país.

### 3.2. VINCULACION DE LA IMPORTACION Y LA EXPORTACION

Para cada Transporte de Interconexión Internacional, el OED debe definir el nodo frontera en que se considera se ubica el intercambio con el otro país, que podrá ser un nodo físico o virtual.

De seleccionarse un punto de medición distinto del nodo frontera, la medición deberá referirse a éste, mediante un algoritmo aprobado por el OED.

Los intercambios de importación y exportación se consideran respectivamente oferta y demanda de otro país que pasa a incluirse dentro del MEM en los términos del presente anexo, con su punto de entrada y salida al Mercado coincidente con un nodo frontera.

### 3.3. VINCULACION DE UN AGENTE DEL MEM

Un agente que se conecte al MEM a través de un nodo ubicado en un Transporte de Interconexión Internacional debe tener en cuenta que en el despacho y la operación de su oferta o de su demanda la capacidad del vínculo quedará limitada al remanente no requerido por contratos de importación o exportación, salvo que acuerde un Contrato de Potencia Firme en cuyo caso recibirá el mismo tratamiento que:

- un contrato de exportación si es una demanda;
- un contrato de importación si es un Generador.

Toda referencia en el presente Anexo a los requisitos y la administración de un contrato de importación o exportación, salvo en lo que hace a requerimientos de permiso de importación o exportación, se aplican también a un Contrato de Potencia Firme de un agente del MEM conectado a un Transporte de Interconexión Internacional.

## 4. TIPOS DE OPERACIONES DE IMPORTACION Y EXPORTACION

Las operaciones de importación y exportación se diferencian en su plazo de vigencia.

Se pueden acordar intercambios firmes entre un agente o Comercializador del MEM y una empresa de otro país, de mediano y largo plazo, a través de contratos del Mercado a Término. Un contrato de importación o exportación representa por parte del vendedor un compromiso de contar con una capacidad de entrega en el nodo frontera durante todo el plazo de duración del contrato.

Se pueden realizar intercambios de oportunidad, en función de los excedentes y faltantes que surjan en cada país y sus precios. Una operación de importación Spot consiste en vender al Mercado Spot en un nodo frontera oferta excedente de otro país. Una operación de exportación Spot consiste en la venta de excedentes del MEM en el nodo frontera con otro país.

### 4.1. CONTRATOS DE IMPORTACION Y EXPORTACION

Un agente o Comercializador del MEM que quiera realizar contratos de exportación del Mercado a Término debe contar con un permiso de exportación de la SECRETARIA DE ENERGIA. Un agente consumidor o un Comercializador que quiera realizar contratos de importación del Mercado a Término con una Empresa Extranjera debe contar con un permiso de importación de la SECRETARIA DE ENERGIA asociado a generación identificada de dicha Empresa Extranjera.

La SECRETARIA DE ENERGIA no emitirá un permiso de exportación o importación o si el solicitante no cuenta con la capacidad de generación firme o la demanda pertinente, necesarias para respaldar la operación. En el proceso de decidir un permiso de exportación, se deberá evaluar su impacto en el consumo de gas en el mercado interno.

Un Generador o Cogenerador del MEM podrá requerir un permiso de exportación si cuenta con la potencia y energía necesarias para avalarlo, mientras que para un Comercializador del MEM su comercialización de generación deberá contar con la potencia necesaria para ello. En el caso de instalaciones a concretar, el permiso será condicional a la terminación de las obras. Un agente consumidor o Comercializador que quiera realizar contratos con una empresa extranjera podrá requerir un permiso de importación si la empresa, ya sea con generación de su propiedad o de su comercialización de generación, cuenta en su país con la potencia y energía necesaria para ello.

La exportación o importación autorizada deberá concretarse dentro de un plazo no superior a los DOCE (12) meses de otorgada la misma. La SECRETARIA DE ENERGIA otorgará un plazo mayor

cuando la operación requiera la construcción de transporte cuyo plazo de ejecución así lo justifique. Transcurrido el plazo indicado, perderá vigencia la autorización de la capacidad que no esté comprometida en contratos.

Los contratos serán de conocimiento público en lo que hace al precio, capacidad firme contratada e información necesaria para su administración.

#### 4.1.1. Características

Los contratos de importación y exportación deben realizarse bajo la modalidad de Contratos de Potencia Firme, en que se intercambia un producto firme (capacidad puesta a disposición) en un nodo frontera. La parte compradora puede requerir una curva de carga a entregar en dicho nodo, con una potencia por intervalo Spot menor o igual que la potencia contratada. La energía resultante de este contrato depende de las necesidades de abastecimiento que requiera y acuerde el comprador.

Los contratos son para la parte vendedora una obligación de cumplimiento físico en la frontera, o sea una obligación de potencia firme puesta a disposición por la parte vendedora en el nodo frontera, correspondiendo a un intercambio con garantía de suministro. El vendedor debe cubrir su contrato con energía y potencia proveniente de fuera del país al que pertenece el comprador. La potencia contratada es potencia firme para el país donde se ubica el agente comprador. Requiere disponer de la necesaria capacidad de generación y de Transporte para Contratos Firme en el nodo frontera.

Para cada mes de vigencia de un Contrato de Potencia Firme, el OED debe considerar como energía mensual representativa la correspondiente a multiplicar la potencia contratada para dicho mes por el número de horas del mes, salvo que en el contrato se indique:

\* una curva de carga comprometida para el mes, en cuyo caso la energía mensual representativa es la energía de dicha curva de carga, y las partes no podrán modificar dichos valores en la operación real más allá de una tolerancia de CINCO (5) % en la energía mensual;

\* un límite a la energía máxima mensual que se podrá requerir abastecer, en cuyo caso la energía mensual representativa es la energía máxima definida, y las partes no podrán requerir en la operación real una energía mensual que supere el valor informado en más de una tolerancia definida del CINCO (5) %.

El OED debe definir la energía mensual máxima requerible por un contrato de importación o exportación como su energía mensual representativa.

A su vez, el OED debe considerar como potencia máxima mensual representativa a la potencia contratada máxima para cada mes.

Para el MEM, se considera que la transacción es en el nodo frontera identificado, y se debe informar los precios representativos del contrato en ese punto.

Un contrato de exportación no significa prioridad de despacho de la potencia del vendedor sino una demanda adicional que se agrega al MEM para ser cubierta por despacho. Una máquina comprometida en un contrato de exportación interviene en el despacho del MEM y solamente genera en la medida que resulte despachada por el OED. El agente o Comercializador que es la parte vendedora cubrirá los requerimientos de abastecimiento de energía asociados a dicho contrato con generación propia de resultar despachado con suficiente potencia para cubrir todos sus compromisos vendidos por contratos, o con compras en el Mercado Spot de resultar del despacho un faltante para cubrir todos sus contratos y existir el excedente necesario.

En vista que el contrato de exportación significa un compromiso de capacidad firme para garantizar el abastecimiento de demanda ubicada en otro país, el exportador no puede vender la potencia contratada dentro del MEM pero sí la energía de oportunidad que resulte despachada y producida por dicha potencia cuando el contrato no la convoque y el exportador resulte con excedente disponible para el MEM. De resultar un agente o Comercializador con contratos de exportación generando en un intervalo Spot, el OED debe considerar como potencia operable para el MEM a la potencia operable total que resulte menos la suma de la potencia contratada para el mes en sus contratos de exportación, salvo que esta resta resulte negativa en cuyo caso debe considerarla cero. Se entiende por potencia contratada a la potencia comprometida en el contrato, aún cuando la potencia requerida en ese intervalo Spot por el contrato sea menor. No se puede participar en concursos de reserva de corto plazo del MEM con máquinas paradas, de acuerdo a lo que establece el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, la potencia que esté comprometida en contratos de exportación. Esta potencia tampoco participa en la conformación de la potencia contingente del MEM.

Un contrato de importación corresponde a producción adicional, proveniente de generación que no pertenece al MEM, que resulta con un despacho obligado en el nodo frontera igual a la curva de carga requerida por el contrato, salvo restricciones operativas y/o de seguridad del MEM que la limiten. Para la demanda abastecida por dicho contrato, se considera que desaparece durante la vigencia del contrato el requerimiento de contar para su abastecimiento con potencia contingente instalada dentro del MEM, salvo que requiere respaldo para dicho contrato de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS. Un Gran Usuario Interrumpible sólo puede acordar un contrato de importación para el cubrimiento firme de la parte de su demanda que es no interrumpible.

#### 4.1.2. REQUISITOS

Los contratos son pactados libremente entre las partes, pero para su autorización como contratos del Mercado a Término deben ajustarse a la regulación vigente en el MEM, y contar con una operación de importación o exportación autorizada por la Secretaría de Energía por una capacidad mayor o igual que la potencia comprometida en el contrato.

Para su administración en el MEM, los contratos deben identificar:

- \* las partes;
- \* el plazo de vigencia;
- \* el nodo frontera donde para los efectos del MEM se acuerda el suministro;
- \* el Transporte de Interconexión Internacional a utilizar y la disponibilidad de capacidad de Transporte para Contratos Firmes;
- \* la potencia firme contratada en el nodo frontera y su variación, de existir, en el tiempo;
- \* la identificación de las máquinas y/o centrales comprometidas para su cubrimiento;
- \* el precio (\$/MW) de la potencia firme comprometida;
- \* los compromisos, de existir, de energía asociada;
- \* el precio de la energía.

Adicionalmente y de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS, la parte local debe informar al OED la potencia del contrato que requiere respaldo del MEM. De no informar dicho requerimiento, el OED debe suponer que no requiere respaldo del MEM.

Para todo contrato que no requiere respaldo del MEM, el agente que es la parte local del contrato debe informar al OED el tiempo en que compromete retirar su compra Spot y que no podrá ser mayor que UNA (1) hora, de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

## 4.2. OPERACIONES DE IMPORTACION Y EXPORTACION EN EL MERCADO SPOT

### 4.2.1. GENERALIDADES

Las operaciones de importación y exportación Spot requieren para su implementación la coordinación de la operatoria entre el OED y los Organismos Coordinadores (OC) de otros países así como compatibilidad en los plazos para la presentación de ofertas y su aceptación.

En el MEM, para la aceptación de operaciones Spot de importación y exportación se deben cumplir las normas que se establecen en el presente anexo, resultando de ello implícita la autorización por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA de la operación de importación o exportación involucrada.

### 4.2.2. CARACTERISTICAS Y REQUISITOS

Las operaciones de importación y exportación Spot corresponden a intercambios por uno o más intervalos Spot de excedentes de energía, entendiéndose como tal:

\* para generación hidráulica, energía de vertimiento, o sea energía que resultaría vertida en el despacho diario si no se concreta la exportación Spot;

\* para generación térmica, la potencia que no es requerida ni para generar ni como reserva y es declarada como excedente exportable en el despacho.

En la importación y exportación Spot se compran y venden excedentes de ocasión. Se limita a una transacción de energía excedente, y no existe transacción de potencia.

Dentro del MEM, el OED sólo puede autorizar una operación Spot de importación o exportación si cumple las normas establecidas en el presente anexo y existe la capacidad remanente de Transporte:

\* como capacidad libre en el Transporte de Interconexión Internacional correspondiente al nodo frontera;

\* como capacidad libre en la red de Transporte del MEM sin producir la saturación de algún vínculo de Transporte.

Al realizar el predespacho diario, el OED debe determinar la capacidad en cada nodo frontera prevista a utilizar por los contratos de importación y exportación u otro tipo de compromiso que responda a acuerdos bilaterales entre países y que tengan prioridad. De resultar capacidad libre, el OED debe habilitar operaciones Spot de exportación y/o importación según corresponda, utilizando la capacidad remanente en el nodo frontera de acuerdo a las normas establecidas en el presente anexo. Dentro del SADI, se considera que existe capacidad remanente para una operación Spot de importación o exportación si se puede realizar sin producir saturación de ningún vínculo de Transporte.

Una operación de importación Spot no puede producir un desplazamiento del despacho de máquinas del MEM que lleve a una condición de faltante en las reservas de corto plazo definidas en el Anexo 36 DE LOS PROCEDIMIENTOS.

La operación de exportación Spot es interrumpible por el OED de surgir una condición que pueda poner en riesgo del abastecimiento de la demanda en el MEM o la calidad del servicio (incluyendo faltantes de reserva de corto plazo), en particular que resulte necesario utilizar los excedentes que se estaban exportando Spot.

Las operaciones Spot de importación son intercambios interrumpibles por el correspondiente Organismo Coordinador (OC) del país vendedor ante una emergencia que provoque riesgo en el abastecimiento de la demanda propia de dicho país o calidad del servicio.

## 5. ASPECTOS DE ORGANIZACION

### 5.1. CONTRATOS DE IMPORTACION

#### 5.1.1. Generalidades

Un contrato de importación es considerado como una oferta que se adiciona al MEM, denominada máquina contrato importación, ubicada en el nodo frontera.

El contrato de importación establece un compromiso de entrega en un nodo frontera, a ser cubierto con generación que no pertenece al MEM. La potencia contratada aporta al cubrimiento de la garantía de suministro de demanda contratada ubicada en el MEM.

Un contrato de importación recibe el siguiente tratamiento en el MEM.

a) Durante la vigencia de un contrato de importación, la potencia contratada se considera el valor tope que podrá requerir como importación la parte compradora.

b) Cada día la curva de carga comprometida en el nodo frontera se considera como el valor a entregar en cada intervalo Spot por el contrato y es programada en el despacho como importación con el objeto de cubrir demanda del correspondiente comprador, no aceptándose en la programación y despacho la condición de sobrecontrato para importaciones. De resultar para un intervalo Spot la demanda prevista del comprador menor que la potencia total prevista entregar por sus contratos de importación, el OED debe limitar la importación total contratada hasta su demanda prevista, o sea a un valor inferior a las curvas de carga de importación solicitadas.

Sólo para el caso de déficit en el MEM el comprador podrá incluir además el nivel de pérdidas correspondientes, evaluadas hasta el nodo frontera, para garantizar toda la generación requerida para abastecer la demanda contratada.

c) Las restricciones que afectan el despacho del MEM como resultado de requerimientos operativos de calidad y seguridad y de capacidad de Transporte pueden limitar el cumplimiento físico de la importación requerida por el contrato.

d) La curva de carga resultante del despacho, o sea la curva de carga requerida por el comprador menos las limitaciones aplicadas, se denomina curva de carga despachada para el contrato en el nodo frontera y se considerará la curva de carga representativa del contrato. El OED debe informar al agente o Comercializador involucrado la justificación de las limitaciones realizadas.

e) La curva de carga despachada en el nodo frontera se debe cumplir con generación detrás de la frontera, dentro de una banda definida por el Porcentaje de Tolerancia para Intercambios Internacionales. Dicho porcentaje se define en el CINCO (5%).

#### 5.1.2. Programación Estacional

Para la Programación Estacional, el OED debe modelar el contrato de importación como una oferta adicional en el nodo frontera, con una generación forzada prevista teniendo en cuenta:

\* los compromisos de tomar energía obligada y curvas de carga comprometidas que estén indicados en el contrato;

\* la energía mensual máxima requerible, de estar definida en el contrato;

\* y la información que suministre el agente o Comercializador del MEM como curva de carga prevista requerir.

#### 5.1.3. Programación semanal

Para la programación semanal, el agente o Comercializador del MEM que es la parte compradora del contrato debe informar al OED la curva de carga prevista tomar en el nodo frontera correspondiente a cada contrato importación, para los distintos tipo de días de la semana. De no suministrar información, el OED debe considerar que no están previstos intercambios.

El OED debe verificar que la energía semanal requerida por un contrato más la energía ya importada por dicho contrato en lo que va del mes no resulte mayor que la energía mensual máxima requerible más la tolerancia definida, tal como se indica en el punto 4.1.1. de este Anexo. De superar dicho tope, el OED debe reducir la energía semanal requerida por el contrato al valor restante para alcanzar la energía mensual máxima requerible incrementada en la tolerancia definida. Esta reducción la debe repartir proporcionalmente entre las curvas de carga requeridas por el contrato para dicha semana, salvo que el agente o Comercializador comprador le requiera un criterio de distribución distinto.

Estas cargas son programadas como generación obligada en las correspondientes máquinas contrato importación modelada en el nodo frontera, salvo que:

\* la demanda prevista para el agente comprador sea menor que la suma de la potencia prevista entregar por cada uno de sus contratos de importación, en cuyo caso la importación total de sus contratos se limitará a la demanda prevista y se repartirá la reducción proporcionalmente entre todos sus contratos de importación salvo que el comprador haya informado previamente un criterio distinto de asignación;

\* existan restricciones operativas de calidad y seguridad o de Transporte que impidan importarla en el nodo, en que las limitaciones a aplicar se harán de acuerdo a lo indicado en el punto 6.3.5 de este Anexo.

#### 5.1.4. Despacho Diario

Para el despacho diario, el agente o Comercializador del MEM debe informar al OED para cada uno de sus contratos de importación los ajustes a la curva de carga en el nodo frontera prevista para ese día en la Programación Semanal. De no suministrar información, el OED debe considerar que se mantienen los valores previstos en la Programación Semanal.

Se denomina apartamiento semanal de un contrato de importación a la diferencia entre la energía semanal prevista tomar en la Programación Semanal, y la energía semanal correspondiente a la suma de la energía prevista tomar cada día de la semana de acuerdo a los datos suministrados por el agente o Comercializador del MEM para el despacho diario. No se incluyen en este apartamiento las modificaciones a las curvas de carga realizadas por o a requerimiento del OED o del Organismo Coordinador del otro país. El apartamiento semanal de un contrato de importación no puede diferir en más de un DIEZ (10) % de la energía semanal prevista en la Programación semanal, salvo emergencias debidamente justificadas.

Si el ajuste requerido en el despacho diario significa una energía a importar por el contrato tal que el apartamiento semanal acumulado es superior al DIEZ (10) % el OED debe limitar la importación para no superar este apartamiento tope, salvo que el agente o Comercializador informe una emergencia que justifique superar dicho apartamiento. De aplicar una reducción en la energía a importar por el contrato, el OED debe repartirla proporcionalmente entre la carga de los intervalos Spot del día, salvo que el agente o Comercializador le informe previamente un criterio de distribución distinto.

Las curvas de carga son modeladas como generación obligada en cada máquina contrato importación en el nodo frontera. Dicha máquina es despachada cada intervalo Spot con la carga requerida salvo que:

\* la demanda prevista del agente o Comercializador comprador sea menor que la suma de la potencia a entregar por sus contratos de importación, en cuyo caso se limitará la importación total a la demanda y se repartirá la reducción proporcionalmente entre todos sus contratos de importación, salvo que el comprador haya informado previamente otro criterio para la asignación de la reducción;

\* existan restricciones operativas de calidad y seguridad o de Transporte que no permitan tomar toda la potencia a importar en el nodo frontera, en que las limitaciones a aplicar se harán de acuerdo a lo indicado en el punto 6.3.5 de este Anexo.

#### 5.1.5. Condición de vertimiento en el MEM

En caso de presentarse excedentes hidráulicos en el MEM que resultarían vertidos pero podrían ser generados reemplazando parte o toda la energía importada por contratos, el OED debe informar a los agentes y Comercializadores que cuenten con contratos de importación los excedentes hidráulicos existentes y los precios Spot previstos, y solicitar que analicen la posibilidad de reducir su importación.

En este caso, las partes dentro de un contrato de importación podrán llegar a un acuerdo, y el agente o Comercializador del MEM podrá ofertar al OED una reducción en su curva de carga en el nodo frontera asociado al contrato, en respuesta a su requerimiento de minimizar vertimientos. El OED debe tomar las reducciones ofertadas salvo que el total supere la generación requerida para eliminar el vertimiento, en cuyo caso debe limitar la reducción al mínimo necesario para que no existan vertidos y repartirla entre todos los contratos que ofertaron reducir, proporcionalmente a la reducción ofertada por cada uno de ellos.

## 5.2. IMPORTACIONES SPOT

Los Comercializadores pueden realizar operaciones Spot de importación ofertando vender energía excedente de otro país en el Mercado Spot, con un precio en la frontera. La aceptación de una importación Spot se basa en criterios económicos de despacho. Dichos criterios están definidos por la SECRETARIA DE ENERGIA a través de los procedimientos que define en este anexo y en LOS PROCEDIMIENTOS, y el modelo de despacho que autoriza para el MEM. El OED debe aplicar la normativa y los modelos vigentes para determinar si corresponde o no la aceptación de la oferta de importación Spot.

Una importación Spot en un nodo frontera es un intercambio interrumpible por el correspondiente Organismo Coordinador (OC) del país exportador en caso de surgir inconvenientes en el abastecimiento de dicho país que requieran el uso de la potencia exportada para garantizar el cubrimiento adecuado de su demanda. El Organismo Coordinador (OC) debe notificar al OED cada vez que se presente esta condición, indicando el o los motivos que la originan. El OED debe coordinar con el Organismo Coordinador (OC) del país vendedor el retiro de la importación dentro del menor plazo posible.

#### 5.2.1. Capacidad Remanente

Al realizar el predespacho, el OED debe determinar la capacidad remanente en cada nodo frontera que puede ser utilizada para importación Spot, dentro de los plazos y con los procedimientos que se establecen en el presente anexo.

El OED no puede autorizar una operación de importación Spot si produce la saturación de un vínculo de la red de Transporte del MEM o no existe la suficiente capacidad libre en el nodo frontera.

#### 5.2.2. Ofertas de importación Spot

Un Comercializador que desee participar en operaciones de importación Spot en el MEM debe realizar su oferta de acuerdo a los plazos y procedimientos que se establecen en el presente anexo.

Dentro de los mismos plazos que los Generadores térmicos del MEM realizan su declaración de Costo Variable de Producción, el Comercializador debe informar al OED el precio requerido para sus ofertas de importación Spot durante el período, denominado Oferta Declarada de Precio de Importación. Puede realizar una oferta por nodo frontera. Se considera que el precio declarado incluye el peaje del Transporte de Interconexión Internacional. Cada oferta debe incluir la siguiente información.

##### a) Identificación del nodo frontera.

b) El precio ofertado de importación para excedentes térmicos, pudiendo discriminar distinto precio para cada mes del período y por bandas de potencia (por ejemplo un precio hasta CIEN (100) MW, otro precio para más de CIEN (100) MW y hasta TRESCIENTOS (300 MW), etc.).

c) El precio ofertado de importación para excedentes hidroeléctricos, pudiendo discriminar distinto precio para cada mes del período y por bandas de energía (por ejemplo un precio hasta MIL (1000) MWh, otro precio para más de MIL (1000) MWh y hasta DOS MIL (2000) MWh, etc.).

Dentro de los plazos establecidos en el presente anexo para el envío de ofertas de importación Spot para el despacho diario, el Comercializador debe informar al OED su oferta diaria de excedente de potencia y/o energía disponible para cada Oferta Declarada de Precio de Importación realizada. De no recibir dentro de los plazos establecidos oferta de disponibilidad para una Oferta Declarada de Precio de Importación de un Comercializador, el OED debe considerar que no existe excedente ofertado para dicho precio. No se pueden realizar ofertas de excedentes si no se realizó previamente dentro de los plazos establecidos la correspondiente Oferta Declarada de Precio de Importación.

El OED, de prever déficit y/o una situación comprometida en el abastecimiento y/o falta de reserva de corto plazo, debe informar a los Comercializadores el faltante probable.

A lo largo de un día, ante condiciones imprevistas que provoquen riesgo de déficit y/o falta de reserva de corto plazo, antes de realizar el redespacho el OED debe habilitar la presentación de nuevas ofertas de energía y potencia para importación Spot para cada Oferta Declarada de Precio de Importación por parte de los Comercializadores.

#### 5.2.3. Despacho de las Ofertas de importación Spot

El OED debe incorporar cada oferta de importación Spot de un Comercializador como una máquina adicional, denominada máquina importación Spot, con un costo variable igual al precio requerido en el nodo frontera, y una potencia y energía máxima coincidente con la ofertada.

La importación Spot ofertada compite con la oferta de los Generadores del MEM y es aceptada en la medida que resulte generando en el despacho económico del MEM, dentro de las limitaciones que imponen los requerimientos de seguridad y calidad preestablecidas, las restricciones operativas, y los límites de capacidad de Transporte existentes. Como restricción propia, no puede provocar saturación de un vínculo de Transporte en el MEM.

Las reservas de corto plazo del MEM no se pueden asignar en importaciones Spot. La importación Spot no puede producir faltantes de reservas de corto plazo por desplazar del despacho máquinas del MEM necesarias para mantener la correspondiente reserva de corto plazo requerida.

La energía Spot importada en un nodo frontera es remunerada al precio ofertado. Al finalizar cada mes, el OED debe totalizar las diferencias que surgen por las importaciones Spot entre su remuneración al precio ofertado y su valorización al precio de nodo de la energía en el nodo frontera. El monto resultante será acumulado en el Fondo de Calidad de Servicio. La SECRETARIA DE ENERGIA reglamentará el Servicio de Control y Calidad del MEM y el uso y asignación del Fondo de Calidad de Servicio.

### 5.3. CONTRATOS DE EXPORTACION

#### 5.3.1. Generalidades

Un contrato de exportación es considerado como una demanda adicional del MEM, denominada demanda contrato exportación, ubicada en el nodo frontera.

El contrato establece un compromiso de entrega en un nodo frontera, a ser cubierto con generación dentro del MEM. La garantía del cumplimiento del contrato está dada por la capacidad de generación del Generador o Comercializador vendedor, si bien cuenta con el respaldo de la generación en el MEM para cubrir el contrato con compras en el Mercado Spot en la medida que exista el excedente necesario. No podrá realizar una compra en el Mercado Spot para exportar si dicha compra produce déficit en el MEM, salvo que haya requerido exportar con respaldo de acuerdo a lo que establece el Anexo 38 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso que, por falta de disponibilidad propia del vendedor y falta de oferta en el Mercado Spot, el vendedor no pueda abastecer toda la exportación comprometida, el OED debe repartir el faltante como una restricción a la potencia y energía a entregar a cada uno de sus contratos de exportación proporcionalmente a la entrega comprometida en el contrato dentro de la exportación total comprometida por el vendedor, salvo que el vendedor haya informado previamente aplicar un criterio de distribución distinto.

Para la coordinación de la programación, el despacho del MEM y la operación física de la interconexión, el agente o Comercializador del MEM que es la parte vendedora del contrato, debe informar al OED las curvas de carga correspondientes al requerimiento de energía asociado al contrato.

#### 5.3.2. Programación Estacional

Para la Programación Estacional el OED debe modelar el contrato de exportación como una demanda adicional en el nodo frontera, prevista teniendo en cuenta:

\* los compromisos de tomar energía obligada y curvas de carga comprometidas indicados en el contrato;

\* la energía mensual máxima requerible correspondiente al contrato;

\* la información suministrada por el agente o Comercializador del MEM vendedor respecto de las curvas de carga previstas entregar.

#### 5.3.3. Programación Semanal

Para la programación semanal, el agente o Comercializador del MEM que es la parte vendedora del contrato debe informar al OED la curva de carga prevista entregar en el nodo frontera, correspondiente al abastecimiento asociado al contrato para los distintos días de la semana. De no suministrar información, el OED debe suponer que no está previsto ningún intercambio.

El OED debe verificar que la energía semanal requerida por un contrato más la energía ya exportada por dicho contrato en lo que va del mes no resulte mayor que la energía mensual máxima requerible más la tolerancia definida, tal como se indica en el punto 4.1.1. de este Anexo. De superar dicho tope, el OED debe reducir la energía semanal requerida al valor restante para alcanzar la energía mensual máxima requerible incrementada en la tolerancia definida. Esta reducción la debe repartir proporcionalmente entre las curvas de carga requeridas por el contrato para dicha semana, salvo que el Generador o Comercializador vendedor le haya informado previamente un criterio de distribución distinto.

La curva de carga es asignada a la demanda contrato exportación y se despacha en el MEM, pudiendo resultar el vendedor realizando compras de oportunidad en el Mercado Spot para cubrir su contrato. La curva de carga resulta como programada semanalmente a abastecer salvo que:

\* esté previsto una condición de déficit y el agente exportador no cuente con la disponibilidad propia para cubrir el compromiso contratado, en que se preverán limitaciones de acuerdo a dicha capacidad disponible;

\* existan restricciones operativas de calidad, seguridad o de Transporte que no permitan entregar la potencia requerida, en que se limitará al máximo posible.

#### 5.3.4. Despacho Diario

Para el despacho diario, el Generador o Comercializador del MEM debe informar al OED para cada uno de sus contratos de exportación los ajustes a la curva de carga en el nodo frontera prevista para ese día en la Programación Semanal. De no suministrar información, el OED debe considerar que se mantienen los valores previstos en la Programación Semanal.

Se denomina apartamiento semanal de un contrato de exportación a la diferencia entre la energía semanal prevista entregar en la Programación Semanal, y la energía semanal correspondiente a la suma de la energía prevista entregar cada día de la semana de acuerdo a los datos suministrados para el despacho diario. No se incluyen las modificaciones a las curvas de carga informadas realizadas por o a requerimiento del OED o del Organismo Coordinador del otro país. El apartamiento no puede diferir en más de un DIEZ (10) % de la energía semanal prevista en la Programación semanal, salvo emergencias debidamente justificadas.

Si el ajuste requerido en el despacho diario significa una energía a exportar por el contrato tal que el apartamiento semanal acumulado es superior al DIEZ (10) %, indicado el OED debe limitar la exportación para no superar el apartamiento tope, salvo que el agente o Comercializador informe un emergencia que lo justifique. De resultar una reducción de la energía diaria a exportar, el OED debe repartirla proporcionalmente a la carga requerida para cada intervalo Spot del día, salvo que el agente o Comercializador le informe previamente un criterio de distribución distinto.

En caso de déficit, el agente o Comercializador exportador verá afectado el cumplimiento de sus contratos de exportación si no cuenta con disponibilidad propia para abastecer sus compromisos contratados. El impacto de la restricción a sus contratos dependerá de si compra o no respaldo del MEM. El cumplimiento también podrá ser afectado si existen restricciones que no permitan llevar toda la potencia requerida hasta el Transporte de Interconexión Internacional y el nodo frontera.

La curva de carga de los contratos son modeladas en la correspondiente demanda contrato exportación en el nodo frontera, y cada intervalo Spot es abastecida la carga requerida salvo que:

\* esté previsto una condición de déficit y el Generador o Comercializador exportador no cuente con la disponibilidad comprometida para cubrir sus compromisos contratados;

\* existan restricciones operativas de calidad, seguridad o de Transporte que no permitan entregar toda la potencia requerida a exportar en un nodo frontera, en cuyo caso se limitará de acuerdo a lo indicado en el punto 6.3.5. del presente Anexo.

#### 5.3.5. Condición de Deficit en el MEM

En caso de prever inconvenientes en el cubrimiento de la demanda del MEM, el OED debe informar el déficit previsto a cada agente y a cada Comercializador del MEM que cuente con contratos de exportación, y solicitar que analicen la posibilidad de reducir su exportación.

En este caso, las partes dentro del contrato podrán llegar a un acuerdo, y el agente o Comercializador del MEM ofertar al OED una reducción en su curva de carga en el nodo frontera asociada al contrato, en respuesta al requerimiento de reducir el déficit en el MEM. El OED debe tomar las reducciones ofertadas salvo que el total sea mayor que la energía requerida para eliminar el déficit, en cuyo caso debe limitar la reducción total ofertada al mínimo necesario para evitar el déficit, y repartirla proporcionalmente a la reducción ofertada por cada contrato.

### 5.4. EXPORTACIONES EN EL MERCADO SPOT

Las exportaciones Spot son un intercambio interrumpible por el OED en caso de surgir condiciones que comprometan el abastecimiento del MEM y requieran el uso de la energía y potencia excedente exportada. En este caso, el OED debe informar a cada Generador y Comercializador que esté realizando una exportación Spot la suspensión de la misma. A su vez, debe informar a el o los correspondientes Organismos Coordinadores (OC) el retiro de la exportación y el motivo que lo justifica, y coordinar su suspensión en el menor plazo posible.

#### 5.4.1. Capacidad Remanente

Al realizar el despacho, el OED debe determinar la capacidad remanente en cada nodo frontera que puede ser utilizada para exportación Spot, dentro de los plazos y con los procedimientos que se establecen en el presente anexo.

El OED no puede autorizar una operación de exportación Spot si produce la saturación de un vínculo de la red de Transporte del MEM o no existe la suficiente capacidad libre en el nodo frontera.

#### 5.4.2. Excedente Exportable

Al realizar el predespacho, el OED debe determinar, dentro de los plazos y con los procedimientos que se establecen en el presente anexo, el excedente exportable, total en el MEM y en cada nodo frontera.

#### 5.4.3. Ofertas de exportación Spot

Las ofertas físicas de exportación Spot (potencia y/o energía) son realizadas diariamente por Generadores y Comercializadores, limitadas físicamente por:

- a) el tope calculado por el OED como excedente exportable;
- b) la capacidad remanente sin producir saturación de algún vínculo de Transporte existente en el MEM;
- c) la capacidad remanente en los nodos frontera.

Cada Generador o Comercializador que acuerde una exportación Spot prevista en un nodo frontera debe informar al OED de acuerdo a los plazos y procedimientos establecidos en el presente anexo. El OED debe programar la exportación Spot como una demanda adicional en el nodo frontera, denominada demanda exportación Spot, a incluir en el despacho con abastecimiento interrumpible en caso de producir déficit en el MEM o saturación de Transporte. El MEM resultará con una generación adicional para abastecer la exportación Spot.

A lo largo de un día, un Organismo Coordinador (OC) puede informar al OED una condición de emergencia o imprevistos que comprometa el abastecimiento de su demanda y/o la calidad del servicio. En este caso, el OED debe transmitir el requerimiento a los Generadores y Comercializadores informando la potencia y energía exportable y la capacidad remanente en los nodos frontera, para que realicen nuevas ofertas de exportación Spot. El OED debe realizar un redespacho incluyendo las nuevas exportaciones Spot previstas aceptadas por el otro país.

Una vez acordada una exportación Spot, el OED debe considerarla como un compromiso del vendedor, como si correspondiera a un contrato interrumpible de exportación, y asignarle un trato similar al de un contrato en lo que hace a la compra de faltantes para su cubrimiento en el Mercado Spot.

## 6. COORDINACION DE LA IMPORTACION Y LA EXPORTACION

### 6.1. ORGANISMO COORDINADOR.

Para realizar operaciones de importación y exportación con el MEM, cada país debe definir en cada interconexión el Organismo Coordinador (OC) encargado en dicha interconexión de:

\* canalizar y coordinar las ofertas de importación Spot y los acuerdos de exportación Spot, para incluirlas en el despacho;

\* la administración de los contratos de importación y exportación, en lo que hace a contar con la información necesaria para incluirlas en la programación y el despacho;

\* la coordinación de los intercambios físicos en la interconexión internacional.

Cada país podrá definir uno o más Organismos Coordinadores. De ser varios, deberá identificar cuál coordina cada interconexión internacionales, no pudiendo existir más de un Organismo Coordinador para una misma interconexión internacional.

Los Organismos Coordinadores y el OED deben contar con los sistemas de medición y enlaces de comunicación necesarios para realizar su tarea de administración de los intercambios y coordinación de la interconexión. El OED y los Organismos Coordinadores intercambiarán en tiempo real toda la información requerida para el seguimiento de las transacciones comerciales y coordinación de los intercambios físicos, y para mantener la operación dentro de los márgenes de seguridad pretendida.

El OED debe coordinar con el correspondiente Organismo Coordinador (OC) el programa de intercambio físico que resulta en una interconexión internacional. En la operación en tiempo real se debe mantener el nodo frontera dentro de los valores programados, como si fuera una máquina con un programa de carga a cumplir, salvo emergencias debidamente justificada en que el OED y el Organismo Coordinador podrán acordar una operación transitoria distinta pero debiendo volver al valor programado lo antes posible.

## 6.2.CONTRATOS DE IMPORTACION Y EXPORTACION

### 6.2.1. Autorización

Para ser autorizado un contrato de importación o exportación como perteneciente al Mercado a Término, el agente o Comercializador del MEM debe enviar al OED dentro de los plazos establecidos para la autorización de contratos del Mercado a Término la información básica del contrato requerida para su administración.

El OED debe verificar:

a) que se cumplen las restricciones a la máxima generación contratada de tratarse de un contrato de exportación de un Generador o Comercializador del MEM, o a la máxima demanda contratada de tratarse de un contrato de importación de un Distribuidor o un Gran Usuario o un Comercializador;

b) que cuente con una operación de importación o exportación autorizada por la SECRETARIA DE ENERGIA.

De cumplir todos los requerimientos previstos en este anexo, el OED le adjudicará una autorización condicional a la presentación de la documentación demostrando que cuenta con la capacidad necesaria de Transporte para Contratos Firmes en el nodo frontera por la potencia comprometida.

El contrato entrará en vigencia en los mismos plazos que los establecidos para Contratos de Abastecimientos del Mercado a Término, debiendo cumplir con los requisitos pendientes en su autorización condicional con la anticipación establecida en la reglamentación para contratos del Mercado a Término.

El OED debe incluir en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral un listado de todos los contratos de importación y exportación vigentes, indicando potencias contratadas con sus precios en el nodo frontera para conocimiento de los agentes y Comercializadores.

### 6.2.2. Modificaciones y rescisión

Durante la vigencia del contrato, el agente o Comercializador del MEM debe informar al OED dentro de los plazos establecidos en LOS PROCEDIMIENTOS para contratos del Mercado a Término cualquier cambio en los contratos que modifique la información suministrada. De incluir dichos cambios incrementos en la potencia comprometida, el OED debe verificar para su autorización:

- a) que la modificación no vulnera el máximo contratable del agente o Comercializador del MEM;
- b) que cuente con una operación de importación o exportación autorizada por la Secretaría de Energía para cubrir este incremento.

De incrementar la capacidad contratada, el OED le adjudicará una autorización condicional a la presentación de la documentación demostrando que cuenta con la capacidad necesaria de Transporte para Contratos Firmes en el nodo frontera por la nueva potencia comprometida.

En caso de producirse la rescisión del contrato, las partes deben informar dentro de los plazos establecidos para contratos del Mercado a Término.

## 6.3. PROGRAMACION Y DESPACHO DE LAS OPERACIONES DE IMPORTACION Y EXPORTACION

El despacho del MEM tendrá en cuenta el requerimiento de abastecimiento total, dado por la demanda del MEM más los compromisos de exportación, y la oferta total dada por la oferta de máquinas y centrales pertenecientes al MEM más la oferta de importación.

### 6.3.1. Programación estacional

En la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral el OED debe incluir las operaciones de importación y exportación que correspondan a un compromiso firme, o sea a los contratos, indicando los criterios utilizados para definir la energía prevista intercambiar en cada contrato.

Adicionalmente, el OED debe realizar un estudio de los intercambios Spot probables de importación y exportación, proponiendo distintas hipótesis a utilizar para simular dichos intercambios en el período. El OED debe presentar el estudio a la SECRETARIA DE ENERGIA quien definirá si se debe o no considerar operaciones Spot en la Programación Estacional, y las hipótesis autorizadas para los escenarios a considerar en el correspondiente estudio de precios estacionales.

Los contratos deben ser modelados teniendo en cuenta las restricciones establecidas en el presente anexo en cuanto a su administración, y como resultado en la programación podrán resultar afectado por restricciones operativas de calidad, seguridad o Transporte dentro del MEM.

Junto con la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED debe informar la energía que resulta prevista como intercambiada dentro de cada contrato de importación y exportación, indicando el motivo de resultar esta energía diferente que la informada. También debe indicar, de existir hipótesis de intercambios Spot, la energía prevista en dichas operaciones.

### 6.3.2. Programación semanal

En los plazos establecidos para el envío de datos para la programación semanal, los agentes y Comercializadores del MEM que cuenten con contratos de importación o exportación deben informar para los distintos tipo de días de la semana la curva de carga prevista en el nodo frontera correspondiente al abastecimiento asociado al contrato. De no suministrar esta información, el OED debe considerar que el contrato no prevé intercambios. Si el contrato vulnera la energía máxima mensual requerible, el OED debe actuar de acuerdo con el criterio establecido en el presente anexo.

Los contratos deben ser modelados teniendo en cuenta las restricciones establecidas en el presente anexo en cuanto a su administración. El cumplimiento de la curva informada por el agente puede resultar limitado por restricciones dentro del MEM.

En la Programación Semanal, el OED determinará el despacho hidráulico semanal correspondiente a las condiciones previstas en el MEM, incluyendo contratos de importación y exportación. De modificarse a lo largo de la semana las operaciones de importación y/o exportación de forma tal que represente una modificación significativa respecto de la demanda y/o oferta prevista en la Programación Semanal, el OED debe realizar la Reprogramación Semanal ajustando las curvas de cargas de los contratos de importación y/o exportación.

El OED debe coordinar e intercambiar con cada Organismo Coordinador (OC) la programación semanal prevista de los correspondientes nodo frontera indicando energía programada y potencia máxima, discriminada por tipos de día y bandas horarias, teniendo en cuenta los contratos vigentes y la energía prevista asociada.

### 6.3.3. Predespacho y despacho diario

Dentro de los plazos establecidos para el envío de información para el despacho diario, los agentes y Comercializadores del MEM que cuenten con contratos de importación o exportación deben informar la curva de carga prevista en el nodo frontera correspondiente al abastecimiento asociado al contrato.

El OED debe informar la energía diaria y el programa de cargas que resulta dentro de cada contrato de importación o exportación, indicando el motivo cuando alguna potencia resulta distinta que la requerida por el agente o Comercializador para el contrato.

A los efectos de definir la capacidad de importación y exportación Spot a habilitar en el MEM, el OED debe realizar el siguiente procedimiento al realizar el predespacho.

En primer lugar, con la información suministrada para el despacho diario de oferta y demanda del MEM y las curvas de carga para los contratos de importación y exportación, el OED debe realizar un predespacho indicativo sin operaciones Spot de importación y exportación. Como resultado, el OED debe calcular para cada intervalo Spot los siguientes valores.

\* La capacidad remanente para importaciones Spot en cada nodo frontera.

\* La generación prevista en cada central hidroeléctrica.

\* La energía hidroeléctrica prevista verter y que podría ser exportada (energía hidroeléctrica exportable).

\* La potencia térmica exportable. Para ello, debe totalizar la capacidad térmica disponible que no está prevista generando en el predespacho indicativo ni asignada como reservas de corto plazo y cuyo Costo Variable de Producción resulta mayor que el precio de nodo previsto para la energía incrementado en un CINCO (5) %.

De resultar de este predespacho una condición sin vertimientos, el OED debe habilitar importaciones Spot en cada nodo frontera en que resulta capacidad remanente. Antes de las DIEZ (10:00) hs. el OED debe informar dicha habilitación y enviar:

- \* a cada Comercializador, la capacidad de importación prevista remanente en cada nodo frontera;
- \* a cada Generador y Comercializador el excedente exportable del MEM, discriminando la energía hidroeléctrica de vertimiento y el excedente térmico exportable;
- \* a cada Organismo Coordinador (OC), la capacidad de importación y exportación prevista remanente en las interconexiones que coordina.

De habilitarse importaciones Spot, antes de las 11:00 hs. los Comercializadores deben enviar al OED su oferta de energía y/o potencia máxima para cada una de sus Ofertas Declaradas de Precio de Importación.

El OED debe agregar estas ofertas a la Base de Datos utilizada para el predespacho indicativo y realizar un redespacho con importaciones Spot habilitadas respetando las siguientes condiciones.

- \* No modificar el despacho de energía en cada central hidroeléctrica en más del DOS (2) % ni permitir que la importación produzca vertimiento.
- \* No modificar los intercambios previstos en el predespacho indicativo para los contratos de importación y exportación.
- \* No producir saturación de un vínculo de Transporte.

Como resultado, el OED debe obtener las importaciones Spot previstas como aceptadas y la capacidad remanente en cada nodo frontera para exportaciones Spot.

El OED debe informar antes de las 12 hs.:

- \* a cada Comercializador que presentó oferta de importación Spot, si fue rechazada o la curva de carga prevista como aceptada;
- \* a cada Generador y Comercializador, la capacidad de exportación prevista remanente en cada nodo frontera;
- \* a cada Organismo Coordinador (OC) con que se prevé realizar importación Spot, la curva de carga prevista como importación Spot en sus nodos frontera, y la capacidad de exportación prevista remanente en cada nodo frontera.

De resultar capacidad remanente para exportaciones Spot en un nodo frontera y excedentes exportables del despacho, ya sean hidráulicos o térmicos, los Generadores y Comercializadores están habilitados a ofertar exportación Spot. Antes de las 13:00 hs. deben informar al OED sus exportaciones Spot previstas aceptadas por el correspondiente Organismo Coordinador (OC) de otro país, identificando el nodo frontera y la curva de carga prevista como exportación.

El OED debe agregar esta demanda adicional junto con la oferta de importación Spot prevista como aceptada a la Base de Datos utilizada para el predespacho indicativo y calcular el redespacho con exportación Spot, sin permitir que la exportación Spot produzca saturación de vínculos de Transporte ni déficit de abastecimiento o falta de reservas de corto plazo en el MEM. Como resultado, debe obtener un programa de exportación Spot previsto.

El OED debe coordinar con cada Organismo Coordinador (OC) las previsiones diarias para los intercambios físicos en las correspondientes interconexiones internacionales, como resultado de las curvas de carga asignadas a los contratos existentes y las operaciones Spot de importación y exportación acordadas y coordinadas.

Con los intercambios Spot previstos resultantes y el despacho del MEM, el OED debe coordinar con los Organismos Coordinadores y obtener el programa de cargas asignado a cada operación Spot de importación y exportación en cada nodo frontera, que podrá diferir de la operación prevista. De este modo, el OED y cada Organismo Coordinador (OC) con que estaba previsto realizar intercambios Spot en un nodo frontera, coordinarán las curvas de carga resultante para los intercambios Spot aceptados.

Junto con los resultados del despacho diario, el OED debe enviar:

- \* a cada Comercializador que ofertó importación Spot, los correspondientes programas de carga asociados a la importación aceptada y coordinada (si no fue aceptada, serán CERO (0));
- \* a cada Comercializador y Generador que informó operaciones Spot de exportación previstas aceptadas por el otro país, los correspondientes programas de carga asociados a la exportación aceptada y coordinar.

De surgir restricciones al realizar la coordinación de las operaciones, las operaciones Spot aceptadas y coordinadas podrán resultar menores que las previstas e incluso CERO (0).

#### 6.3.4. Redespacho

En caso de presentarse un imprevisto que comprometa el abastecimiento en el MEM, el OED debe coordinar con el Organismo Coordinador (OC) de cada nodo frontera en el que se esté realizando exportaciones Spot la suspensión de dicho intercambio. Análogamente, ante una emergencia en otro país, el correspondiente Organismo Coordinador (OC) podrá coordinar con el OED la interrupción de las operaciones Spot de importación al MEM en los correspondientes nodos frontera.

A lo largo de un día, de surgir cambios en las condiciones previstas que lleven a comprometer el abastecimiento de la demanda y riesgo de déficit o faltante de reservas de corto plazo en el MEM, el OED debe requerir de los Comercializadores nuevas ofertas de excedentes para importación Spot. El procedimiento para su aceptación y coordinación será similar al establecido para el predespacho diario, pudiendo resultar limitadas por la capacidad remanente de Transporte y las restricciones operativas vigentes.

Análogamente, ante una emergencia que lleve a riesgo de déficit en su mercado, un Organismo Coordinador (OC) puede requerir al OED nuevas exportaciones Spot en los correspondientes nodos fronteras, informando el motivo que lo justifica. En este caso el OED debe informar a los Generadores y Comercializadores el requerimiento así como la capacidad remanente en los nodos frontera y la potencia y energía excedente exportable. Los Generadores y Comercializador pueden realizar nuevas ofertas. El procedimiento para su aceptación y coordinación será similar al establecido para el predespacho diario, pudiendo resultar limitadas por la capacidad remanente de Transporte y las restricciones operativas vigentes.

En todos los casos en que se modifique la importación y/o exportación Spot prevista, el OED debe realizar el redespacho para la nueva condición de oferta y demanda.

#### 6.3.5. Limitaciones de Transporte del SADI

La aceptación de operaciones Spot de importación y exportación queda condicionada por las restricciones de Transporte del SADI, ya que dichas operaciones no pueden provocar la saturación de vínculos.

Debe quedar en claro para las partes de un contrato de importación o exportación que, en lo que hace a la red existente en el SADI, el cumplimiento físico del contrato podrá quedar restringido en la medida que en la operación real surjan límites a la capacidad de Transporte que impidan llevar o traer toda la potencia requerida hasta o desde el Transporte asociado al nodo frontera.

##### 6.3.5.1. Restricciones a la demanda

Si un nodo frontera con uno o más contratos de exportación resulta ubicado en un área importadora con limitaciones de Transporte, el OED debe considerar cada contrato exportación como una demanda adicional del MEM, denominada "demanda contrato exportación".

La demanda que se considera perteneciente al MEM, ya sea por su ubicación física en Argentina o por adicionarse a través de un contrato de exportación, tiene garantizado su suministro si se cumplen todas las siguientes condiciones.

- a) Cuenta con un contrato con garantía, ya sea un Contrato de Abastecimiento con garantía de suministro o un Contrato de Potencia Firme.
- b) El Generador o Comercializador contratado cuenta con la suficiente disponibilidad para cubrir el requerimiento de la demanda que lo contrata.

c) No existen restricciones de Transporte en el MEM que afecten el cubrimiento del suministro en el área en que se ubica la demanda, ya sea el Mercado o un área desvinculada o, si existen restricciones, la generación contratada resulta ubicada en el mismo área que la demanda y no se ve afectada por dichas restricciones de Transporte.

##### 6.3.5.2. Restricciones a la generación

Visto desde la generación, para una máquina o central ubicada en el MEM no existe prioridad en el uso de la red de Transporte sino que su programa de carga es un resultado del despacho económico dentro de las restricciones y requisitos de calidad vigentes.

Si un nodo frontera con uno o más contratos de importación resulta en un área exportadora con limitaciones de Transporte, el OED debe considerar cada contrato de importación como una máquina adicional del MEM, denominada "máquina contrato importación", con un costo en el nodo frontera igual al precio de la energía representativo del contrato y realizar el despacho económico del área incluyendo estas máquinas adicionales para obtener como resultado cómo afecta la restricción a cada máquina del área. Sólo en este caso, la curva de carga del contrato de importación será la generación con que resulte despachada la máquina contrato importación dentro del MEM.

#### 6.4. OPERACION EN TIEMPO REAL

Si bien el valor programado como importación de un contrato no puede superar la demanda prevista del comprador, en la operación en tiempo real puede resultar que el importador tenga un excedente importado. En ese caso, vende el excedente que resulta al Mercado Spot.

Si por su parte un vendedor extranjero no cumple su compromiso en el nodo frontera, el agente o Comercializador del MEM puede comprar el faltante en el Mercado Spot, de existir el excedente necesario.

El OED debe coordinar con cada Organismo Coordinador (OC) la operación para mantener el intercambio en cada nodo frontera en los valores programados, admitiéndose en cada intervalo Spot una tolerancia máxima en el apartamiento al valor programado igual al Porcentaje de Tolerancia para Intercambios Internacionales definido en el apartado 5. del presente Anexo.

Ante condiciones extraordinarias de emergencias operativas y/o contingencias graves, el mantenimiento de la seguridad para evitar una condición de colapso en el MEM tendrá prioridad sobre los compromisos de importación y exportación, pudiendo con este motivo el operador del OED transitoriamente modificar o interrumpir el intercambio comprometido en un nodo frontera, notificando al correspondiente OC. Análogamente, un OC por los mismos motivos y en las mismas condiciones podrá modificar transitoriamente los intercambios en el nodo frontera, notificando al OED. En ambos casos, el OED o el OC según corresponda debe tomar las medidas necesarias para volver en el menor tiempo posible al intercambio programado en cada nodo frontera.

#### 7. CUANTIFICACION DE LOS INTERCAMBIOS

##### 7.1. DETERMINACION DE APARTAMIENTOS

Las operaciones de importación y exportación se consideran como una obligación de entregar o tomar en el nodo frontera la curva de carga acordada en el despacho diario, dentro de una banda de tolerancia para cada intervalo Spot dada por el Porcentaje de Tolerancia para Intercambios Internacionales tal como está definido en el apartado 5. del presente.

Para cada intervalo Spot, el OED debe realizar el seguimiento de cada nodo frontera, determinando la diferencia entre su valor físico programado y el real. El apartamiento que surja se considera que se reparte entre todas las operaciones de importación y exportación que intervinieron ese intervalo Spot en ese nodo, sumando el apartamiento proporcional que le corresponde a cada operación de importación y restando el apartamiento proporcional que le corresponde a cada operación de exportación.

Para administrar las transacciones comerciales en el Mercado Spot, el OED debe modelar las exportaciones Spot realizadas como si el agente o Comercializador vendedor tuviera un contrato de exportación en el nodo frontera con una curva de carga igual a la entregada como exportación Spot. Puede surgir como resultado que el vendedor compre en el Mercado Spot para cubrir la exportación Spot.

Las importaciones Spot deben ser modeladas como generación adicional que pertenece al Comercializador importador con una generación igual a la importación Spot entregada en el nodo frontera con generación proveniente de fuera del MEM.

##### 7.2. INFORMACION PARA FACTURACION DE LOS CONTRATOS

Cada mes, dentro de los plazos establecidos para la facturación en el MEM, el OED debe enviar a los agentes y Comercializadores del MEM con contratos de importación o exportación la información de energía y potencia intercambiada dentro de cada uno de dichos contratos.

Al final de cada mes, el OED debe facturar a cada agente y Comercializador que haya realizado operaciones de exportación, por contratos o Spot, el cargo por energía adicional correspondiente a las pérdidas asociadas a la demanda adicional que se agrega con la exportación.

## 8. SERVICIO DE TRANSPORTE

## 8.1. CAPACIDAD DE TRANSPORTE

## 8.1.1. Contratos de importación y exportación

Junto con la solicitud de autorización de un contrato de exportación o importación, el solicitante debe presentar al OED despachos típicos y flujos resultantes en la red del SADI existente para la fecha prevista de entrada en vigencia del contrato que demuestren que, para condiciones de media:

\* de tratarse de un contrato de exportación no existen restricciones de Transporte que impidan la entrega física de la potencia máxima comprometida en el nodo frontera;

\* de tratarse de un contrato de importación no existen restricciones de Transporte que impidan la inyección física de la potencia máxima comprometida en el nodo frontera.

De cumplirse la condición se considera que el contrato cuenta con disponibilidad suficiente de Transporte en condiciones de media para ser autorizado. De lo contrario, no cumple con los requisitos necesarios para su autorización.

De ser necesario, junto con este informe, el solicitante podrá presentar las ampliaciones de Transporte que llevará a cabo para permitir este intercambio. En este caso, la autorización del contrato quedará condicionada a la realización de las ampliaciones correspondientes.

## 8.1.2. Operaciones Spot de importación y exportación

Las operaciones Spot de importación y exportación están limitadas por la capacidad de transporte remanente luego del despacho del MEM incluyendo contratos de importación y exportación. No pueden producir saturación de algún vínculo de Transporte.

## 8.2. REQUERIMIENTOS DE TRANSPORTE PARA CONTRATOS FIRMES DE IMPORTACION Y EXPORTACION

Un contrato de importación o exportación del MEM requiere disponer de una oferta que respalde el correspondiente compromiso firme. Para ello, el contrato debe contar no sólo con máquinas con la potencia instalada y oferta de energía para garantizar la capacidad de generación necesaria, sino también con un transporte en la frontera que asegure la vinculación entre las redes de los dos países con la necesaria capacidad de interconexión. La asignación de Transporte para Contratos Firmes representa una reserva de capacidad para contratos, permitiendo así contar con la capacidad necesaria para el cubrimiento de la demanda asociada a dicho contrato, pero no una reserva de uso para energía correspondiente a producción de un Generador o un Comercializador de generación.

El OED debe otorgar una autorización condicional a un contrato de importación o exportación que cumpla todos los requisitos indicados en este anexo salvo los correspondientes a contar con capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes en la interconexión y con la capacidad suficiente para condiciones de media en la red del SADI. La autorización pasará a entrar en vigencia cuando el agente o Comercializador presente la asignación del Transporte para Contratos Firmes necesaria y, de ser necesario, la realización de las ampliaciones requeridas en el SADI para contar con la capacidad suficiente indicada para condiciones de media. Un contrato de importación o exportación no se considera vigente en el Mercado a Término si su autorización es condicional.

A un contrato que incrementa la potencia contratada a lo largo de su período de vigencia y en que el Transporte para Contratos Firmes con que cuenta es suficiente para los requerimientos de los primeros dos o más Períodos Estacionales pero insuficiente para la potencia máxima contratada en el plazo total de vigencia, el OED le debe otorgar la autorización definitiva para el plazo entre su entrada en vigencia y el último Período Estacional en que el Transporte para Contratos Firmes asignado es suficiente para la potencia contratada. Para el período restante hasta la finalización del contrato, el OED le mantendrá la autorización condicional hasta que cuente con la asignación del Transporte para Contratos Firmes necesario.

## 8.3. AMPLIACION DE TRANSPORTE PARA CONTRATOS FIRMES

La construcción de Transporte para Contratos Firmes para interconexiones internacionales surge de los requerimientos de los contratos de importación y exportación.

Dentro del presente anexo, una ampliación de transporte encaminada a disponer de Transporte para Contratos Firmes para interconexiones internacionales se denominará Ampliación Firme por Peaje.

Sólo puede requerir asignación de Transporte para Contratos Firmes para importación aquel que puede realizar contratos de importación o un Generador cuyo nodo de acceso al MEM se ubique en la Ampliación Firme por Peaje.

\* Un Comercializador puede requerir Transporte para Contratos Firmes para importación.

\* Un agente Distribuidor o Gran Usuario puede requerir Transporte para Contratos Firmes para importación.

\* Un Generador que se conecta al MEM en un nodo de una Ampliación Firme por Peaje o su Comercializador puede requerir Transporte para Contratos Firmes para vender por Contratos de Potencia Firme.

Sólo puede requerir asignación de Transporte para Contratos Firmes para exportación aquel que puede realizar contratos de exportación o un agente consumidor cuyo nodo de acceso al MEM se ubique en la Ampliación Firme por Peaje.

\* Un Comercializador puede requerir Transporte para Contratos Firmes para exportación.

\* Un agente Productor puede requerir asignación de Transporte para Contratos Firmes para exportación.

\* Un agente consumidor que se conecta al MEM en un nodo de una Ampliación Firme por Peaje o su Comercializador puede requerir Transporte para Contratos Firmes para comprar por Contratos de Potencia Firme.

## 8.3.1. Solicitud de Ampliación Firme por Peaje

Una ampliación de Transporte de Interconexión Internacional debe ser realizada bajo la modalidad de Ampliación Firme por Peaje, de acuerdo a los procedimientos indicados en el REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESION DE TRANSPORTE DE INTERCONEXION INTERNACIONAL Y AMPLIACION.

En el presente Anexo toda referencia a la Ampliación Firme por Peaje se refiere al Transporte de Interconexión Internacional construido con la metodología indicada y que se ubica en territorio Argentino, desde un punto de la red existente del SADI hasta la frontera.

El conjunto de los agentes y/o Comercializadores que presentan la solicitud serán considerados los Iniciadores de la Ampliación Firme por Peaje y asumen durante el período de amortización el compromiso de pago por el canon que resulte de la licitación.

## 8.3.2. Requisitos

Una Ampliación Firme por Peaje para una nueva interconexión internacional puede ser solicitada por uno o más agentes y/o Comercializadores que tengan preacordados contratos de importación o exportación que requieran de dicha ampliación. En la solicitud, cada solicitante debe incluir el modelo de cada contrato a acordar, con una carta de intención firmado por las partes. Se debe identificar el tipo de contrato (importación o exportación), su plazo de duración con una fecha de entrada en vigencia que no puede ser posterior al comienzo del Período trimestral posterior a la entrada en servicio prevista para el Transporte de Interconexión Internacional requerido, los compromisos de potencia contratada, y los compromisos de energía o curvas de caga asociadas. También un futuro transportista puede ser iniciador transitorio de una Ampliación Firme por Peaje.

## 8.3.3. Registro de Transporte para Contratos Firmes

El Registro de Transporte para Contratos Firmes identifica las Ampliaciones Firmes por Peaje y el modo en que la capacidad de interconexión de cada una de ellas se asigna entre los agentes y Comercializadores del MEM y entre los Contratos de Potencia Firme. Para la autorización de un contrato de importación o exportación como perteneciente al Mercado a Término el agente o Comercializador debe contar con la suficiente capacidad de interconexión de importación o exportación, según corresponda, asignada en el Registro.

Para un mes “m”, se entiende por potencia comprometida para un contrato de importación o exportación a la potencia máxima contratada para el período de vigencia autorizado restante del contrato, o sea desde el mes “m” hasta el último mes de vigencia cuya autorización no es condicional.

El OED es el responsable de mantener y actualizar el Registro de Transporte para Contratos Firmes, identificando para cada Ampliación Firme por Peaje: la capacidad no asignada, la capacidad asignada a cada Contrato de Potencia Firme y los agentes y Comercializadores que cuentan con capacidad asignada de Transporte para Contratos Firme. Para cada uno de estos agentes y Comercializadores debe indicar:

\* la potencia total asignada como Transporte para Contratos Firmes para importación (TFIRIMP);

\* la identificación de los contratos de importación vigentes y la asignación de Transporte para Contratos Firmes a cada uno para la potencia comprometida;

\* la potencia total asignada como Transporte para Contratos Firmes para exportación (TFIREXP);

\* la identificación de los contratos de exportación vigentes y la asignación de Transporte para Contratos Firmes a cada uno para la potencia comprometida.

\* el excedente de importación asignado, calculado como la diferencia entre el Transporte para Contratos Firmes asignado para importación y la potencia comprometida total para contratos de importación;

\* el excedente de exportación asignado, calculado como la diferencia entre el Transporte para Contratos Firmes asignado para exportación y la potencia comprometida total para contratos de exportación.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe incluir:

\* la información del Registro de Transporte para Contratos Firmes;

\* la información sobre las asignaciones y transferencias realizadas en el período anterior y sus precios.

A su vez, en cada Programación Semanal el OED debe informar las asignaciones y transferencias que se hayan realizado la semana anterior así como cualquier otra modificación en el Registro.

## 8.3.3.1 Asignación Inicial.

Una vez adjudicada una Ampliación Firme por Peaje, el OED la debe incorporar al Registro de Transporte para Contratos Firmes y asignar a cada uno de los Iniciadores la potencia requerida en la solicitud de ampliación para sus contratos (para importación REQIMP y para exportación REQEXP), como capacidad de Transporte para Contratos Firmes de importación (TFIRIMP) y/o de exportación (TFIREXP) según corresponda.

Cada Iniciador “f” asume el compromiso de pagar al Transportista de Interconexión Internacional una proporción del canon mensual que corresponda. Esta proporción, denominado Factor del Iniciador (FI), se calcula dividiendo su requerimiento de capacidad solicitado, o sea su asignación inicial, por el requerimiento total de los Iniciadores.

$$FI_f^i = \frac{(REQIMP_f^i + REQEXP_f^i)}{\sum_{ff} (REQIMP_{ff}^i + REQEXP_{ff}^i)}$$

siendo “ff” todos los agentes y Comercializadores Iniciadores en la ampliación “i”, y REQIMP y REQEXP la capacidad firme para importación y para exportación respectivamente que solicitan y se les asigna inicialmente.

## 8.3.3.2. Renuncia a la capacidad asignada.

Durante el Período de Amortización, una vez asignado Transporte para Contratos Firmes a un agente o Comercializador, éste no puede renunciar al mismo pero puede transferirlo a un tercero.

Durante el Período de Explotación, un agente o Comercializador que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes puede renunciar al mismo si cumple las siguientes requisitos.

\* La capacidad asignada cuya renuncia solicita no es requerida parcial o totalmente por sus contratos de importación y exportación autorizados.

\* Ha transcurrido un período mínimo de asignación al correspondiente agente o Comercializador de la capacidad cuya renuncia solicita. Dicho período se define en CINCO (5) años.

Un agente o Comercializador debe solicitar al OED la autorización a su renuncia de parte o toda su asignación de Transporte para Contratos Firmes, incluyendo la siguiente información.

\* Identificación del agente o Comercializador que pide la renuncia.

\* Identificación de la Ampliación Firme por Peaje.

\* Asignación de Transporte para Contratos Firmes que solicita su renuncia, identificando si es importación o exportación, y justificando que dicha capacidad no es requerida por sus contratos vigentes, de importación o exportación según corresponda.

El OED no debe autorizar la renuncia si el agente o Comercializador no cumple con todos los requisitos indicados en el presente Anexo.

El OED debe actualizar el Registro de Transporte para Contratos Firmes cada vez que se autorice una renuncia a capacidad asignada. Cada renuncia de asignación de Transporte para Contratos Firmes autorizada entra en vigencia a partir del día primero del mes siguiente a la autorización.

### 8.3.3.3. Excedentes Transitorios.

En una Ampliación Firme por Peaje, de acuerdo a la evolución de la potencia contratada en los contratos de importación o de exportación de un agente o Comercializador, puede resultar que su potencia comprometida total de contratos de importación o exportación, para la cual cuenta con capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes, sea mayor que la potencia total contratada para los próximos CUATRO (4) o más Periodos Trimestrales.

Se considera que para un mes "m" un agente o Comercializador "f" tiene en una Ampliación Firme por Peaje un excedente mensual para exportación (EXCMESX) igual a la diferencia entre la suma de la potencia comprometida (PCOMP) que resulta para dicho mes en sus contratos de exportación y la suma de la potencia contratada (POTCONT) en sus contratos de exportación para dicho mes.

$$EXCMESX^m_f = \sum_{j(x)} POTCONT^m_{f,j(x)} - \sum_{j(x)} PCOMP^m_{f,j(x)}$$

siendo j(x) las Empresas Extranjeras con quienes tiene contratos de exportación.

Análogamente se considera que un agente o Comercializador tiene en una Ampliación Firme por Peaje un excedente mensual para importación (EXCMESI) igual a la diferencia entre la suma de la potencia comprometida (PCOMP) que resulta para dicho mes en sus contratos de importación y la suma de la potencia contratada (POTCONT) en sus contratos de importación para dicho mes.

$$EXCMESI^m_f = \sum_{j(l)} POTCONT^m_{f,j(l)} - \sum_{j(l)} PCOMP^m_{f,j(l)}$$

siendo j(l) las Empresas Extranjeras con quienes tiene contratos de importación.

Para un período, se denomina:

\* Excedente Transitorio de Importación para un agente o Comercializador en una Ampliación Firme por Peaje al mínimo de los excedentes mensuales de importación de los meses del período;

\* Excedente Transitorio de Importación en una Ampliación Firme por Peaje a la suma de los excedentes transitorios para importación de los agentes y Comercializadores que tienen asignado Transporte para Contratos Firmes en dicha ampliación.

Análogamente, se denomina:

\* Excedente Transitorio de Exportación para un agente o Comercializador en una Ampliación Firme por Peaje al mínimo de los excedentes mensuales de exportación de los meses del período;

\* Excedente Transitorio de Exportación en una Ampliación Firme por Peaje a la suma de los excedentes transitorios para exportación de los agentes y Comercializadores que tienen asignado Transporte para Contratos Firmes.

Definido un período de transferencia, que debe corresponder a CUATRO (4) o más Periodos Trimestrales, un agente o Comercializador puede realizar transferencias provisorias de los excedentes transitorios que resultan para dicho período. Transcurrido el período de transferencia, la transferencia provisoria perderá vigencia y la capacidad transferida será automáticamente asignada nuevamente al agente o Comercializador a quien estaba asignada antes de la transferencia con el objeto de cubrir la capacidad requerida por la potencia comprometida en sus contratos. El OED debe identificar en el Registro de Transporte para Contratos Firmes cuando una asignación corresponde a una transferencia de un excedente transitorio, indicando:

a) el período de transferencia;

b) el agente o Comercializador a quien volverá dicha asignación una vez finalizado el período de transferencia, o sea el agente o Comercializador que contaba al inicio del período de transferencia con el excedente transitorio.

### 8.3.3.4. Excedentes.

De acuerdo a la evolución de los contratos de importación y exportación, en una Ampliación Firme por Peaje un agente o Comercializador puede resultar con más Transporte para Contratos Firmes para importación y/o exportación asignado en el Registro que la potencia comprometida total respectivamente en sus contratos de importación y exportación en el correspondiente nodo frontera.

Se considera que el agente o Comercializador tiene un excedente de capacidad de transporte transferible para exportación igual a la diferencia entre la potencia asignada como Transporte para Contratos Firmes para exportación y la suma de la potencia comprometida en sus contratos de exportación en el nodo frontera de la ampliación. Se considera que el agente o Comercializador tiene un excedente de capacidad de transporte transferible para importación transferible igual a la diferencia entre la potencia asignada como Transporte para Contratos Firmes para importación y la suma de la potencia comprometida en sus contratos de importación en el nodo frontera de la ampliación.

En el caso de caída o rescisión de un contrato de Potencia Firme, para el cálculo de excedentes el OED debe considerar como si dicho contrato continua vigente durante los SESENTA (60) días posteriores a la fecha de rescisión o caída.

Se denomina Excedente de Importación en una Ampliación Firme por Peaje a la diferencia entre la capacidad máxima de interconexión (INTMAX) y la suma de la potencia comprometida en dicho nodo frontera mediante contratos de importación. Se denomina Excedente de Exportación en una Ampliación Firme por Peaje a la diferencia entre la capacidad máxima de interconexión (INTMAX) y la potencia comprometida total en dicho nodo frontera mediante contratos de exportación.

El OED debe identificar en el Registro de Transporte para Contratos Firmes para cada Ampliación Firme por Peaje su Excedente de Importación y Excedente de Exportación, y para cada agente y Comercializador que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes su excedente transferible de importación y de exportación.

### 8.3.3.5 Asignación y Transferencia de Excedentes y Excedentes Transitorios.

Un agente o Comercializador debe requerir la autorización al OED cada vez que por acuerdo entre partes se transfiera asignación de Transporte para Contratos Firmes. Sólo se pueden transferir excedentes o excedentes transitorios.

El OED debe actualizar el Registro de Transporte para Contratos Firmes cada vez que se autorice una asignación de excedentes o una transferencia de excedentes o excedentes transitorios e informar a todos los agentes y Comercializadores del MEM junto con la Programación Semanal las transferencias realizadas y sus precios. Cada asignación o transferencia de asignación de Transporte para Contratos Firmes autorizada entra en vigencia a partir del día primero del mes siguiente a la autorización de su asignación.

#### 8.3.3.5.1. Asignación o Transferencia Condicional a un Contrato.

En caso que uno o más agentes o Comercializadores requieran la asignación o transferencia de excedentes para un mismo contrato (por ejemplo, en caso de licitarse un contrato de importación o exportación), el OED debe realizar la asignación o transferencia condicional al contrato por un plazo de TREINTA (30) días, salvo en el caso de una licitación de un contrato por concurso público en que el plazo será hasta SESENTA (60) días posteriores a la fecha prevista de apertura de las ofertas. De este modo, el requerimiento de capacidad para un contrato tendrá una única asignación aún cuando más de un agente o Comercializador estén interesados en lograr dicho contrato.

A cada agente o Comercializador que tenga un acuerdo de transferencia con uno o más de los agentes que requieran la asignación para el mismo contrato, el OED le debe identificar una transferencia condicional.

Transcurrido el plazo indicado, la asignación condicional pierde vigencia y pasa a ser nuevamente un excedente.

Durante el período de asignación condicional, el OED debe realizar la asignación definitiva al agente o Comercializador que presente el contrato firmado, transfiriendo el excedente necesario del agente o Comercializador con que acordó la transferencia, o del conjunto de los agentes o Comercializadores con excedentes de no existir acuerdo y tratarse de una transferencia regulada tal como se indica en el punto 8.3.3.5.5. Las restantes transferencias condicionales asignadas al mismo contrato son consideradas nuevamente excedentes.

La fecha de entrada en vigencia del contrato no puede ser posterior al comienzo del Período Trimestral subsiguiente a la presentación del contrato, salvo que el Transporte de Interconexión esté en construcción en cuyo caso no podrá ser posterior al comienzo del primer Período Trimestral luego de la entrada en servicio prevista de la Ampliación Firme por Peaje. La asignación o transferencia entra en vigencia a partir del día primero del mes siguiente a la notificación de la adjudicación del contrato.

Un agente o Comercializador con asignación de Transporte para Contratos Firmes para un contrato vigente podrá requerir con una anticipación de hasta TREINTA (30) días a la fecha prevista de finalización del contrato, la asignación condicional a partir de dicha fecha a la prórroga del contrato o a un nuevo contrato previsto. En ese caso, debe presentar la solicitud ante el OED incluyendo la siguiente información:

\* Identificación del agente o Comercializador.

\* Identificación de la Ampliación Firme por Peaje.

\* Identificación del contrato que finaliza.

\* Identificación del contrato para el que requiere la asignación condicional, indicando si es prórroga del existente. Se debe identificar el tipo (importación o exportación), la potencia a contratar, y su plazo de duración con una fecha de entrada en vigencia que no puede ser posterior al comienzo del Período Trimestral subsiguiente a la fecha de la solicitud. En caso de licitación por concurso público de un contrato, la fecha de dicha licitación no podrá ser posterior en dos meses a la fecha de la solicitud de asignación.

Al finalizar el contrato vigente, el OED le hará la asignación condicional a la prórroga o nuevo contrato previsto solicitado.

#### 8.3.3.5.2. Oferta de Transferencia de Excedentes o Excedentes Transitorios y Acuerdo entre Partes.

Un agente o Comercializador con excedentes o excedentes transitorios transferibles, puede acordar su transferencia a otro agente o Comercializador que pueda realizar contratos de importación o exportación según corresponda. Dicha transferencia puede ser el resultado de un acuerdo entre partes, una oferta de excedentes al mercado mediante una licitación abierta a demandantes de dicho excedente, u otra metodología que el agente o Comercializador considere conveniente. Puede solicitar la transferencia a un agente o Comercializador incluyendo, de existir, uno o más contratos previstos.

Para la autorización de una transferencia, el agente o Comercializador que transfiere debe presentar una solicitud ante el OED que incluya la siguiente información:

\* Identificación del agente o Comercializador que pide la transferencia.

\* Identificación de la Ampliación Firme por Peaje.

\* Identificación si se solicita transferir un excedente o un excedente transitorio. En el caso de excedentes transitorios, identificación del período de transferencia solicitado, que debe corresponder a CUATRO (4) o más Periodos Trimestrales.

\* Asignación de Transporte para Contratos Firmes que solicita transferir, identificando si es importación o exportación, y justificando que cuenta con el excedente transferible mediante la identificación de la potencia comprometida en los contratos vigentes, de importación o exportación según corresponda, la asignación de Transporte para Contratos Firmes que le corresponde y, en el caso de excedentes transitorios, la potencia contratada en los contratos vigentes, de importación o exportación según corresponda, para los meses del período de transferencia solicitado.

\* Identificación del agente o Comercializador al que se debe asignar el Transporte para Contratos Firmes que se solicita transferir, indicando de existir el o los contratos previstos. Opcionalmente podrá acordar la transferencia para un conjunto de agentes y/o Comercializadores que lo solicitan para los mismos contratos previstos.

\* Precio de la transferencia.

El OED sólo debe autorizar la transferencia si la solicitud cumple todos de los siguientes requerimientos.

\* El agente o Comercializador que pide la transferencia cuenta con el excedente o excedente transitorio necesario.

\* El o los agentes o Comercializadores a los que se pide asignar la transferencia están habilitados para realizar el tipo de operación, importación o exportación, para la cual requieren el Transporte para Contratos Firmes.

De solicitarse la asignación a un contrato previsto, recibirá el tratamiento de asignación condicional indicado en el punto 8.3.3.5.1.

De solicitarse la asignación a un agente o Comercializador sin identificar contratos previstos, resulta con un excedente transferible en tanto no presente uno o más contratos acordados o contratos previstos (carta de intención, licitación, etc.) a los cuales asigna dicha capacidad. De tratarse de un contrato previsto, recibirá el tratamiento de asignación condicional indicado en el punto 8.3.3.5.1.

#### 8.3.3.5.3. Asignación de Excedentes no asignados.

Un agente o Comercializador que quiera acordar un contrato de importación o exportación en un nodo frontera en que existe Excedente de Importación o Exportación, según corresponda, no asignado, puede presentar una solicitud de asignación ante el OED. La solicitud debe incluir la siguiente información:

\* Identificación del agente o Comercializador.

\* Identificación de la Ampliación Firme por Peaje en la que pide la asignación de Transporte para Contratos Firmes.

\* Modelo de cada contrato a acordar, con una carta de intención firmada por las partes, y/o documentos que identifican una licitación por concurso público para contratar. Se debe identificar el tipo (importación o exportación), la potencia a contratar, y su plazo de duración con una fecha de entrada en vigencia que no puede ser posterior al comienzo del Período Trimestral subsiguiente a la fecha de la solicitud, salvo que el Transporte de Interconexión esté en construcción en cuyo caso no podrá ser posterior al comienzo del primer Período Trimestral luego de la entrada en servicio prevista de la Ampliación Firme por Peaje. En caso de licitación por concurso público de un contrato, la fecha de dicha licitación no podrá ser posterior en dos meses a la fecha de la solicitud de asignación.

\* Capacidad de Transporte para Contratos Firmes cuya asignación requiere transferir.

El OED debe verificar en el Registro de Transporte para Contratos Firmes la existencia del excedente no asignado.

De existir, debe asignar a cada contrato indicado en forma condicional el Transporte para Contratos Firmes de acuerdo al procedimiento indicado en el punto 8.3.3.5.1.

8.3.3.5.4. Demanda de Transferencia de Excedentes o Excedentes Transitorios y Acuerdo entre Partes.

Un agente o Comercializador que requiera la asignación de Transporte para Contratos Firmes para importación o exportación de una Ampliación Firme por Peaje con Excedente o Excedentes Transitorios de Importación o de Exportación, según corresponda, puede lograr su transferencia mediante:

a) un acuerdo entre partes con un agente o Comercializador que cuente con los excedentes o excedentes transitorios transferibles;

b) o un llamado a concurso para comprar transferencia de excedentes o excedentes transitorios, en que pueden ofertar los agentes o Comercializadores con excedentes o excedentes transitorios transferibles;

c) u otra metodología que considere conveniente.

Para las transferencias que resulten de ello, el agente o Comercializador que cuenta con el Transporte para Contratos Firmes a transferir debe presentar la solicitud de transferencia ante el OED según la metodología indicada en el punto 8.3.3.5.2.

#### 8.3.3.5.5. Transferencia regulada de excedentes o excedentes transitorios.

Un agente o Comercializador que quiera acordar un contrato de importación o exportación en un nodo frontera en que existe Excedente o Excedente Transitorio de Importación o Exportación según corresponda, pero no existan excedentes no asignados o no logre acordar con uno o más agentes y/o Comercializadores con excedentes transferibles la transferencia del Transporte para Contratos Firmes requerido para su contrato, puede presentar ante el OED una solicitud de transferencia regulada.

La solicitud debe incluir la siguiente información.

\* Identificación del agente o Comercializador.

\* Identificación de la Ampliación Firme por Peaje en la que pide la asignación de Transporte para Contratos Firmes.

\* Modelo de cada contrato, con una carta de intención firmado por las partes o un llamado a licitación para contratar por concurso público. Se debe identificar el tipo (importación o exportación), la potencia a contratar, y el plazo de duración con una fecha de entrada en vigencia que no puede ser posterior al comienzo del Período Trimestral subsiguiente a la fecha de la solicitud, salvo que la Ampliación Firme por Peaje esté en construcción en cuyo caso no podrá ser posterior al comienzo del Período Trimestral luego de su entrada en servicio prevista.

\* Capacidad de Transporte para Contratos Firmes cuya asignación requiere transferir.

El OED debe verificar en el Registro de Transporte para Contratos Firmes la existencia del excedente solicitado. De existir, le debe asignar a los contratos indicados en forma condicional el Transporte para Contratos Firmes requerido, de importación o de exportación según corresponda, realizando una transferencia condicional de los agentes y Comercializadores con excedentes de Transporte para Contratos Firmes de importación o de exportación, según corresponda, en forma proporcional a su excedente transferible dentro del Excedente total de la Ampliación Firme por Peaje. La asignación condicional recibirá el tratamiento indicado en el punto 8.3.3.5.1. De existir solicitudes competitivas por la Capacidad de Transporte Firme disponible, el OED informará al ENRE a efectos que la asignación de dicha capacidad a los solicitantes se efectúe mediante una licitación en base a oferta de precios a realizar por estos últimos.

En el caso en que la ampliación se hubiera concretado mediante el mecanismo del Acuerdo entre Partes, tal como se encuentra previsto en el Título II del REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESION DE TRANSPORTE DE INTERCONEXION INTERNACIONAL Y AMPLIACION, de no haber solicitudes competitivas por la Capacidad de Transporte Firme, el valor

regulado del peaje será igual al costo de operación y mantenimiento de las instalaciones de interconexión, según determinación del ENRE. Si por el contrario hubiera solicitudes competitivas por dicha Capacidad de Transporte Firme, el OED informará al ENRE a efectos que la asignación de dicha capacidad a los solicitantes se efectúe mediante una licitación en base a oferta de precios a realizar por este último, con precio base igual al costo de operación y mantenimiento antes mencionado.

#### 8.3.4. REMUNERACION AL TRANSPORTISTA DE INTERCONEXION INTERNACIONAL.

##### 8.3.4.1. Período de Amortización.

El Transportista de Interconexión Internacional es remunerado durante el período de amortización con el Canon anual resultante de la licitación (CANAN), afectado de los descuentos o premios que surjan del régimen de calidad acordado.

Cada Iniciador "f" de una Ampliación Firme por Peaje "i" tiene la obligación de pagar al Transportista de Interconexión Internacional un cargo mensual por la capacidad inicial solicitada, independientemente de que la use o no. Para cada mes "m", dicho cargo mensual (CTF) es el resultado de multiplicar su Factor de Iniciador (FI) por el canon anual (CANAN) dividido doce, más o menos según corresponda los premios (PREM) o penalidades (PEN) que surjan del régimen de calidad establecido.

$$CTF_i^m = FI_f^i \cdot (CANAN^i / 12 + PREM_i^m - PEN_i^m)$$

La relación por el pago del canon de la Ampliación Firme por Peaje es exclusivamente entre el Transportista de Interconexión Internacional y los Iniciadores. Las deudas que surjan en estos pagos son responsabilidad exclusiva de cada Iniciador, no afectando al resto de los agentes y Comercializadores MEM. El Transportista de Interconexión Internacional deberá tomar los recaudos necesarios para garantizar su cobrabilidad.

De este modo la remuneración al Transportista de Interconexión Internacional proviene exclusivamente de los agentes y Comercializadores Iniciadores.

##### 8.3.4.2. Período de Explotación.

Finalizado el período de amortización, durante el período siguiente denominado Período de Explotación, la remuneración del Transportista de Interconexión Internacional es un nuevo valor de canon anual (CANAN) resultante de las condiciones establecidas en su Concesión y en la licitación de la ampliación. Mensualmente resultará una remuneración para el transportista igual a la doceava parte del canon anual afectada de los descuentos o premios que surjan del régimen de calidad acordado en la licitación.

Mensualmente, cada agente o Comercializador "z" que tiene asignada capacidad de Transporte Firme de una Ampliación Firme por Peaje "i" tiene la obligación de pagar al Transportista de Interconexión Internacional un cargo correspondiente a una parte del canon mensual, dada por la proporción que representa su capacidad asignada dentro de la capacidad asignada total. De este modo la remuneración al Transportista de Interconexión Internacional proviene exclusivamente de los agentes y Comercializadores con capacidad asignada, no afectando al resto de los agentes y Comercializadores MEM.

#### 8.3.5. PRECIO REGULADO DEL PEAJE

El precio regulado del peaje (PEAJE) por el uso de oportunidad por terceros de parte o toda la capacidad de Transporte para Contratos Firmes asignada a un agente o Comercializador de una Ampliación Firme por Peaje "i" para intercambios Spot de energía es el que resulta de dividir el canon anual vigente (CANAN en \$/año) por la energía correspondiente a un porcentaje de utilización (%UTIL) de la energía anual correspondiente a la capacidad máxima de interconexión (INTMAX).

$$PEAJE_i (\$/MWh) = \frac{CANAN_i}{INTMAX_i \cdot NHA \cdot \%UTIL_i}$$

siendo NHA el número de horas del año.

El OED es el responsable de calcular e informar en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral los precios regulados de los peajes y porcentajes de utilización resultante para cada Ampliación Firme por Peaje.

En el caso en que la ampliación se hubiera concretado mediante el mecanismo del Acuerdo entre Partes, tal como se encuentra previsto en el Título II del REGLAMENTO PARA SOLICITAR EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESION DE TRANSPORTE DE INTERCONEXION INTERNACIONAL Y AMPLIACION, el valor de peaje será igual al costo de operación y mantenimiento de las instalaciones de interconexión, según determinación del ENRE.

##### 8.3.5.1. Porcentaje de Utilización Inicial.

Al entrar en servicio comercial una Ampliación Firme por Peaje, el OED debe calcular el porcentaje inicial de utilización sumando los siguientes conceptos:

\* El uso previsto por contratos, totalizando para cada contrato incluido en la solicitud de ampliación el uso mínimo previsto teniendo en cuenta los requerimientos de energía mínima o curvas de carga establecidos como compromiso, o CUARENTA (40) % de uso de la potencia si no se especifica compromiso de intercambio mínimo.

\* El CINCUENTA (50) % de utilización de la capacidad prevista libre, que se calcula como UNO (1) menos el uso previsto por contratos.

Si el valor resultante es menor que SETENTA (70) %, el OED debe considerar como porcentaje de utilización SETENTA (70) %.

##### 8.3.5.2. Período de Amortización.

Durante el período de amortización, cada cuatro años el OED debe recalculer el Porcentaje de Utilización con el porcentaje de uso resultante de la energía realmente intercambiada desde la entrada en vigencia de la Ampliación Firme por Peaje, salvo que resulte un valor inferior al porcentaje inicial de utilización en cuyo caso debe definir como porcentaje de utilización el porcentaje de utilización inicial.

##### 8.3.5.3. Período de Explotación.

Transcurrido el período de amortización, el porcentaje de utilización se considerará el CIEN (100) %.

## 8.3.6. CAPACIDAD ASIGNADA DE TRANSPORTE PARA CONTRATOS FIRMES

## 8.3.6.1. Porcentaje de Participación de la Ampliación Firme por Peaje.

A cada agente o Comercializador "f" que tenga asignada capacidad en el Registro Transporte para Contratos Firmes de una Ampliación Firme por Peaje "i" le corresponde un Porcentaje de Participación de la ampliación (%CTF) dado por el porcentaje que representa la capacidad de Transporte para Contratos Firmes que tiene asignada dentro de la capacidad total firme asignada. Para un mes "m" resulta:

$$\%CTF_f^{i,m} = \frac{(TFIRIMP_f^{i,m} + TFIREXP_f^{i,m})}{\sum_{ff} (TFIRIMP_{ff}^{i,m} + TFIREXP_{ff}^{i,m})}$$

siendo "ff" cada agente o Comercializador que tiene asignada capacidad de Transporte para Contratos Firmes en la ampliación "i", y TFIRIMP y TFIREXP la capacidad firme para importación y para exportación respectivamente que tiene asignada en el mes "m".

En el Registro de Transporte para Contratos Firmes el OED debe incluir para cada agente y Comercializador que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes, el Porcentaje de Participación de la ampliación (%CTF) que le corresponde.

## 8.3.6.2. Derechos y Obligaciones.

El agente o Comercializador con Transporte para Contratos Firmes asignado asume la obligación de pagar un cargo mensual por ello.

Adquiere los siguientes derechos.

\* Acordar contratos de importación hasta la capacidad asignada como Transporte para Contratos Firmes para importación.

\* Utilizar el Transporte de Interconexión Internacional para importación de energía, hasta la potencia máxima correspondiente al Transporte para Contratos Firmes para importación que tiene asignado, sin ningún pago adicional.

\* Acordar contratos de exportación hasta la capacidad asignada como Transporte para Contratos Firmes para exportación.

\* Utilizar el Transporte de Interconexión Internacional para exportación de energía, hasta la potencia máxima correspondiente al Transporte para Contratos Firmes para exportación que tiene asignado, sin ningún pago adicional.

\* Recibir una remuneración, por el uso ocasional por terceros de los excedentes que resulten en su capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes.

## 8.3.6.3. Período de Amortización.

Cada mes "m", un agente o Comercializador "f" que no es Inicializador y que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes de una Ampliación Firme por Peaje "i" tiene la obligación de pagar por la capacidad asignada, independientemente de que la use o no, un cargo fijo mensual (CTF) igual a su Porcentaje de Participación de la ampliación (%CTF) multiplicado por el canon anual (CANAN) dividido doce más o menos según corresponda los premios (PREM) o penalidades (PEN) que surjan del régimen de calidad establecido.

$$CTF_f^{i,m} = \%CTF_f^{i,m} * (CANAN^i / 12 + PREM^{i,m} - PEN^{i,m})$$

Al finalizar cada mes, el OED debe calcular y facturar los cargos correspondientes. A su vez, debe asignar los cargos como remuneración a los Inicializadores de acuerdo a su factor de inicializador. Para un agente o Comercializador Inicializador "f" resulta para el mes "m" una remuneración (RTF) igual a:

$$RTF_f^{i,m} = Ff_f^i * \sum_{ff} CTF_{ff}^{i,m}$$

siendo "ff" los agentes y Comercializadores que tienen asignados capacidad de Transporte para Contratos Firmes en la ampliación "i" y no son Inicializadores.

## 8.3.6.4. Período de Explotación.

Cada mes "m", un agente o Comercializador "f" que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes de una Ampliación Firme por Peaje "i" tiene la obligación de pagar al Transportista de Interconexión Internacional por la capacidad asignada, independientemente de que la use o no, un cargo fijo mensual (CTF) igual a su Porcentaje de Participación de la ampliación (%CTF) multiplicado por el canon anual vigente (CANAN) dividido doce más o menos según corresponda los premios (PREM) o penalidades (PEN) que surjan del régimen de calidad establecido.

$$CTF_f^{i,m} = \%CTF_f^{i,m} * (CANAN^i / 12 + PREM^{i,m} - PEN^{i,m})$$

Al finalizar cada mes, el OED debe calcular y facturar los cargos que resultan y asignarlos como remuneración al Transportista de Interconexión Internacional.

## 8.3.6.5. Uso y Capacidad Libre

En cada intervalo Spot "h" de un mes "m", en cada Ampliación Firme por Peaje "i" y para cada agente o Comercializador "f" con Transporte para Contratos Firmes asignado en dicha ampliación, el OED debe calcular los siguientes valores.

a) El porcentaje de uso propio (%USOP) de la capacidad asignada;

$$\%USOP_f^{i,h} = \frac{\min(PIMP_f^{i,h}, TFIRIMP_f^{i,m}) + \min(PEXP_f^{i,h}, TFIREXP_f^{i,m})}{(TFIRIMP_f^{i,m} + TFIREXP_f^{i,m})}$$

siendo:

\*  $PIMP_f^{i,h}$  = Potencia total intercambiada por el agente o Comercializador "f" en operaciones de importación en el intervalo Spot "h", o sea por contratos más Spot.

\*  $TFIRIMP_f^{i,m}$  = Potencia firme que tiene asignada para importación en el mes "m" al que pertenece el intervalo Spot "h".

\*  $PEXP_f^{i,h}$  = Potencia total intercambiada por el agente o Comercializador "f" en operaciones de exportación en el intervalo Spot "h", o sea por contratos más Spot.

\*  $TFIREXP_f^{i,m}$  = Potencia firme que tiene asignada para exportación en el mes.

b) La capacidad libre de su capacidad asignada (LIBREA).

$$LIBREA_f^{i,h} = (TFIRIMP_f^{i,m} + TFIREXP_f^{i,m}) * (1 - \%USOP_f^{i,h})$$

c) La capacidad libre por los excedentes no asignados. El OED debe repartir los Excedentes de Importación (EXCI) y de Exportación (EXCX) no asignados entre cada agente y Comercializador "f" que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes, proporcionalmente a su asignación (EXCLIB).

$$EXCLIB_f^{i,m} = (EXCI^{i,m} + EXCX^{i,m}) * \%CTF_f^{i,m}$$

siendo "ff" los agentes y Comercializadores con capacidad asignada y "m" el mes al que pertenece el intervalo Spot "h".

d) La capacidad libre total (LIBRE).

$$LIBRE_f^{i,h} = LIBREA_f^{i,h} + EXCLIB_f^{i,m}$$

## 8.3.7. PEAJE POR EL USO DE UNA AMPLIACION FIRME POR PEAJE

La Ampliación Firme por Peaje está dedicada prioritariamente al cubrimiento de los contratos de importación y exportación asociados. Esto no representa prioridad de despacho para un Generador o Comercializador de generación que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes en el Registro, sino prioridad en el uso del contrato de importación o exportación para el abastecimiento de energía eléctrica de la demanda que compra del contrato.

El agente o Comercializador del MEM que participe en operaciones Spot de importación o exportación debe pagar un peaje si usa capacidad del Transporte de Interconexión Internacional asignada como Transporte para Contratos Firmes a terceros.

Se considera que el precio para importación Spot ofertado en el nodo frontera incluye el peaje. Se considera que el precio para exportación Spot ofertado en el nodo frontera incluye el peaje y el cargo variable de Transporte entre el Mercado y dicho nodo.

## 8.3.7.1. Acuerdo de Peaje.

El agente o Comercializador que quiera realizar operaciones Spot de importación o exportación y no cuente con asignación de Transporte para Contratos Firmes y un agente o Comercializador con Transporte para Contratos Firmes asignados podrán acordar el precio de dicho peaje mediante un acuerdo entre partes u otro tipo de metodología que consideren conveniente.

El agente o Comercializador con Transporte para Contratos Firmes asignado debe informar al OED cada acuerdo de peaje que realice indicando:

\* identificación de la Ampliación Firme por Peaje;

\* identificación del agente o Comercializador que es la parte vendedora del acuerdo (tiene asignado Transporte para Contratos Firmes);

\* identificación del agente o Comercializador que es la parte compradora del acuerdo (no tiene asignado Transporte para Contratos Firmes);

\* el precio del peaje acordado.

Para los agentes y Comercializadores que no cuenten con un acuerdo de peaje se le asignará el precio regulado.

En la Programación Estacional y reprogramación Trimestral el OED debe incluir la información de los acuerdos de peaje vigentes.

## 8.3.7.2. Uso por terceros

Para cada intervalo Spot "h" de un mes "m", el OED debe calcular el uso de la Ampliación Firme por Peaje para intercambios que no cuentan con la suficiente capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes.

a) Calcular el uso por terceros, agentes o Comercializadores "j", que no tienen asignado Transporte para Contratos Firmes, sumando para cada uno de ellos su importación Spot y su exportación Spot:

$$USOT_j^{i,h} = (PIMPS_j^{i,h}) + (PEXPS_j^{i,h})$$

siendo:

\*  $PIMPS_j^{i,h}$  = Potencia intercambiada por el agente o Comercializador "j" en operación de importación Spot en el intervalo Spot "h".

\*  $PEXPS_j^{i,h}$  = Potencia intercambiada por el agente o Comercializador "j" en operación de exportación Spot en el intervalo Spot "h".

b) Calcular para los agentes y Comercializadores "j" que tienen Transporte para Contratos Firmes asignado, el uso adicional de capacidad en operaciones Spot de importación y exportación considerando la parte de su intercambio Spot para la que no tienen capacidad asignada:

$$USOT_j^{i,h} = \max(PIMP_j^{i,h} - TFIRIMP_j^{i,m}, 0) + \max(PEXP_j^{i,h} - TFIREXP_j^{i,m}, 0)$$

siendo:

\*  $PIMP_j^{i,h}$  = Potencia total intercambiada por el agente o Comercializador "j" en operaciones de importación en el intervalo Spot "h", por contratos más Spot.

\* TFIRIMP<sup>i,m</sup><sub>j</sub> = Potencia firme que tiene asignada para importación.

\* PEXP<sup>i,h</sup> = Potencia total intercambiada por el agente o Comercializador “j” en operaciones de exportación en el intervalo Spot “h”, suma de por contratos más Spot.

\* TFIREXP<sup>i,m</sup><sub>j</sub> = Potencia firme que tiene asignada para exportación.

c) De existir agentes conectados al MEM a través de la Ampliación Firme por Peaje, el OED le debe calcular el uso realizado de capacidad asignada a terceros para ubicar su producción en el MEM o para traer su abastecimiento del MEM según corresponda.

### 8.3.7.3. Cargo por peaje

Para cada intervalo Spot “h”, a cada agente o Comercializador “j” que realizó una operación Spot de importación o exportación utilizando capacidad asignada de terceros, le corresponde pagar un cargo por dicho uso (USOT).

El OED debe calcular:

a) el cargo a pagar en concepto de peaje por el uso de terceros de capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes, valorizando la energía de intercambios Spot al precio del peaje que corresponda;

b) la remuneración que corresponde a cada agente o Comercializador con capacidad libre en su Transporte para Contratos Firmes asignado.

De contar con uno o más acuerdos de peaje con un agente o Comercializador “f”, se reparte entre ellos la potencia de uso requerido (USOT) en forma proporcional a la capacidad libre (LIBRE) del agente o Comercializador vendedor dentro de cada acuerdo. De este modo quedan definidas las transacciones dentro de cada acuerdo de peaje: la potencia de uso requerida asignada el acuerdo (USOAC) y el peaje correspondiente.

El uso requerido que no es cubierto por acuerdos de peaje (USORES), ya sea porque el agente o Comercializador no realizó acuerdos o los realizó pero la capacidad libre asociada a ellos le resulta insuficiente para la operación Spot realizada, se considera usando el excedente del conjunto. El cargo por peaje que corresponde resulta de valorizar dicha potencia al precio regulado.

La suma del uso asignado a cada acuerdo más el uso asignado al conjunto corresponde con la potencia de uso requerido (USOT).

El cargo mensual a pagar por cada agente o Comercializador por el uso de capacidad de Transporte para Contratos Firmes de terceros resulta:

\* para cada acuerdo de peaje, la integración para cada intervalo Spot de los cargos asignados a dicho acuerdo;

\* para el conjunto, la integración para cada intervalo Spot de los cargos asignados de los usos requeridos que no cuentan con acuerdos.

### 8.3.7.4.. Remuneración por peaje

Para cada agente o Comercializador “f” con capacidad asignada de Transporte para Contratos Firmes y acuerdos de peaje con terceros, la remuneración por peajes que le corresponde por sus acuerdos resulta de la integración de los cargos asignados a dichos acuerdos.

Para cada intervalo Spot “h”, la capacidad libre restante de su capacidad asignada (LIBRER) se obtiene restando de su capacidad libre por uso propio (LIBRE) el uso realizado por terceros con los que tiene acuerdos de peaje:

$$\text{LIBRER}_f^{i,h} = \text{LIBRE}_f^{i,h} - \sum_j \text{USOAC}_{fj}^{i,h}$$

siendo USOAC<sup>i,h</sup><sub>fj</sub> la potencia asignada al acuerdo de peaje entre el agente o Comercializador “f” que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes y el agente o Comercializador “j” que lo requiere para operaciones Spot de importación o exportación.

En una Ampliación Firme por Peaje “i” para cada intervalo Spot “h”, el OED debe calcular la remuneración (REMPEAJEH) por el uso y peaje asignado al conjunto totalizando el uso requerido que no es cubierto por acuerdos de peaje (USORES) valorizado al precio regulado del peaje, y repartiéndolo entre los agentes y Comercializadores “f” que tienen asignado Transporte para Contratos Firmes en forma proporcional a su capacidad libre restante (LIBRER).

$$\text{REMPEAJEH}_f^{i,h} = \text{PEAJE}^i * \sum_j \text{USORES}_j^h * \text{LIBRER}_f^{i,h} / \sum_{ff} \text{LIBRER}_f^i$$

siendo “ff” los agentes y Comercializadores que tienen asignado Transporte para Contratos Firmes en la ampliación “i”, y “j” los agentes y Comercializadores que usan capacidad libre del conjunto en su operación Spot de importación o exportación.

Al finalizar cada mes “m”, el OED debe totalizar la remuneración mensual por peaje (MESPEAJE) en cada Ampliación Firme por Peaje “i” para cada agente y Comercializador “f” que tiene asignado Transporte para Contratos Firmes integrando las remuneraciones que corresponden:

a) el uso restante asignado al conjunto;

b) el uso realizado dentro de Acuerdos de Peaje.

### 8.4. CARGOS POR SERVICIO DE TRANSPORTE EN EL SADI

El agente o Comercializador del MEM que participa en una operación Spot de importación o exportación es el responsable por el pago de los cargos de Transporte correspondientes a dicha operación, asociados al uso del sistema de transporte en el SADI.

Para el cálculo de los cargos de Transporte en el MEM de un contrato de importación, el OED debe considerar que el vendedor se hace cargo de llevar su energía hasta el nodo frontera y el comprador en el MEM de llevarlo de allí hasta su nodo. Para el caso de un contrato de exportación, el OED debe considerar que el vendedor del MEM se hace cargo de llevar su energía desde su nodo hasta el nodo frontera y el comprador extranjero se hace cargo de llevar la energía desde el nodo frontera hasta dónde lo requiera la demanda.

Para contratos de importación o exportación, el agente o Comercializador del MEM dentro del contrato es el responsable de pagar los cargos de transporte, fijos y variables, dentro del MEM que

correspondan a la ejecución del contrato y es facturado por ello por el OED, independientemente de lo que se establezca en el contrato respecto a la participación de cada parte en los costos de transporte.

Para las operaciones Spot de importación y exportación, el agente o Comercializador del MEM responsable de la operación paga implícitamente en el precio el cargo variable de Transporte que corresponde.

ANEXO XVIII

## ANEXO 36: RESERVAS DE CORTO PLAZO

### 1. OBJETO.

La reserva de corto plazo es la requerida en la operación por los requerimientos de calidad del servicio. Incluye los siguientes tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta:

- Reserva instantánea.
- Reserva para Regulación de Frecuencia.
- Reserva operativa —de CINCO (5) minutos—.
- Reserva de DIEZ (10) minutos.
- Reserva fría —de VEINTE (20) minutos—.

El OED deberá asignar las reservas de corto plazo 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.

### 2. REQUISITOS Y RESTRICCIONES.

Una máquina térmica o central hidroeléctrica podrá ofertar un tipo reserva de corto plazo en la medida que esté disponible, cumpla los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas en el presente Anexo de LOS PROCEDIMIENTOS. El OED mediante un Procedimiento Técnico específico establecerá los requisitos técnicos a cumplir para estar habilitado a aportar cada tipo de reserva de corto plazo.

Una máquina térmica o central hidroeléctrica no podrá vender la misma reserva para más de un servicio auxiliar de reserva.

Un Gran Usuario Interrumpible será considerado habilitado a aportar un tipo reserva de corto plazo en la medida que pueda reducir su demanda dentro de los plazos asociados al tiempo de respuesta de la correspondiente reserva, cumpliendo los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas en el presente Anexo de LOS PROCEDIMIENTOS. El OED mediante un Procedimiento Técnico establecerá los requisitos técnicos a cumplir por un Gran Usuario Interrumpible para estar habilitado a aportar cada tipo de reserva de corto plazo.

### 3. TIPOS DE RESERVA DE CORTO PLAZO.

En cada instante, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer con la calidad 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 disponible 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 fría de corto plazo lista para estar disponible en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos, para cubrir apartamientos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.

#### 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 el Anexo 35 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 garantizar la operatividad del sistema.

El nivel de reserva operativa requerido se determinará en la Programación Estacional por tipo de día y bloques de una o más horas del día, para tener 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 OED establecerá el procedimiento técnico para dicha habilitación.

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

#### 3.4. RESERVA DE DIEZ (10) MINUTOS.

Es la reserva de respuesta menor o igual que DIEZ (10) minutos, cubierta por capacidad de generación libre disponible 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 OED establecerá el procedimiento técnico para dicha habilitación.

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) en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos de serle requerido por el OED.

#### 3.5. RESERVA FRÍA —DE VEINTE (20) MINUTOS—.

La reserva fría será cubierta con máquinas térmicas de punta paradas, incluyendo los grupos turbogas 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 en días hábiles 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 para día hábil. 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 que VEINTE (20) minutos. El OED establecerá el procedimiento técnico para dicha habilitación.

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 VEINTE (20) minutos de ser requerido el arranque o reducción por el OED.

### 4. RESERVA DE CORTO PLAZO EN GRANDES USUARIOS INTERRUMPIBLES.

#### 4.1. CARACTERISTICAS GENERALES.

El Gran Usuario Interrumpible podrá proveer los siguientes servicios de reserva de corto plazo:

- Reserva de DIEZ (10) minutos: si compromete implementar su interrumpibilidad en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos.

- Reserva fría —de VEINTE (20) minutos—: si compromete implementar su interrumpibilidad en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos.

De acuerdo a los plazos de respuesta ofertada por un GUI dependerá el tipo de reserva que aporta y que, como consecuencia, no requiere del Mercado.

- Si en su oferta compromete retirar demanda en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos y dicha interrumpibilidad es habilitada como reserva de VEINTE (20) minutos, se considera que no requiere Reserva Fría y, por lo tanto, tampoco le corresponde pagar los cargos asociados a dicha reserva.

- Si en su oferta compromete retirar demanda en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos y dicha interrumpibilidad es habilitada como reserva de DIEZ (10) minutos, se considera que no requiere Reserva de DIEZ (10) minutos y, por lo tanto, tampoco le corresponde pagar los cargos asociados a dicha reserva, además de los cargos asociados a Reserva Fría.

#### 4.2. HABILITACION COMO RESERVA DE CORTO PLAZO.

El Gran Usuario Interrumpible que requiera ser habilitado como reserva de corto plazo, deberá presentar al OED la solicitud con la siguiente información:

- Identificación del Gran Usuario Interrumpible.

- La permanencia de su oferta, o sea la cantidad de períodos estacionales en que ofrece su interrumpibilidad, que no debe ser menor a un Período Estacional.

- La potencia que compromete interrumpir a requerimiento del OED en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos, y que puede ser CERO (0). Esta será la potencia máxima que el OED le podrá requerir retirar del MEM (o sea disminuir) dentro de su compromiso de interrumpibilidad con un preaviso de DIEZ (10) minutos o asignar como reserva de DIEZ (10) minutos.

- La potencia que compromete interrumpir a requerimiento del OED en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos. Esta será la potencia máxima que el OED le podrá requerir retirar del MEM (o sea disminuir) con un preaviso de VEINTE (20) minutos o asignar como reserva fría.

- El modo en que implementará esta interrumpibilidad como reserva de corto plazo y el modo en que el OED podrá verificar su cumplimiento.

La potencia ofertada como reserva para un tiempo de preaviso correspondiente a DIEZ (10) minutos y VEINTE (20) minutos es el compromiso que asume el Gran Usuario Interrumpible de implementar la reducción en su demanda en el tiempo máximo comprometido ante un requerimiento del OED por déficit y/o por haber sido asignada como reserva de corto plazo en el despacho o predespacho.

El OED debe rechazar la oferta de reserva de corto plazo en caso que se cumpla al menos una de las siguientes condiciones.

- La potencia ofertada es mayor que la que está habilitada como Gran Usuario Interrumpible (o sea mayor que la ofertada para un tiempo de preaviso de una hora).

- La potencia ofertada como reserva de corto plazo representa menos que el DIEZ (10) % de la Potencia Máxima Estacional.

- La interrumpibilidad se oferta por menos de un Período Estacional.

Adicionalmente el OED debe rechazar la oferta de reserva de DIEZ (10) minutos si se cumple al menos una de las siguientes condiciones.

- Debido a las condiciones indicadas por el GUI, el OED no podrá verificar el cumplimiento de la interrumpibilidad ofertada como reserva de DIEZ (10) minutos.

- El Gran Usuario ha ofertado previamente parte de su demanda como reserva de DIEZ (10) minutos y, al serle requerido el retiro de la misma, registró incumplimientos en el compromiso establecido, en la cantidad de potencia retirada y/o en el tiempo transcurrido para llevar a cabo dicha interrupción, que llevaron a su inhabilitación como reserva de DIEZ (10) minutos por un plazo que aún no ha finalizado para el período de vigencia de la nueva habilitación solicitada.

Análogamente el OED debe rechazar la oferta de reserva fría —de VEINTE (20) minutos— si se cumple al menos una de las siguientes condiciones.

- Debido a las condiciones indicadas por el GUI, el OED no podrá verificar el cumplimiento de la interrumpibilidad ofertada como reserva fría.

- El Gran Usuario ha ofertado previamente parte de su demanda como reserva fría y, al serle requerido el retiro de la misma, registró incumplimientos en el compromiso establecido, en la cantidad de potencia retirada y/o en el tiempo transcurrido para llevar a cabo dicha interrupción, que llevaron a su inhabilitación como reserva fría por un plazo que aún no ha finalizado para el período de vigencia de la nueva habilitación solicitada.

En la Programación Estacional el OED debe adjuntar un listado de los Grandes Usuarios Interrumpibles habilitados como reserva de corto plazo, indicando para cada uno y total:

- la demanda potencia comprometida como reserva de DIEZ (10) minutos;

- la potencia comprometida como reserva fría.

#### 4.3. ASIGNACION Y CUMPLIMIENTO DEL SERVICIO DE RESERVA DE CORTO PLAZO.

En el despacho o redespacho, de resultar asignado un GUI como reserva de DIEZ (10) minutos o reserva fría, el OED deberá informar al GUI, indicando el programa de reserva asignado. En este caso, se programará el despacho de toda la demanda prevista del GUI. Sin embargo, en la operación real, de acuerdo a los requerimientos que surjan de reserva, el OED podrá requerir la reducción de demanda correspondiente a la potencia asignada como reserva de corto plazo. De serle requerido, el GUI deberá cumplir con la reducción de demanda en un plazo no mayor que el correspondiente al tipo de reserva que aporta DIEZ (10) o VEINTE (20) minutos, según corresponda).

En caso de incumplimientos que afecten la calidad de la reserva ofertada de un Gran Usuario Interrumpible, dicho agente deberá pagar una compensación y perderá transitoriamente su habilitación como reserva de corto plazo, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 38 "La Demanda Interrumpible" de LOS PROCEDIMIENTOS.

### 5. LICITACION DE OFERTAS DE RESERVA DE CORTO PLAZO CON MAQUINAS PARADAS.

#### 5.1. LICITACION SEMANAL.

Junto con la Programación Semanal, si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el OED informará la magnitud de cada tipo de reserva de corto plazo prevista requerida para cada día, en particular la reserva fría prevista para los días hábiles.

Los Generadores con máquinas habilitadas a prestar estos servicios estando paradas podrán presentar ofertas para la semana siguiente, con un precio tope dado por el Precio de la Potencia en el Mercado. Las ofertas de deberán informar al OED antes de las 12:00 hrs. del último día hábil de la semana anterior a la oferta.

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.

- 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 asignado a uno de ellos.

La capacidad comprometida por Contratos de Reserva Fría del Mercado a Término (ver Capítulo 4) no se considerará en la conformación técnica de la reserva de corto plazo necesaria para el sistema ni podrá ser ofertada en el concurso de reserva ya que se encuentra comprometida por sus contratos.

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.

El OED no podrá aceptar ofertas cuyo precio sea mayor que el precio máximo de la potencia vigente. También podrá rechazar ofertas por motivos técnicos debiendo en este caso justificarlo debidamente.

En todos los casos, el OED deberá informar al Generador correspondiente cuando rechace una oferta y el motivo que lo justifica.

Para cada tipo de reserva de corto plazo que se pueda aportar con máquinas paradas, el OED conformará un orden de mérito entre las ofertas recibidas y aceptadas, ordenándolas en base, no sólo

al precio, sino también a la ubicación geográfica de la máquina y calidad del vínculo con el Mercado, la velocidad de entrada y toma de carga indicada, así como el comportamiento real observado anteriormente si trabajó como la reserva de corto plazo ofertada.

En cada lista de mérito quedarán ordenadas primero las máquinas que no hayan fallado aportando el correspondiente servicio de reserva de corto plazo y luego aquellas que, estando asignadas como reserva de corto plazo y paradas, al ser solicitada su entrada en servicio no hayan cumplido su compromiso ofertado. Aquellas máquinas que hayan fallado en su compromiso de reserva 3 veces en el transcurso de SESENTA (60) días quedarán automáticamente excluidas de participar en el concurso de reserva de corto plazo con máquinas paradas durante los siguientes 6 meses.

La lista de mérito semanal se confeccionará en el centro de carga del Sistema. En consecuencia, para tener en cuenta la ubicación de la máquina y calidad de su vinculación con el Mercado, en la definición de la lista de mérito se afectará el precio ofertado por el correspondiente factor de adaptación (FA) definiendo de este modo el precio en el centro de carga.

Los procedimientos para la realización de estas licitaciones y metodología para determinar la lista de mérito semanal se describe en mayor detalle en el Anexo 15 de LOS PROCEDIMIENTOS.

## 5.2. 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 determinar la lista de mérito diaria se describe en mayor detalle en el Anexo 15 de LOS PROCEDIMIENTOS.

El despacho de reserva de corto plazo en máquinas paradas se realizará en el siguiente orden:

- Primero: Despacho de Reserva Operativa en máquinas paradas, de ser necesario.
- Segundo: Despacho de Reserva de DIEZ (10) minutos en máquinas paradas, de ser necesario.
- Tercero: Despacho de Reserva Fría —de VEINTE (20) minutos—.

De ser requerido para cubrir el requerimiento para un tipo reserva de corto plazo utilizar máquinas paradas, 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 y hasta completar el nivel de potencia requerido como reserva o que no queden más ofertas en la lista de mérito. De acuerdo a la cantidad de reserva ofertada y disponible, podrá resultar una reserva menor que la requerida.

Con la lista de mérito del día, para cada servicio de reserva de corto plazo que se asigne a máquinas paradas se obtendrá la previsión de precio en el Mercado de la potencia aportando el correspondiente servicio de corto plazo con máquinas paradas, dado por el de la máquina más cara aceptada como reserva (precio de corte del concurso) o, de no completarse el nivel de reserva requerido por falta de ofertas, por el precio máximo de la potencia vigente.

## 5.3. OPERACION EN TIEMPO REAL Y PRECIOS REALES.

La definición de las máquinas paradas que aportan a un servicio de reserva de corto plazo así como el precio previsto se fija con el predespacho. De este modo, cada día resulta una remuneración prevista para la reserva de corto plazo programada en máquinas paradas en función de la reserva asignada a cada intervalo Spot. El precio de dicho servicio de corto plazo en máquinas paradas será igual al precio previsto en el predespacho salvo que en la operación en tiempo real se realice un redespacho que incremente las máquinas paradas asignadas a dicha reserva de corto plazo.

Si alguna máquina asignada como reserva de corto plazo en máquinas paradas se ve forzada a entrar en servicio por restricciones, deja de aportar dicho servicio de reserva para pasar a ser considerada máquina forzada. El OED decidirá si es necesario redespachar la correspondiente reserva de corto plazo para agregar una nueva máquina parada. De ser así, el nuevo precio de la correspondiente reserva de corto plazo asignada a máquinas paradas se obtendrá de dicho redespacho de reserva como el máximo entre el precio del predespacho y los precios de las nuevas máquinas que incorporen los redespachos.

En caso de que en la operación real una máquina parada y asignada a un servicio de reserva de corto plazo, al ser convocada no responda (no entre en servicio y alcance su potencia asignada como reserva dentro de los tiempos comprometidos en su oferta) perderá la remuneración correspondiente a ese día. El OED podrá solicitar la entrada de otra máquina de la lista de mérito del día para dicho servicio de corto plazo y como consecuencia aumentar el precio de dicha reserva para ese día a partir de esa hora. En caso de que ésta no pueda entrar en servicio, no será penalizada si no estaba comprometida como reserva de corto plazo parada para ese día. En ningún caso el OED podrá bajar el precio de un servicio de reserva de corto plazo en máquinas paradas por debajo del valor definido en el predespacho.

Toda falla en la entrada de una máquina asignada como reserva de corto plazo en máquinas paradas afectará negativamente sus posibilidades futuras, desplazándola al final de la correspondiente lista de orden de mérito si se ofrece nuevamente como reserva para dicho servicio. Si se repite la falla en el cumplimiento de su compromiso de reserva tres veces en el transcurso de SESENTA (60) días, quedarán automáticamente excluidas de participar en el concurso de reserva de corto plazo con máquinas paradas durante los siguientes CIENTO OCHENTA (180) meses. En el Anexo 15 se establece la correspondiente reglamentación.

## 6. DESPACHO Y REMUNERACION DE RESERVAS DE CORTO 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 real con que se operó, identificando para cada tipo la cantidad asignada a cada máquina y el total.

### 6.2. ASIGNACION.

#### 6.2.1. Criterios generales.

Una misma reserva 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. En el caso del servicio de reserva fría, se requerirá exclusivamente en días hábiles.

La asignación 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—.

#### 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 realiza 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 paso de cálculo del Mercado 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 que 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 proporcionalmente 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 durante las horas en que se remunera la potencia, 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 la licitación 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 proporcionalmente entre la oferta de reserva de DIEZ (10) minutos rotante 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 durante las horas en que se remunera la potencia, 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 durante las horas en que se remunera la potencia, 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 diaria 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.

#### 6.3. RESERVA FRIA —DE VEINTE (20) MINUTOS—.

En el despacho y la operación en tiempo real, la reserva fría se asignará solamente en días hábiles a las máquinas habilitadas para ello, de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.

Junto con el Predespacho Anual de Media que se describe en el Anexo 37, para cada mes y con los programas de carga previstos de día hábil que resultan de dicho predespacho, se identificará cada máquina térmica prevista generando en alguna hora durante el período en que se remunera la potencia en dicho día hábil, y se la califica como reserva fría en las restantes horas en que se remunerará la potencia y que no resulta prevista generando. El OED determinará de este modo para cada mes para cada máquina térmica la potencia media en reserva fría que resulta de los programas de carga para días hábiles previstos en el Predespacho Anual de Media. Dicho valor se asignará como reserva fría

media hábil de la máquina para dicho mes. Para las máquinas térmicas que no resulten previstas generando en el Predespacho Anual de Media para los días hábiles, se asignará una reserva fría media hábil igual a CERO (0).

En el predespacho diario de cada día hábil, el OED totalizará entre las máquinas térmicas paradas habilitadas como reserva fría la potencia que tienen asignada como reserva fría del Predespacho Anual de Media, y asignará dicha potencia al servicio de reserva fría diaria luego de descontar la reserva que haya sido asignada como reserva de CINCO (5) o DIEZ (10) minutos en máquinas paradas, de existir.

Para cada hora en que se remunera la potencia en un día hábil, en caso que la reserva fría asignada de este modo resulte menor que la requerida, 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 que VEINTE (20) minutos de serle requerido por el OED.

Para cada hora en que se remunera la potencia, si la oferta que resulta asignada del Predespacho Anual de Media y de Grandes Usuarios Interrumpibles es insuficiente para cubrir el requerimiento establecido de reserva fría, el OED deberá asignar el faltante entre las máquinas térmicas habilitadas de acuerdo a la lista de mérito diaria para la reserva fría, hasta completar el faltante requerido o que no queden más ofertas.

#### 6.4. REMUNERACION POR POTENCIA Y CARGO POR RESERVA DE CORTO PLAZO.

##### 6.4.1. CRITERIOS GENERALES.

Durante las horas en que se remunera la potencia, a la potencia que resulte como reserva de corto plazo le corresponderá un pago de valorizar dicha potencia al precio correspondiente al servicio que aporta y que será, como máximo, el precio máximo de la potencia transferido al nodo.

##### 6.4.2. RESERVA REGULANTE.

Durante las horas en que se remunera la potencia, la potencia que resulte como reserva regulante será remunerada al precio de la potencia en el nodo.

Al finalizar cada mes, el OED calculará la remuneración por reserva regulante de cada máquina térmica y central hidroeléctrica integrando la potencia que resulta asignada como reserva regulante durante las horas en que se remunera la potencia y valorizándola al precio de la potencia en el nodo. El OED determinará el Monto Total por Potencia en Reserva Regulante totalizando la remuneración por reserva regulante de todas las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del MEM.

Los agentes Consumidores pagarán el costo de esta reserva a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

##### 6.4.3. RESERVA OPERATIVA.

Durante las horas en que se remunera la potencia, la potencia que resulte en la operación real asignada como reserva operativa —de CINCO (5) minutos— será remunerada:

- si está asignada como reserva operativa rotante, al precio de la potencia en el nodo,
- si está asignada como reserva operativa en máquinas paradas, al precio de dicha reserva que surge de la licitación y lista de mérito, transferido a su nodo con el factor de Adaptación.

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 Potencia en 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.

##### 6.4.4. RESERVA DE DIEZ (10) MINUTOS.

Durante las horas en que se remunera la potencia, la potencia que resulte en la operación real como reserva de DIEZ (10) minutos será remunerada por dicho servicio:

- si está asignada como reserva de DIEZ (10) minutos rotante, al precio de la potencia en el nodo;
- si está asignada como reserva de DIEZ (10) minutos en máquinas paradas, al precio de dicha reserva que surge de la licitación y lista de mérito, transferido a su nodo con el factor de Adaptación.

Al finalizar cada mes, el OED calculará la remuneración por reserva de DIEZ (10) minutos de cada máquina térmica y central hidroeléctrica integrando la correspondiente remuneración horaria. El OED determinará el Monto Total por Potencia en 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 pagarán esta reserva a través del Cargo por Reserva, diferenciado como de DIEZ (10) minutos.

#### 6.5. RESERVA FRÍA —DE VEINTE (20) MINUTOS—.

Con la licitación y asignación de reserva fría, se determinará el precio horario de la reserva fría en el Mercado. Dicho precio se transferirá a cada nodo con el factor de Adaptación.

Cada día hábil, a cada máquina en reserva fría el OED le asignará una remuneración igual a valorizar la reserva fría en cada hora en que se remunera la potencia al precio de la reserva fría en su nodo para esa hora, de acuerdo al siguiente procedimiento:

• Durante las horas en que se remunera la potencia y en que la reserva fría requerida se cubre con la potencia totalizada del Predespacho Anual de Media y/o GUIs sin necesidad de asignar máquinas de la lista de mérito diaria, el precio de la reserva fría estará dado por el menor precio ofertado en la licitación.

• Para cada hora en que se remunera la potencia y en que el OED asigne faltantes de reserva fría entre máquinas paradas de la lista de mérito diaria, de acuerdo a los procedimientos establecidos, el precio de la reserva fría estará dado por el mayor precio entre las máquinas aceptadas en el predespacho más las que se hayan agregado en los redespachos, de corresponder.

Al finalizar cada mes, el OED calculará la remuneración por reserva fría de cada máquina térmica y central hidroeléctrica integrando la correspondiente remuneración horaria. El OED determinará el

Monto Total por Potencia en Reserva Fría totalizando la remuneración por reserva fría de todas las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del MEM.

La demanda pagará el costo de esta reserva a través del Cargo por Reserva, diferenciado como reserva fría.

#### 6.6. TOTAL POR RESERVAS DE CORTO PLAZO.

Al finalizar cada mes, el OED calculará el Monto Total por Potencia en Reservas de Corto Plazo totalizando:

- el Monto Total por Potencia en Reserva Regulante
- el Monto Total por Potencia en Reserva Operativa;
- el Monto Total por Potencia en Reserva de DIEZ (10) minutos;
- el Monto Total por Potencia en Reserva Fría.

ANEXO XIX

#### ANEXO 37: PREDESPACHO ANUAL DE MEDIA Y RESERVA DE MEDIANO PLAZO

##### 1. OBJETO.

El Predespacho Anual de Media busca determinar la participación prevista de las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas para un despacho económico en las condiciones de media que establece el presente Anexo. De este modo se emulan los resultados del despacho y la operación real para las condiciones medias establecidas.

El objeto es determinar la potencia que resultaría requerida por eficiencia económica en dicho predespacho en cada máquina térmica y central hidroeléctrica durante las horas en que se remunera la potencia en las semanas típicas de cada mes. La forma de la demanda típica semanal será la misma que la utilizada para determinar las horas en que se remunerará la potencia de acuerdo a lo que se establece en LOS PROCEDIMIENTOS.

La reserva de mediano plazo tiene como objeto que existan señales a la disponibilidad para el cubrimiento económico de la demanda y para la garantía de suministro. El Generador conocerá con anticipación su requerimiento de disponibilidad para cumplir con su compromiso de reserva. A cambio de ello, contará con una remuneración por potencia asociada al servicio de reserva de mediano plazo, asignada de acuerdo a su competitividad en el despacho económico, su compromiso de disponibilidad y su eficiencia en el cumplimiento de la disponibilidad asignada a dicho servicio.

##### 2. PERIODICIDAD

La reserva de mediano plazo se asignará para el período que abarca desde el comienzo de noviembre de un año a la finalización de octubre del año siguiente.

Junto con los cálculos para la Programación Estacional de Noviembre, el OED determinará el predespacho previsto para los siguientes dos períodos semestrales, que se denomina Predespacho Anual de Media. En este caso el Período a Simular en el Predespacho Anual de Media será de doce meses.

Este predespacho se actualizará en la programación de cada Período Trimestral. En este caso el Período a Simular en el Predespacho Anual de Media serán los meses entre el comienzo del siguiente Período Trimestral y el final del siguiente mes de Octubre, o sea hasta completar el período que abarca el primer Predespacho Anual de Media realizado en la Programación Estacional de Verano.

##### 3. 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. No se incluirá la demanda de exportación ni la demanda asociada a Acuerdos de Generación Obligateda.

Con la forma de las demandas típicas determinada para el cálculo de las horas en que se remunerará la potencia y utilizando las previsiones de consumo mensual de energía, el OED determinará la carga en cada intervalo Spot de demanda típica semanal de cada Distribuidor, Autogenerador y Gran Usuario para cada mes del Período a Simular. De la misma, descontará el cubrimiento comprometido por Contratos de Importación o previsto cubierto por generación obligada.

El OED determinará la demanda típica total a cubrir con generación del MEM totalizando la demanda típica de cada Agente Consumidor. Como se indicó, dicha demanda no incluirá la prevista cubierta por Contratos de Importación o generación obligada.

##### 4. DISPONIBILIDAD

Junto con los datos para la Programación Estacional de Verano, cada Generador informará la disponibilidad semanal que oferta en sus máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas como compromiso para la reserva de mediano plazo, excluyendo la potencia comprometida en Contratos de Exportación o en Acuerdos de Generación Obligateda.

El valor ofertado se expresará en MWs disponibles para cada semana y corresponderá a la disponibilidad total. El Generador deberá tener en cuenta al determinar la disponibilidad a ofertar la indisponibilidad por mantenimientos así como, de tratarse de na máquina térmica, por falta de combustibles.

Para toda disponibilidad no informada en la oferta de disponibilidad de reserva de mediano plazo del Generador, el OED deberá considerar una disponibilidad ofertada igual a cero.

Para cada semana del Período a Simular, el OED determinará la indisponibilidad no programada (no incluida en mantenimientos programados) a incluir en el Predespacho Anual de Media para cada máquina térmica y central hidroeléctrica de acuerdo a la siguiente metodología:

- Tomará el registro de indisponibilidad total de las últimas CINCUENTA Y DOS (52) semanas.

• Tomará el registro de incumplimientos del Generador a sus compromisos de reserva de mediano plazo y de reserva contingente en las últimas CINCUENTA Y DOS (52) semanas.

- Si el Generador registró algún incumplimiento en la semana a simular, el OED asignará como indisponibilidad no programada inicial a la indisponibilidad total registrada para la misma semana del registro de indisponibilidad. Si en cambio el Generador no registró incumplimiento, asignará una indisponibilidad no programada inicial igual a cero.

- El OED calculará la indisponibilidad no programada ofertada como la potencia efectiva neta menos la disponibilidad ofertada por el Generador, salvo que dicho valor resulte menor que la indisponibilidad prevista por los mantenimientos programados en cuyo caso asignará una indisponibilidad no programada ofertada igual a CERO (0).

- El OED calculará la indisponibilidad no programada para el Predespacho Anual de Media como el máximo entre la indisponibilidad no programada ofertada y la indisponibilidad no programada inicial.

Para el caso de ingreso de máquinas y/o centrales nuevas, se considerará que están en mantenimiento programado hasta la fecha informada de entrada 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.

## 5. OFERTA

### 5.1. OFERTA TERMICA:

Para cada combustible, el costo variable de producción por unidad térmica se modelará como un valor medio para cada bloque horario (punta, valle y horas restantes), el mismo para todas las semanas de cada mes del Período a Simular. Se utilizará como costo variable de producción para cada unidad térmica por bloque horario el promedio de los declarados para una máquina en el correspondiente bloque horario en dichas semanas en los ULTIMOS TREINTA Y SEIS (36) meses móviles. Para las semanas de este período que sean anteriores a la entrada en vigencia de la declaración de Costo Variable de Producción semanal discriminado por banda horaria, se considerará el Costo Variable de Producción estacional vigente (el mismo para todas las bandas) salvo para las máquinas turbovapor en que a la banda de punta se adicionará el costo variable asociado al arranque.

Para ingreso de máquinas nuevas y/o máquinas con una antigüedad menor que TREINTA Y SEIS (36) 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;

- Para los meses restantes hasta completar TREINTA Y SEIS (36) meses, los costos medios representativos de una máquina similar.

Para cada mes del período faltante hasta completar los TREINTA Y SEIS (36) meses, el OED realizará el siguiente procedimiento para determinar los costos medios representativos de una máquina similar:

- Si la máquina se adiciona a una central en la que existen máquinas similares, considerará el mismo costo mensual que el declarado por la o las máquinas similares.

- Si es una central nueva o la máquina que se adiciona a una central existente es distinta a las máquinas que tiene dicha central, se considerará el promedio de los costos declarados para máquinas en condiciones similares en dicho mes. De no existir máquinas similares, se utilizará las más parecidas posibles.

- En ambos casos, al costo calculado se aplicará un ajuste por consumo específico. El factor de ajuste se calculará como el consumo específico de la máquina considerada, dividido por el consumo específico promedio de las máquinas utilizadas para determinar los costos medios representativos de una máquina similar.

### 5.2. OFERTA HIDROELECTRICA:

Para cada embalse estacional, se definirá el nivel típico normal al comienzo de cada Período Trimestral como el nivel medio con que resulta para esas fechas. Dicho nivel se determinará con una simulación de condiciones hidrológicas medias. Estos serán considerados los niveles 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 demuestre que existen modificaciones, tales como cambios en las normas de manejo de aguas y restricciones, que afecten significativamente la operación del conjunto central-embalse.

Se considerará a cada embalse al comienzo del período a simular en su nivel típico normal definido, o sea que se asumirá una condición inicial de año medio. Se considerará como nivel final el correspondiente al 31 de Octubre en condiciones de media.

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

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. La simulación de la operación se realizará con los valores del agua determinados y partiendo del volumen inicial indicado (nivel típico normal) en cada embalse estacional al comienzo del Período a Simular.

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

### 5.3. OFERTA DE PAISES INTERCONECTADOS:

No se incluirá como oferta adicional la importación firme prevista (contratos) ya que la misma ya ha sido descontada de la demanda.

## 6. 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.

## 7. PREDESPACHO DE MEDIA

Para que la asignación de potencia se corresponda con la posibilidad de que esté disponible dicha potencia para la garantía de suministro, se descontará de la potencia máxima despachable de cada máquina térmica y central hidroeléctrica:

- El porcentaje para Regulación Primaria de Frecuencia.

- Los mantenimientos programados, de acuerdo a lo acordado en el programa de mantenimiento vigente.

- La indisponibilidad no programada prevista.

Tomando la Base de Datos Estacional y realizando los ajustes indicados en 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.

Se incluirá en el modelado y simulación las centrales de bombeo, para determinar la energía semanal prevista teniendo en cuenta su hidrología media y ciclos de bombeos resultantes.

Como resultado del modelo de simulación, el OED obtendrá la energía semanal prevista de cada central hidroeléctrica para la probabilidad del CINCUENTA POR CIENTO (50%). Con estos valores se obtendrá la energía promedio semanal de cada central hidroeléctrica para cada mes del período.

Con la energía semanal hidroeléctrica resultante, la disponibilidad prevista y la demanda semanal tipificada, se utilizará el modelo de Programación Semanal para determinar el despacho típico semanal para cada mes del período. Como resultado, el OED determinará el Predespacho Anual de Media identificando los programas de carga para cada Intervalo Spot de cada máquina térmica y central hidroeléctrica para la semana típica. También identificará para cada máquina térmica y central hidroeléctrica:

- la disponibilidad comprometida;

- la potencia media requerida durante las horas en que se remunerará la potencia;

## 8. SERVICIO DE RESERVA DE MEDIANO PLAZO

### 8.1. OBJETO.

El servicio de reserva de mediano plazo corresponde a contar con disponibilidad de potencia comprometida para cubrir la demanda según un despacho económico en condiciones de media. El objetivo es que el usuario final pague por la potencia requerida en condiciones de media para su suministro a cambio de un compromiso, que asume con anticipación el Generador, que existirá la disponibilidad de potencia requerida. Su asignación se determina con la metodología indicada en los puntos anteriores.

### 8.2. CALCULO ANUAL.

#### 8.2.1. Previsión de potencia generada.

Junto con la Programación Estacional de Verano, el OED realizará el Predespacho Anual de Media.

Para cada mes del Período a Simular y cada máquina térmica y central hidroeléctrica, el OED utilizará los programas de carga resultantes del Predespacho Anual de Media para determinar la potencia prevista generando durante las horas que se remunerará la potencia. De este modo, se determina la potencia que resultaría remunerada por estar generando si el predespacho de media realizado correspondiera a la operación real. Como resultado final, el OED calculará la potencia media generada durante las horas en que se remunera la potencia por día típico.

Para cada semana, la reserva de mediano plazo asignada a cada máquina térmica y central hidroeléctrica será el promedio de la correspondiente potencia generada media de los días típicos de la semana, teniendo en cuenta la cantidad de días hábiles, semilaborables y feriados de dicha semana. Para cada mes, la disponibilidad media comprometida para la reserva de mediano plazo de cada máquina térmica y central hidroeléctrica será el promedio de la correspondiente reserva de mediano plazo asignada para las semanas que representan el mes.

#### 8.2.2. Resultados.

Junto con la Programación Estacional de Verano, el OED informará para cada máquina térmica y central hidroeléctrica, y total por Generador para el correspondiente Período a Simular:

- la reserva de mediano plazo asignada a cada semana;

- la disponibilidad media comprometida asociada a la reserva de mediano plazo que resulta para cada mes.

### 8.3. RECALCULO TRIMESTRAL

Junto con los datos que suministra con cada Reprogramación Trimestral o con la Programación Estacional de Invierno, el Generador podrá modificar su oferta de disponibilidad para el servicio de reserva de mediano plazo para las semanas restantes hasta finalizar el siguiente mes de Octubre.

Junto con cada Reprogramación Trimestral y la Programación Estacional de Invierno, el OED repetirá el Predespacho Anual de Media para los meses restantes del período de DOCE (12) meses considerado (hasta el siguiente mes de Octubre inclusive) modificando solamente la siguiente información en la Base de Datos:

- Ajustes a los mantenimientos programados y disponibilidad ofertada a la reserva de mediano plazo que informen los Generadores: Con ello, recalculará la indisponibilidad no programada con la misma metodología que la indicada para la Programación Estacional de Verano.

- Ajustes a las previsiones de Contratos de importación y generación obligada. Con ello, el OED realizará los ajustes a los descuentos en la oferta y demanda por importación y generación obligada.

- Ajustes a las proyecciones de consumos de energía que resultan en la Base de Datos Estacional: Con ello, recalculará las correspondientes curvas de carga semanales de acuerdo a las formas de demanda típica preestablecidas.

- Recálculo de los costos variables térmicos, teniendo en cuenta los Costos Variables de Producción registrados en los últimos tres meses y las penalidades aplicadas por incumplimientos a los compromisos de reserva de mediano plazo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Como ya se indicó, en todos los casos el nivel inicial de los embalses estacionales se considerará igual al nivel típico.

En función de estos ajustes, el OED obtendrá los nuevos programas de carga previstos y recalculará el compromiso de reserva de mediano plazo y reserva rotante asignado para los meses restantes.

Junto con cada Reprogramación Trimestral y Programación Estacional de Invierno, el OED informará para cada máquina térmica, central hidroeléctrica y total por Generador para el correspondiente Período a Simular:

- la reserva de mediano plazo y reserva rotante asignada a cada semana;
- la disponibilidad media comprometida asociada a la reserva de mediano plazo que resulta para cada mes.

#### 8.4. TRANSFERENCIA DEL SERVICIO DE RESERVA.

Junto con los datos para cada programación semanal, el Generador podrá informar la transferencia de parte o toda la reserva de mediano plazo asignada a una máquina térmica o central hidroeléctrica que le pertenece, a través de un Contrato de Reserva Fría con otro Generador, de acuerdo a lo que establece el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS

En el cálculo de las transacciones económicas asociadas al servicio de reserva de mediano plazo el OED deberá asignar al Generador que es la parte compradora del Contrato de Reserva Fría:

- Las compensaciones por incumplimientos al servicio de reserva fría de la máquina contratada;
- Las remuneraciones que resulten por el servicio de reserva fría de la máquina contratada.

#### 8.5. INCUMPLIMIENTOS

El OED realizará el seguimiento de la disponibilidad real de las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas, y detectará los casos en que se registran incumplimientos y compensaciones a aplicar, de acuerdo a lo que se establece en el Anexo 39 de LOS PROCEDIMIENTOS.

#### 8.6. REMUNERACION POR RESERVA DE MEDIANO PLAZO.

Para cada Generador al finalizar cada mes le corresponde como remuneración por el servicio de reserva de mediano plazo:

- La potencia asignada como reserva de mediano plazo en sus máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas que no vende en Contratos de Reserva Fría.
- La asignación de reserva de mediano plazo que corresponde a las máquinas térmicas que compra por Contratos de Reserva Fría.

El OED calculará el Monto Total por Potencia en Reserva de Mediano Plazo totalizando la remuneración mensual por reserva de mediano plazo de los Generadores del MEM.

### 9. ASIGNACION DE RESERVA ROTANTE PREVISTA.

#### 9.1. PREVISION DE RESERVA ROTANTES.

Junto con cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, para cada mes del Período a Simular y cada máquina térmica y central hidroeléctrica, el OED utilizará los programas de carga resultantes del Predespacho Anual de Media para determinar la reserva rotante prevista durante las horas en que se remunera la potencia. En dicho cálculo, sólo tendrá en cuenta la reserva rotante que podría acceder al Mercado, o sea que la potencia total (generada más reserva rotante) para una Región Eléctrica se encuentra dentro del límite dado por la demanda regional y las restricciones de Transmisión.

Para una región eléctrica, del despacho de cargas previsto, se obtendrá para cada máquina térmica y central hidroeléctrica una potencia a generar (PGEN) y una reserva excedente rotante (PROTMAX). Para una máquina o central "k" en el intervalo Spot "i" resulta una potencia total igual a la suma de las dos:

$$PTOT_k^i = PGEN_k^i + PROTMAX_k^i$$

Para cada intervalo Spot "i", se define como POTENCIA OPERABLE DE UNA REGION ELECTRICICA "r" (POPER<sub>r</sub><sup>i</sup>) a la potencia máxima que se puede generar en dicha Región dada la capacidad de Transporte disponible en ese intervalo Spot (MWTRANS<sub>r</sub><sup>i</sup>) más la demanda prevista para la región (MWDEMREG<sub>r</sub><sup>i</sup>). La limitación a la potencia máxima transmisible estará dada por el equipamiento en servicio dentro de la red de Transmisión y los equipos de compensación y estabilización asociados.

$$POPER_r^i = MWDEMREG_r^i + MWTRANS_r^i$$

Para cada intervalo Spot "h" "i" en que la potencia total en una Región es mayor que potencia operable, existirá un excedente de potencia dentro de la Región.

$$PEXC_r^i = \max(\sum_k PTOT_k^i - POPER_r^i, 0)$$

dónde "k" son las centrales hidroeléctricas y máquinas térmicas en la Región "r".

De no surgir restricciones para acceder con esta reserva al Mercado, la reserva rotante asignada a cada máquina térmica y central hidroeléctrica de la región será la calculada del despacho de cargas resultante del Predespacho Anual de Media.

$$PROT_k^i = PROTMAX_k^i$$

De existir restricciones de Transporte de una Región, se repartirá la limitación entre los excedentes rotantes previstos. Para la máquina térmica o central hidroeléctrica "k" dentro de la Región "r" en cada intervalo Spot "h" la reserva rotante asignada será:

$$PROT_k^i = PROTMAX_k^i * (1 - \frac{PEXC_r^i}{\sum_q PROTMAX_q^i})$$

dónde "q" son las máquinas térmicas o centrales hidroeléctricas ubicadas en la Región.

Como resultado final, el OED obtendrá la reserva rotante durante las horas en que se remunera la potencia por día típico y la reserva rotante media diaria como el promedio de la reserva de dichas horas.

Para cada semana, la reserva rotante asignada a cada máquina térmica y central hidroeléctrica será el promedio de la reserva rotante media de los días típicos de la semana, teniendo en cuenta la cantidad de días hábiles, semilaborables y feriados de dicha semana.

El objetivo es que el usuario final pague por la potencia requerida en condiciones de media para reserva rotante. El Generador asume el compromiso de disponibilidad de potencia requerida y de brindar los servicios de reserva de corto plazo a los que está habilitado, exceptuando servicio de reserva fría, y que le sean asignados en el predespacho diario y en la operación en tiempo real.

#### 9.2. RESULTADOS.

Junto con la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED informará para cada máquina térmica, central hidroeléctrica y total por Generador para el correspondiente Período a Simular:

- la reserva rotante prevista para cada semana.

#### 9.3. ADICIONAL DE RESERVA ROTANTE.

Al finalizar cada mes, para cada máquina térmica y central hidroeléctrica el OED realizará los siguientes cálculos.

- Totalizará el monto que corresponde por remuneración de potencia asignada a servicios de corto plazo, excepto reserva fría (reserva para Regulación de Frecuencia, reserva operativa y reserva de DIEZ (10) minutos) durante las horas del mes que se remunera la potencia, de acuerdo a lo que establece el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

- Calculará el monto correspondiente a la reserva rotante media asignada en el Predespacho Anual de Media. Para ello totalizará, para las horas en que se remunera la potencia en el mes, la potencia asignada como reserva rotante valorizada al precio de la potencia en el nodo.

- Calculará la diferencia entre el monto que corresponde por remuneración de potencia asignada a servicios de corto plazo, excepto reserva fría y el monto correspondiente a la reserva rotante media asignada en el Predespacho Anual de Media.

De resultar la diferencia positiva, se asignará como Adicional de Reserva Rotante. De no resultar la diferencia positiva, se considerará que el Adicional de Reserva Rotante es CERO (0).

El OED calculará el Monto Total por Adicional de Reserva Rotante totalizando el Adicional de Reserva Rotante del mes de cada máquina térmica y central hidroeléctrica del MEM.

ANEXO XX

### ANEXO 38: PRIORIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DEMANDA INTERRUMPIBLE

#### 1. CONTRATOS, RESERVA E INTERRUMPIBILIDAD.

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 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 pagando la totalidad del Cargo por Reserva 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 siguiente prioridad, en razón del pago de servicios de reserva regulante y reserva operativa a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

- La demanda que se agrega al MEM por exportaciones de oportunidad es la de menor prioridad ya que no paga, y por lo tanto no cuenta, con ningún respaldo de reserva del MEM.

##### 1.2. ABASTECIMIENTO POR CONTRATOS DEL MERCADO A TERMINO.

La demanda cubierta por un Contrato de Abastecimiento 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 existan restricciones de Transporte que impidan llevar esa disponibilidad hasta donde la requiere la demanda.

Si, en cambio, la disponibilidad propia del Generador es insuficiente, el faltante, que debe solicitar como compra al Mercado Spot pierde su prioridad de abastecimiento y pasa a ser considerada interrumpible programadamente como una demanda del Mercado Spot.

### 2. EL GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE

#### 2.1. CARACTERISTICAS GENERALES.

Un Gran Usuario con procesos industriales de producción o que demanda energía para consumo propio podrá declarar parte de su demanda como Potencia Interrumpible y convertirse en Gran Usuario Interrumpible (GUI) del MEM. Se entiende como Potencia Interrumpible a aquella que el OED podrá requerir reducir programadamente ante emergencias y/o restricciones y/o requerimientos de reserva de corto plazo, de acuerdo al tipo de Potencia Interrumpible ofertada.

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 ante una condición de faltantes programados 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 este servicio, como reserva de

corto plazo para la operación. En este caso, deberá cumplir con los tiempos comprometidos para su retiro.

El objeto del GUI es contar en la demanda con una reserva de largo plazo (comprometida por lo menos por DOS (2) Períodos Estacionales e informado el retiro del compromiso con por lo menos DOS (2) Períodos Estacionales de anticipación) que, ante condiciones de déficit de corto plazo así como déficit con permanencia, sirva para reemplazar restricciones al suministro. La cantidad de demanda que el Gran Usuario Interrumpible (GUI) oferta y compromete como interrumpible es una demanda condicional. Para las programaciones y el despacho, la demanda programada de un GUI es la no interrumpible, calculada como la demanda prevista menos la cantidad de demanda ofertada como interrumpible. Sólo si existe excedente en la oferta, el OED programará adicionalmente el abastecimiento de la demanda interrumpible. Ante cualquier condición de déficit programado, el OED debe primero retirar la demanda interrumpible del GUI y sólo después determinar si es necesario aplicar restricciones forzadas a la demanda restante, que paga los correspondientes cargos de reserva y no tiene condición de GUI.

La demanda comprometida como interrumpible podrá cubrirse del riesgo de precios a través de un contrato de abastecimiento en la medida que dicho contrato incluya una cláusula de interrumpibilidad. Dicha cláusula deberá indicar que, de ser convocada la interrumpibilidad por el OED, el compromiso de energía del contrato se reducirá para no incluir la potencia comprometida como interrumpible.

## 2.2. HABILITACION COMO GRAN USUARIO INTERRUMPIBLE.

Para poder cumplir el servicio de Gran Usuario Interrumpible, es necesario que lo informe con anticipación para que el OED pueda programar y efectivamente utilizar esta reserva.

El Gran Usuario que desee declararse interrumpible debe comprometer a mantener su interrumpibilidad por DOS (2) o más Períodos Estacionales, e informar el retiro o modificación de su interrumpibilidad con una anticipación no inferior a DOS (2) Períodos Estacionales.

El Gran Usuario que desee pedir la habilitación como interrumpible debe presentar la solicitud al OED junto con los datos para una 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 que compromete interrumpir a requerimiento del OED en un plazo no mayor que UNA (1) hora y que debe ser mayor o igual que el DIEZ (10) % de la Potencia Máxima Estacional. Esta será la potencia máxima que el OED le podrá requerir retirar del Mercado Spot ante déficit con un preaviso de UNA (1) hora.

• El modo en que implementará esta interrumpibilidad y el modo en que el OED podrá verificar su cumplimiento.

La potencia ofertada es el compromiso que asume el Gran Usuario Interrumpible de implementar en un tiempo máximo de UNA (1) hora 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 con permanencia, 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 un plazo no mayor que UNA (1) hora represente menos que el DIEZ (10) % de la Potencia Máxima Estacional.

- La interrumpibilidad se oferte por menos de DOS (2) Períodos Estacionales.

• Debido a las condiciones indicadas por el GUI, el OED no podrá 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 para el período de vigencia de la nueva habilitación solicitada.

El GUI podrá requerir modificaciones a su Potencia Interrumpible ofertada en la medida que lo requiera con una anticipación no menor que DOS (2) Períodos Estacionales. La solicitud de modificación deberá indicar:

- Identificación del Gran Usuario.

• La modificación requerida y la permanencia de la nueva oferta, que deberá ser DOS (2) o más Períodos Estacionales.

El OED debe rechazar la oferta en caso que no se cumpla alguno de los requisitos definidos en el presente Anexo.

En caso de rechazar una solicitud de oferta o modificación de interrumpibilidad, 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 el total del MEM:

- la Potencia Declarada mensual;

- la Potencia Máxima Estacional;

- la potencia comprometida como interrumpible, con un preaviso de UNA (1) hora.

## 2.3. HABILITACION COMO RESERVA DE CORTO PLAZO.

Una Gran Usuario Interrumpible podrá requerir ser habilitado a aportar reserva de corto plazo a través de comprometer retiro de demanda para un tiempo de preaviso correspondiente a DIEZ (10) minutos y/o para un preaviso de VEINTE (20) minutos. En este caso, el compromiso que asume el Gran Usuario Interrumpible es implementar la reducción en su demanda en un tiempo máximo menor

o igual que DIEZ (10) o VEINTE (20) minutos, según corresponda, ante un requerimiento del OED. Los requisitos y el procedimiento para la habilitación se establecen en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

## 2.4. 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 el Gran Usuario Interrumpible (GUI) y se establece el compromiso de potencia a retirar.

• Estacional, semanal y diariamente, el GUI informará al OED su demanda prevista. El OED descontará la parte ofertada como interrumpible y la separará como una demanda a abastecer condicional a que exista el excedente necesario.

• En el despacho o redespacho, de activarse la interrumpibilidad por falta de oferta, el OED deberá informar al GUI, indicando el programa de demanda máxima al que está habilitado. Dicho programa se determinará descontando de su demanda prevista la interrumpibilidad requerida. El OED podrá mantener con permanencia el requerimiento de reducción de demanda de mantenerse la condición de falta de oferta en el MEM en tanto esté vigente el período de interrumpibilidad ofertado.

• En el despacho o redespacho, de asignarse 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.

## 2.5. 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 ofertada por un GUI, podrá aportar distintos tipos de reserva y, como consecuencia, no requerir dichas reservas del MEM.

• Todo Gran Usuario Interrumpible, por comprometer retirar la demanda dentro de un plazo no mayor que UNA (1) hora de serle solicitado y mantener este compromiso durante el período informado, se considera que no requiere Reserva Contingente y, por lo tanto, no le corresponde pagar el costo de dicha reserva.

• El Gran Usuario Interrumpible que compromete retirar demanda dentro en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos y está habilitado a aportar el correspondiente servicio de reserva fría, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, 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 Contingente.

• El Gran Usuario Interrumpible que compromete retirar demanda dentro en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos y está habilitado a aportar la correspondiente reserva de DIEZ (10) minutos, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS, 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 y de Reserva Contingente.

En consecuencia, si compromete y está habilitado a ofertar reserva (interrupción de demanda al Mercado Spot) con un plazo de respuesta no mayor que DIEZ (10) minutos, su Cargo por Reserva resultará cero.

## 2.6. 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 penalizado con el retiro de su habilitación como reserva.

Si al registrarse el incumplimiento hay o es necesario aplicar restricciones programadas al suministro, le corresponderán las siguientes penalidades:

• Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda dentro de un tiempo de respuesta de UNA (1) hora, perderá la habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes 36 meses.

• Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda dentro de un tiempo de respuesta de DIEZ (10) minutos y/o VEINTE (20) minutos, perderá su habilitación como reserva de corto plazo para los tiempos de respuesta en que registró el incumplimiento por los siguientes 36 meses.

• Deberá pagar en compensación un monto igual a tres (3) 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.

Si al registrarse el incumplimiento, no se aplicasen restricciones programadas al suministro, pero en los últimos seis (6) meses móviles hubiera registrado el mismo tipo de incumplimiento, le corresponderán las siguientes penalidades:

• Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda dentro de un tiempo de respuesta de UNA (1) hora, perderá la habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes 18 meses.

• Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda dentro de un tiempo de respuesta de DIEZ (10) minutos y/o VEINTE (20) minutos, perderá su habilitación como reserva de corto plazo para los tiempos de respuesta en que registró el incumplimiento por los siguientes 18 meses.

• Deberá pagar en compensación un montón igual a DOS (2) veces el costo mensual por la o las reservas que no pagaba como GUI de acuerdo a los plazos de respuesta comprometidos y no cumplidos.

Si al registrarse el incumplimiento, no se aplican restricciones programadas al suministro, y en los últimos seis meses móviles (6) no se registrase el mismo tipo de incumplimiento:

• Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda dentro de un tiempo de respuesta de UNA (1) hora, perderá la habilitación como Gran Usuario Interrumpible por los siguientes tres meses.

• Si el incumplimiento se registró por no retirar la demanda dentro de un tiempo de respuesta de DIEZ (10) minutos y/o VEINTE (20) minutos, perderá su habilitación como reserva de corto plazo para los tiempos de respuesta en que registró el incumplimiento por los siguientes tres meses.

• Deberá pagar en compensación un monto igual al costo mensual por la reserva que no pagaba como GUI de acuerdo a los plazos de respuesta comprometidos y no cumplidos.

Si un Gran Usuario Interrumpible informase el retiro o modificación de su compromiso de interrumpibilidad con una anticipación inferior a los DOS (2) Períodos Estacionales establecidos, de-

berá pagar en compensación el monto que resulta de integrar para los meses anteriores, hasta completar los DOS (2) Períodos Estacionales requeridos de notificación, el producto de su Requerimiento Máximo de Potencia por el Precio Mensual por Reserva de Potencia de cada mes.

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.

#### 3.1. CRITERIOS GENERALES.

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 o exportación 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 el mismo 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 que 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 se deberá concretar 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 requerimientos de reserva 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 contingente, reserva fría y/o reserva de DIEZ (10) minutos). En el caso de un contrato de importación de un Distribuidor, estará obligado a comprar con respaldo del MEM para los tres 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 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 que DOS (2) Períodos Estacionales.

- 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, automáticamente 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 en el 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, no podrá ser considerada nuevamente como interrumpible y no comprar este respaldo 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 o exportación es el responsable del pago de los Cargos por Reserva de Potencia que resulten.

#### 3.2. CONTRATOS DE IMPORTACION.

La importación por contratos retira demanda al MEM y retira, en principio, el requerimiento de potencia de respaldo, exceptuando los servicios de corto plazo de reserva regulante y reserva operativa asociados a la operatividad del sistema.

La demanda asociada a un contrato de importación es cubierta con generación externa al MEM. Sin embargo, su cubrimiento cuenta con la energía excedente en el parque del MEM cuando lo requiera la parte compradora o falle el vendedor al requerirse el cumplimiento del compromiso contratado. En el caso que compre en el Mercado Spot la demanda prevista cubrir por un contrato de importación, le corresponderá pagar el Cargo por Potencia Despachada por dicha demanda adicional Spot, de acuerdo a lo que establece el capítulo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS.

La confiabilidad del abastecimiento de la demanda asociada a un contrato de importación puede requerir reserva de respaldo adicional (reserva de corto plazo y reserva contingente) para tener en cuenta las fallas posibles de su suministrador contratado u algún otro tipo de contingencia. En este caso, el agente o Comercializador que es la parte local deberá requerir al OED dichos servicios de respaldo para el Contrato de Importación.

La parte local de cada Contrato de importación deberá informar, con el mismo tiempo de preaviso que el establecido para un GUI, si requiere o no comprar con respaldo. En caso que no informe al OED, se considerará que no requiere comprar con respaldo.

Un contrato de importación que compra sin respaldo deberá informar al OED el plazo en que compromete suspender su compra Spot de serle requerido por el OED en las condiciones indicadas en este Anexo, cuando esté cubriendo en el Mercado Spot la demanda prevista abastecer con el contrato de importación. El plazo comprometido deberá ser menor o igual que UNA (1) hora.

Si el Contrato no paga el Cargo por Reserva de Potencia y resulta comprando del Mercado Spot cuando la oferta es insuficiente, recibirá el mismo tratamiento que un Gran Usuario Interrumpible, y podrá resultar no abastecida parte o toda la demanda prevista cubierta con importación y que no se pudo cubrir con generación (importación) del contrato.

Si el Contrato requiere respaldo y paga el correspondiente Cargo por Reserva de Potencia, de resultar comprador del Mercado Spot cuando la oferta es insuficiente, la compra requerida recibirá el

mismo tratamiento que la demanda que no es considerada como un GUI en el MEM. El faltante a asignar se distribuirá entre todos los compradores Spot que no son GUI, incluyendo la demanda con contrato de importación que requirió comprar con este respaldo, en forma proporcional a su compra Spot requerida.

Para calcular el Cargo por Reserva correspondiente a una demanda con contratos de importación, su Requerimiento Máximo de potencia dentro del MEM se calculará referido a su potencia requerida comprar con respaldo del MEM.

#### 3.3. CONTRATOS DE EXPORTACION.

La exportación por contratos agrega demanda al MEM. Esta demanda de exportación resultará cubierta con generación del MEM, de acuerdo al despacho que realice el OED.

La demanda de otro país asociada a un contrato de exportación cuenta con el respaldo del Generador o Comercializador que es la parte vendedora y le paga un cargo por capacidad independientemente que la use o no. Se considera que dicho pago incluye las necesidades de reserva. Dicho vendedor cuenta con el respaldo de la energía excedente en el parque del MEM para cubrir el compromiso contratado de energía y podrá resultar cubriendo la venta prevista a su contrato de exportación con compras en el Mercado Spot. En este caso le corresponderá pagar un Cargo por Potencia Despachada, de acuerdo a lo que establece el capítulo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Para la reserva del abastecimiento de la demanda de exportación, el Generador puede requerir reserva de respaldo del MEM.

Si un Contrato de exportación no compra con reserva de respaldo y resulta comprador del Mercado Spot cuando la oferta es insuficiente, la compra requerida recibirá el mismo tratamiento que un Gran Usuario Interrumpible, y no será abastecida la demanda de exportación que no puede cubrir el vendedor con generación propia (se debe retirar).

Si en cambio paga el Cargo por Reserva de Potencia, de resultar comprando del Mercado Spot cuando hay déficit programado, la compra requerida recibirá el mismo tratamiento que una demanda que no es considerada como un GUI.

Para el cálculo del cargo por Reserva de Potencia de una demanda asociada a un contrato de exportación, el requerimiento máximo de potencia dentro del MEM es igual a la parte de la potencia comprometida en el contrato que es considerada con respaldo del MEM.

### 4. PROGRAMACION DE RESTRICCIONES AL SUMINISTRO.

#### 4.1. CRITERIOS GENERALES.

Ante una condición de faltante programado, el faltante (o sea la energía que no se abastecerá) se asignará teniendo en cuenta las prioridades de abastecimiento Spot indicadas:

- La primera demanda a interrumpir son las exportaciones Spot, de existir.

- De ser el faltante mayor que las exportaciones Spot, la siguiente demanda a interrumpir y que debe retirar su compra Spot es la que no paga la totalidad del Cargo por Reserva.

- Sólo en el caso que el déficit sea mayor que las exportaciones Spot más la demanda Spot que no cuenta con el respaldo de reserva correspondiente al pago completo del Cargo por Reserva, el OED podrá requerir la interrupción de la demanda restante. En este caso, el faltante a asignar se repartirá proporcionalmente a la compra Spot requerida por cada una de estas demandas.

#### 4.2. TIPOS DE DEFICIT.

De resultar de una Programación Semanal o del despacho diario una previsión de energía no suministrada (ENS) en una o más áreas del MEM, el OED deberá prever el programa de restricciones al abastecimiento.

Se discriminará dentro del déficit previsto (ENS) dos tipos:

- \* uno atribuible a limitaciones en el Sistema de Transmisión y/o Distribución (ENSTRANS);

- \* otro debido a déficit de generación (ENSGEN).

$$ENS = ENSTRANS + ENSGEN$$

La restricción total programada para cada agente que compra en el Mercado Spot será la suma de la asignada por falta de generación más la provocada por las restricciones de transmisión.

Se analizará en primer lugar la parte de la demanda que no se podrá abastecer por restricciones en el Sistema de Transmisión o Distribución (ENSTRANS). De contar alguna de estas demandas con un contrato de abastecimiento con garantía de suministro y ser necesario aplicarle restricciones, el OED deberá informar a ambas partes la demanda contratada que se prevé no poder abastecer por restricciones de Transporte o distribución que imposibilitan llevar la energía hasta el punto convenido.

El OED luego considerará y administrará el déficit de generación (ENSGEN), o sea el déficit restante luego de descontar a la previsión de energía no suministrada total (ENS) la demanda no abastecida por restricciones de transporte.

#### 4.3. COMPROMISOS Y REQUISITO DE COMPRA SPOT ASIGNADA A LOS GENERADORES.

Si bien el compromiso para cada intervalo Spot de un Generador está dado por la suma de las entregas comprometidas en sus Contratos, para el caso de déficit se considerará que su compromiso incluye además el nivel de pérdidas previstas. Para un contrato entre una Demanda "j" ubicada en un nodo "nj" y un Generador "k" ubicado en un nodo "nk", las pérdidas previstas en un intervalo Spot "h" para una entrega comprometida en el contrato PCOMP<sub>kj</sub> se evaluarán en función de los correspondientes factores de nodo.

$$PPERD_{kj}^h = (FN_{nj}^h - FN_{nk}^h) * PCOMP_{kj}^h / 2$$

En este caso la curva de carga representativa (PCONT<sub>kj</sub><sup>h</sup>), tanto para Contratos de Abastecimiento como de exportación, estará dada por la entrega comprometida más las pérdidas previstas, teniendo en cuenta los ajustes realizados en caso de Distribuidores y/o Grandes Usuarios sobrecontratados.

De existir déficit de generación en el MEM, el Generador deberá cubrir esta curva de carga representativa de los contratos en que es la parte vendedora con generación propia, o sea la suma de la

energía generada por las máquinas que comercializa y que no están comprometidas y convocada por Contratos de Reserva Fría, más la energía entregada por las máquinas de otros Generadores con los que haya suscrito Contratos de Reserva Fría y que hayan sido convocadas por dichos contratos.

Cuando la generación propia del Generador no alcanza para cubrir la energía total que resulta para las curvas de carga representativas (PCONT) calculadas para sus contratos, se convierte en un demandante del faltante en el Mercado Spot.

Se define como Falla de un Generador con Contrato de Abastecimiento a la imposibilidad de cumplir el requerimiento de energía que surge de sus contratos con generación propia. En este caso la compra requerida del Generador "k" en el Mercado Spot debido a sus compromisos contratados resulta para un intervalo de mercado "h":

$$\text{COMPRA}_k^h = \sum_j (\text{PCONT}_{kj}^h) - \text{GENPROPIA}_k^h$$

En caso de déficit programado, el OED requerirá en primer lugar el retiro de la compra para contratos de exportación sin respaldo. Para la compra restante, de existir, determinará la parte de dicho requerimiento que no se cubrirá. Si el Generador tiene más de un Contrato de Abastecimiento y/o contrato de exportación que compra con respaldo, se repartirá la restricción que le corresponde a la compra Spot utilizando el criterio acordado en la Programación Semanal. De no haber requerido en la Programación Semanal el Generador un tratamiento especial respecto al modo de distribuir su compra Spot no abastecida (NOABAST), el OED lo repartirá en forma proporcional a la demanda de cada uno de estos contratos respecto del total de dichos contratos. En este caso la falla, o sea la energía no abastecida a un contrato "kj" de un Generador "k" para un intervalo Spot "h" resulta:

$$\text{FALLA}_{kj}^h = \text{NOABAST}_k^h * \frac{\text{PCONT}_{kj}^h}{\sum_l \text{PCONT}_{kl}^h}$$

Siendo "kl" la totalidad de los Contratos de Abastecimientos y de exportación con respaldo del Generador "k".

#### 4.4. DEMANDA Y REQUISITO DE COMPRA SPOT ASIGNADA A DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS.

En los contratos de abastecimiento se considerará que los Distribuidores y Grandes Usuarios compran directamente su demanda comprometida del Generador correspondiente en vez de comprarla del Mercado Spot.

Se excluirá de aplicar restricciones por déficit de generación a la demanda cubierta por contratos de abastecimiento y contratos de exportación del Mercado a Término, siempre que el Generador correspondiente que debe abastecerlo cuente con la generación propia necesaria para cubrir todos sus contratos, y que no existan restricciones de Transporte o distribución que impidan hacer llegar la energía donde la requiera dicha demanda. En consecuencia, a la demanda de un Distribuidor o Gran Usuario cubierta por contratos de abastecimiento, no se le aplicarán restricciones por déficit de generación cuando el Generador responsable del contrato no compre en el Mercado Spot.

A su vez, se excluirá de aplicar restricciones por déficit de generación a la demanda de Distribuidores y Grandes Usuarios cubierta por contratos de reserva fría siempre que la máquina contratada esté disponible y haya sido convocada, y no existan restricciones de Transporte o distribución que imposibiliten llevar esa energía adonde la requiere la demanda que contrata. Se considerará demanda propia de un Distribuidor o Gran Usuario a su demanda total menos la demanda cubierta con generación de las máquinas que tenga contratadas como reserva fría y que haya convocado.

En caso de preverse aplicar restricciones al suministro, para cada Distribuidor y Gran Usuario en cada intervalo Spot "h" la energía total que resulta de la curva de carga representativa de sus contratos de abastecimiento, incluyendo contratos de importación, no podrá superar a su demanda propia. Si el Distribuidor o Gran Usuario resulta sobrecontratado, o sea si la suma de la energía de sus contratos de abastecimiento supera su demanda propia, se considerará que el compromiso de suministro en cada contrato se reduce en forma proporcional al nivel de sobrecontrato.

En cada intervalo Spot "h", para cada Distribuidor o Gran Usuario "j" con una energía contratada (PCONT) y una demanda propia (DPROPIA) se calculará el nivel de sobrecontrato.

$$\text{SOBRE}_j^h = \text{máx}'(\sum_k \text{PCONT}_{kj}^h - \text{DPROPIA}_j^h, 0)$$

donde  $\text{PCONT}_{kj}^h$  es la energía comprometida entregar en el contrato de abastecimiento entre el Generador "k" y el Distribuidor o Gran Usuario "j".

De estar sobrecontratado, o sea de resultar esta diferencia mayor que cero, el compromiso de abastecimiento entre el Generador "k" y el Distribuidor o Gran Usuario "j" se entenderá que se reduce y no surge una condición de incumplimiento en el contrato (no corresponde aplicar penalidades por garantía de suministro a esta reducción, de existir en el contrato) al no provocar restricciones al abastecimiento de la parte compradora.

La demanda comprometida en cada contrato al aplicarse restricciones en el MEM resulta entonces:

$$\text{PCOMP}_{kj}^h = \text{PCONT}_{kj}^h * (1 - \text{SOBRE}_j^h / \sum_{kk} \text{PCONT}_{kkj}^h)$$

La compra en el Mercado Spot de un Distribuidor o Gran Usuario se obtendrá descontando de la demanda propia la demanda a ser cubierta por contratos de abastecimiento, incluyendo contratos de importación. En el caso de déficit programado, a la entrega del contrato se agregará las pérdidas estimadas asociadas, de acuerdo a lo indicado en este Anexo. Para un intervalo Spot "h" de un Distribuidor o Gran Usuario "j" en el Mercado Spot resulta:

$$\text{COMPRA}_j^h = \text{DPROPIA}_j^h - \sum_k (\text{PCOMP}_{kj}^h)$$

El Distribuidor o Gran Usuario resultará comprador Spot si dicha diferencia es positiva.

#### 4.5. DETERMINACION DE PROGRAMA DE RESTRICCIONES.

Para la programación de las restricciones al abastecimiento, el OED debe utilizar el siguiente procedimiento para asignar el déficit entre los compradores Spot previstos:

En primer lugar, debe retirar la demanda por exportaciones Spot previstas.

De ser aún necesario aplicar restricciones, debe retirar la potencia comprometida en las demandas consideradas como Grandes Usuarios Interrumpibles para reemplazar el déficit restante.

De resultar el déficit restante menor que la demanda interrumpible total comprometida a retirarse del MEM, se repartirá entre las demandas involucradas en forma proporcional a su participación en la demanda ofertada como reserva (potencia interrumpible comprometida).

En el caso de ser la reserva de demanda interrumpible insuficiente y mantenerse el déficit, el OED repartirá el déficit restante previsto (ENSRES) en forma proporcional a la potencia requerida por cada Comprador en el Mercado Spot, incluyendo:

- toda la demanda sin contratos que no corresponda ser considerada como interrumpible, o sea la demanda restante en los Distribuidores y Grandes Usuarios luego de descontar la compra de sus contratos de reserva fría convocados, la compra de sus contratos de abastecimiento y la potencia interrumpible convocada;

- la compra Spot requerida por los Generadores para cumplir los compromisos de entrega de sus contratos.

En consecuencia, para cada intervalo Spot "h" la restricción (NOABAST) por déficit restante (ENSRES) resulta para cada Comprador "c" del Mercado Spot considerado:

$$\text{NOABAST}_c^h = \text{ENSRES}^h * \text{COMPRA}_c^h / \sum_q \text{COMPRA}_q^h$$

dónde

$$\text{ENSRES}^h = \text{máx}(0, \text{ENS}^h - \text{EXPSPOT}^h - \text{INTGU}^h)$$

Siendo:

\* q: la totalidad de los compradores Spot

\* ENS: déficit total previsto.

\* EXPSPOT: las exportaciones Spot previstas que fueron suspendidas.

\* INTGU: la restricción programada para la demanda considerada como Gran Usuario Interrumpible.

Para la programación de las restricciones, el OED deberá calcular la compra Spot no abastecida que le corresponde a un Generador, o sea la parte de su solicitud de compra en el Mercado Spot que no se cubrirá. El OED supondrá que esta restricción se reparte en primer lugar entre sus contratos de abastecimiento sin garantía de suministro.

- Si la entrega comprometida en dichos contratos es mayor o igual que la energía Spot no abastecida programada para el Generador comprador, el OED repartirá el corte entre estos contratos proporcionalmente a la entrega comprometida en cada uno de ellos.

- Si en cambio es insuficiente, el OED considerará que la energía Spot no abastecida se entregue a todos los contratos sin garantía de suministro y repartirá la energía Spot no abastecida restante entre los Distribuidores y Grandes Usuarios con los que el Generador tiene un contrato con garantía de suministro. El criterio de asignación de esta restricción será el requerido por el Generador en la Programación Semanal. En caso que el Generador no haya informado la modalidad de asignación, el OED deberá repartirlo en forma proporcional al compromiso contratado previsto (PCONT). En este caso resultará como si el demandante (que es la parte compradora del contrato) comprara en el Mercado Spot la parte proporcional de la compra Spot total del Generador con quien tiene contrato.

De este modo se obtendrá una previsión de abastecimiento a cada Distribuidor y Gran Usuario dado por la suma de:

\* su compra en el Mercado Spot;

\* su demanda abastecida por contratos de reserva fría;

\* su demanda abastecida por contratos de abastecimiento.

El OED calculará el programa previsto de restricciones a aplicar a cada Distribuidor y Gran Usuario como la diferencia entre su demanda total prevista y su demanda prevista abastecer.

ANEXO XXI

#### ANEXO 39: RESERVA, DISPONIBILIDAD Y REMUNERACION DE LA POTENCIA

##### 1. OBJETO.

La remuneración de la potencia a Generadores estará asociada a la asignación de potencia de sus máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas a un servicio de reserva (reservas de corto plazo, reserva de mediano plazo y reserva contingente).

El ingreso neto por potencia que reciba un Generador dependerá de las remuneraciones que resulten por las reservas asignadas y las transferencias que realice por Contratos de Reserva Fría, el cumplimiento de los compromisos asociados a las reservas asignadas, el pago de compensaciones por incumplimientos cuando corresponda, y el cobro cuando corresponda de una remuneración adicional ante excedentes de potencia no asignados a un servicio de reserva pero que son requeridos por incumplimientos de otros Generadores a sus compromisos propios de reserva o requerimientos de importación o exportación.

El OED realizará el seguimiento de la disponibilidad real de cada máquina térmica y central hidroeléctrica y detectará los casos en que se registran incumplimientos a los servicios de reserva. En base a ello determinará, cuando corresponda, las remuneraciones por reserva y las compensaciones a aplicar por incumplimientos y por potencia excedente de acuerdo a lo que se establece en Anexo 36 y el presente Anexo de LOS PROCEDIMIENTOS.

## 2. VERIFICACION DE LA DISPONIBILIDAD

El OED realizará el seguimiento de la disponibilidad de cada máquina térmica y central hidroeléctrica en base a la información suministrada por los Generadores, los resultados de la operación real y verificaciones propias de disponibilidad, en particular cuando la máquina térmica o central hidroeléctrica no genera. Para las máquinas térmicas o centrales hidroeléctricas a las que se asigna algún servicio de reserva, el OED podrá requerir durante las horas en que se remunera la potencia arranques de máquinas o, de estar generando, incrementar la carga programada para verificar su disponibilidad máxima. Asimismo podrá controlar los registros propios de la central en cuanto a horas de marcha, limitaciones e indisponibilidad, inconvenientes y trabajos realizados, para verificar si la disponibilidad real se corresponde con la informada por el correspondiente Generador.

En el caso de una máquina térmica o central hidroeléctrica con reserva de mediano plazo o reserva contingente asignada, de verificarse una disponibilidad menor que la informada por el Generador y menor que la reserva de mediano plazo más reserva contingente asignada, se considerará que el Generador registró un incumplimiento a los correspondientes servicios de reserva. Además se considerará que dicha indisponibilidad existe desde la última vez en que la máquina se puso en marcha y/o entregó la correspondiente potencia, salvo que este período resulte mayor que TREINTA (30) días en cuyo caso la indisponibilidad se considerará como de TREINTA (30) días.

## 3. DISPONIBILIDAD SEMANAL

Al finalizar cada semana, para cada máquina térmica y central hidroeléctrica el OED determinará la disponibilidad total promedio en las horas en que se remuneró la potencia. La disponibilidad se calculará como la potencia efectiva neta menos la suma de la indisponibilidad programada y la indisponibilidad forzada, incluyendo limitaciones propias del Generador tales como restricciones a la máxima potencia generable y, de tratarse de una máquina térmica, disponibilidad de combustibles. No incluirán restricciones de Transporte, salvo para equipamientos de conexión y transmisión que pertenecen al Generador para conectarse al sistema.

## 4. RESERVA TERMICA Y CONTRATOS DE RESERVA FRIA.

Cada vez que un Generador vende disponibilidad de potencia de una máquina térmica en un Contrato de Reserva Fría, las remuneraciones de servicios de reserva que correspondan a dicha máquina serán asignados al Generador que es la parte compradora, en la proporción que representa la potencia contratada dentro de la potencia máxima total de la máquina.

Un Generador podrá transferir parte o todo el compromiso de reserva de mediano plazo o reserva contingente que resultó asignada a una máquina térmica que le pertenece a través de comprar dicho compromiso de otro Generador con un Contrato de Reserva Fría. En este caso, el Generador que quiere transferir el compromiso será la parte compradora y el Contrato deberá identificar claramente:

- La identificación de que es un Contrato de Reserva Fría para transferir un servicio de reserva.
- El tipo de reserva que se transfiere.
- La máquina del Generador que es la parte compradora que tiene asignada el servicio de reserva que se quiere transferir;
- La máquina del Generador que es la parte vendedora a la que transfiere el compromiso de reserva;
- La potencia en reserva a transferir, o sea la disponibilidad de potencia de la máquina del Generador que vende que se asigna al correspondiente servicio de reserva, y que por lo tanto se descuenta del compromiso de la máquina identificada por la parte compradora;
- El compromiso que asume la parte compradora de hacerse cargo de las compensaciones por incumplimientos de la máquina contratada al servicio de reserva que transfiere, de acuerdo a lo que establece el presente Anexo.

• Al presentar la solicitud de Contrato de Reserva fría, se deberá informar al OED que corresponde a una transferencia del servicio de reserva suministrando la información indicada. El OED no autorizará el pedido si verifica que la máquina a la que se transfiere el servicio de reserva (de la parte vendedora) no tiene suficiente potencia para tomar el servicio ya que la suma de la reserva propia ya asignada como de mediano plazo, reserva rotante y contingente más la reserva que le fue transferida por Contratos de Reserva Fría, incluyendo el solicitado, es mayor que su potencia efectiva neta menos la indisponibilidad en mantenimientos programados.

## 5. COMPENSACION Y PENALIZACION POR INCUMPLIMIENTOS.

### 5.1. COMPROMISOS E INCUMPLIMIENTOS.

Todo servicio de reserva requiere que el Generador aporte la disponibilidad comprometida con la máquina térmica o la central hidroeléctrica a la que fue asignada, salvo en el caso de reserva de mediano plazo y reserva contingente en que también podrá cubrirlo con disponibilidad de máquinas térmicas a las que transfirió el correspondiente servicio de reserva mediante un Contrato de Reserva Fría. Para cada semana, la disponibilidad correspondiente a cualquier servicio de reserva se

calculará como la disponibilidad media durante las horas en que se remunera la potencia en dicha semana.

Los compromisos e incumplimientos para los servicios de reserva de corto plazo se establecen en el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En el caso de una central hidroeléctrica, para la reserva de mediano plazo el compromiso implica contar con una disponibilidad en la central no menor que la ofertada para el Predespacho Anual de Media. Dicha disponibilidad no tendrá en cuenta limitaciones en su potencia máxima debido a bajos aportes. Para una semana, una central hidroeléctrica tendrá un incumplimiento si su disponibilidad es menor que la ofertada. En este caso, la magnitud del incumplimiento se calculará como la diferencia entre la disponibilidad ofertada para dicha semana y la disponibilidad real.

En el caso de una máquina térmica, para la reserva de mediano plazo o reserva contingente el compromiso implica contar con una disponibilidad en la máquina, incluyendo disponibilidad de combustible, no menor que la asignada a dicho servicio de reserva. Si la máquina tiene asignado ambos servicios (de mediano plazo y contingente), se considerará que su disponibilidad se utiliza primero para cubrir su compromiso de reserva de mediano plazo (o sea el de condiciones de media) y la disponibilidad restante para cubrir su compromiso de reserva contingente.

- Para una semana, una máquina térmica tendrá un incumplimiento al servicio de reserva de mediano plazo si su disponibilidad es menor que la potencia asignada a este servicio. En este caso, la magnitud del incumplimiento se calculará como la diferencia entre la reserva de mediano plazo asignada para dicha semana y la disponibilidad real.

- Para una semana, una máquina térmica tendrá un incumplimiento al servicio de reserva contingente si su disponibilidad restante luego de descontar la reserva de mediano plazo que tiene asignada (que podrá ser CERO (0)) es menor que la potencia asignada como reserva contingente. En este caso, la magnitud del incumplimiento se calculará como la diferencia entre la reserva contingente asignada para dicha semana y la disponibilidad restante luego de descontar el compromiso de reserva de mediano plazo.

Las compensaciones por incumplimientos serán asignadas como Cargos por Compensaciones de Potencia a pagar por el correspondiente Generador.

### 5.2. RESERVA DE MEDIANO PLAZO.

Si una máquina térmica o central hidroeléctrica tiene un incumplimiento al servicio de reserva de mediano plazo, deberá pagar una compensación en función de la magnitud del incumplimiento, la gravedad de sus consecuencias y la reiteración del incumplimiento.

Cuando en una semana una máquina térmica o central hidroeléctrica registra un incumplimiento a su compromiso de reserva de mediano plazo, el OED deberá verificar si en algún día de la semana se realizaron restricciones programadas al suministro y la máquina térmica o central hidroeléctrica ese mismo día tuvo una disponibilidad media durante las horas en que se remunera la potencia menor que la comprometida.

De verificarse esta condición, la máquina térmica o central hidroeléctrica deberá pagar una compensación semanal igual a CUATRO (4) veces la remuneración semanal por reserva de mediano plazo de la semana en que se verificó dicho incumplimiento.

De no verificarse esta condición, la compensación dependerá de la reiteración y magnitud del incumplimiento.

a) Si en las últimas VEINTISEIS (26) semanas móviles la máquina térmica o central hidroeléctrica no registró otros incumplimientos a este servicio de reserva, la compensación será igual al faltante valorizado al precio de la potencia en su nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana.

b) Si en las últimas VEINTISEIS (26) semanas móviles la máquina térmica o central hidroeléctrica ya había registrado UN (1) incumplimiento a este servicio de reserva, la compensación será igual a DOS (2) veces el faltante valorizado al precio de la potencia en su nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana.

c) Si en las últimas VEINTISEIS (26) semanas móviles la máquina térmica o central hidroeléctrica ya había registrado DOS (2) o más incumplimientos a este servicio de reserva, la compensación será igual a TRES (3) veces el faltante valorizado al precio de la potencia en su nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana.

Al finalizar cada mes, el OED calculará el Cargo por Compensaciones de reserva de mediano plazo de cada Generador totalizando las compensaciones a pagar por incumplimientos al servicio de reserva de mediano plazo en sus máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas más las que surjan de los Contratos de Reserva Fría en que transfiera el servicio de reserva de mediano plazo.

### 5.3. RESERVA CONTINGENTE.

Si una máquina térmica tiene un incumplimiento al servicio de reserva contingente deberá pagar una compensación en función de la magnitud del incumplimiento, el período del año, la gravedad de sus consecuencias y la reiteración del incumplimiento. Adicionalmente podrá quedar penalizada la calidad de su servicio como reserva contingente a través de su inhabilitación a brindar dicho servicio por un período establecido, de acuerdo a lo que establece el presente Anexo.

Cuando en una semana una máquina térmica registre un incumplimiento a su compromiso de reserva contingente, el OED deberá verificar si en algún día de la semana se realizaron restricciones programadas al suministro y la máquina térmica ese mismo día tuvo una disponibilidad media durante las horas en que se remunera la potencia menor que la comprometida.

De darse esta condición, la máquina térmica deberá pagar una compensación igual a CUATRO (4) veces la remuneración semanal por reserva contingente que corresponde a la semana en que se verificó el incumplimiento. Adicionalmente, de haber registrado en las últimas VEINTISEIS (26) sema-

nas otro incumplimiento en una semana en que se realizaron restricciones programadas al suministro y la máquina térmica tuvo una disponibilidad media durante las horas en que se remunera la potencia menor que la comprometida como reserva contingente, en algún día en que se realizaron restricciones al suministro, quedará inhabilitada a ser asignada como reserva contingente hasta la finalización del siguiente mes de Octubre y para ofertar reserva contingente en el siguiente período Noviembre a Octubre.

Cuando, en una semana del Período Estacional de Invierno, una máquina térmica registre un incumplimiento a su compromiso de reserva contingente y en esa semana no se realizaron restricciones programadas al suministro o, si se realizaron restricciones, la máquina térmica tuvo una disponibilidad media en los días en que se realizaron restricciones mayor que la requerida por su compromisos de reserva, la compensación será igual a DOS (2) veces la potencia semanal asignada como reserva contingente, valorizada al precio de la reserva contingente en su nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana. Adicionalmente, de haber registrado la máquina otro incumplimiento a la reserva contingente durante el Período Estacional de Invierno, la máquina quedará inhabilitada a ser asignada como reserva contingente durante el resto del Período Estacional de Invierno.

Cuando, en una semana del Período Estacional de Verano, una máquina térmica registre un incumplimiento a su compromiso de reserva contingente y en esa semana no se realizaron restricciones programadas al suministro o, si se realizaron restricciones, la máquina térmica tuvo una disponibilidad media en los días en que se realizaron restricciones mayor que la requerida por su compromisos de reserva, la compensación será igual a la potencia semanal asignada como reserva contingente, valorizada al precio de la reserva contingente en su nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia en la semana. Adicionalmente, de haber registrado la máquina otro incumplimiento a la reserva contingente durante el Período Estacional de Verano, la máquina quedará inhabilitada a ser asignada como reserva contingente durante el resto del Período Estacional de Verano.

Al finalizar cada mes, el OED calculará el Cargo por Compensaciones de reserva contingente de cada Generador totalizando las compensaciones a pagar por incumplimientos a dicho servicio en sus máquinas térmicas.

Toda vez que por incumplimientos una máquina térmica con reserva contingente asignada quede inhabilitada, el OED debe reemplazar la reserva contingente asignada a dicha máquina con la siguiente oferta de reserva contingente disponible en la correspondiente lista de mérito semanal de reserva contingente de acuerdo a lo establecido en el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS.

## 6. EXCEDENTES DE POTENCIA.

### 6.1. POTENCIA SOBRANTE.

Al finalizar cada semana, el OED calculará para cada máquina térmica y cada central hidroeléctrica la potencia puesta a disposición semanal. Para ello calculará para cada hora en que se remunera la potencia con la siguiente metodología la potencia puesta a disposición horaria.

- La potencia media disponible;

• Menos la proporción que le corresponde de las restricciones de Transporte que redujeron sus posibilidades de acceder al Mercado.

La potencia puesta a disposición media semanal será el promedio de la potencia puesta a disposición durante las horas en que se remunera la potencia en dicha semana.

El OED asignará a cada máquina térmica y central hidroeléctrica como sobrante de potencia la potencia puesta a disposición media que no resultó asignada a los servicios de reserva. Para ello, calculará el sobrante de potencia descontando de la potencia puesta disposición media semanal la suma de la potencia asignada como reserva de mediano plazo, promedio de reservas de corto plazo (incluyendo reserva fría) y reserva contingente de la semana, salvo que esta diferencia resulte negativa en cuyo caso el sobrante a asignar es CERO (0).

El OED calculará el sobrante de potencia semanal de cada Generador con la siguiente metodología:

• Si el Generador registró en alguna de sus máquinas uno o más incumplimientos en el servicio de reserva de mediano plazo o reserva contingente, la potencia sobrante será CERO (0).

• Si el Generador no registró ningún incumplimiento en el servicio de reserva de mediano plazo y de reserva contingente, la potencia sobrante será la suma de la potencia sobrante de las máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas que comercializa. Para el caso de Contratos de Reserva Fría, el sobrante de potencia se adicionará al Generador que es la parte compradora, en forma proporcional a la parte de la potencia máxima que contrata, y se descontará de la parte vendedora.

### 6.2. MONTO POR SERVICIOS DE RESERVA.

Al finalizar cada semana, el OED calculará el Monto Semanal por Servicios de Reserva semanal totalizando las remuneraciones que corresponden por potencia asignada a servicios de reserva, sin tener en cuenta los incumplimientos en la reserva de mediano plazo y reserva contingente. Para ello totalizará:

• El Monto Total por Potencia en Reserva de Mediano Plazo, o sea la suma de las remuneraciones por reserva de mediano plazo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS;

• El Monto Total por Potencia en Reserva Contingente, o sea la suma de las remuneraciones por reserva contingente, de acuerdo a lo que establece el Anexo 21 de LOS PROCEDIMIENTOS;

• El Monto Total por Potencia en Reservas de Corto Plazo, o sea la suma de las remuneraciones por reservas de corto plazo, de acuerdo a lo que establece el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS;

• El Monto Total por Adicional de Reserva Rotante, o sea la suma de las remuneraciones por Adicional de Reserva Rotante, de acuerdo a lo que establece el Anexo 37 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Al finalizar cada semana, el OED determinará el Cargo Semanal por Potencia como la suma de:

• Para los Distribuidores, los cargos por potencia que hubieran resultado si se calcularán con el precio mensual de dichos cargos en vez del correspondiente Precio Estacional;

• Para el resto de los agentes, los cargos por potencia que les corresponden, incluyendo los cargos por compensaciones ante incumplimientos en los servicios de reserva.

Al finalizar cada mes, el OED determinará el Cargo Total Mensual por Potencia como la suma de los correspondientes cargos semanales.

## 6.3. ADICIONAL POR SERVICIOS DE RESERVA.

Al finalizar cada semana, el OED determinará el Adicional Semanal por Servicios de Reserva como la diferencia que resulte entre el Cargo Semanal por Potencia y el Monto Semanal por Servicios de Reserva.

El OED calculará el Adicional Semanal Máximo para Generadores como el monto resultante de totalizar para los Generadores con sobrantes de potencia, los sobrantes que le corresponden a cada uno, en cada máquina térmica y central hidroeléctrica, al correspondiente precio de la potencia en el nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia durante la semana.

Si este monto resulta menor o igual que el Adicional Semanal por Servicios de Reserva, asignará a cada Generador con sobrantes de potencia como remuneración en dicho concepto el monto correspondiente a valorizar la potencia sobrante de sus máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas al correspondiente precio de la potencia en el nodo por la cantidad de horas en que se remunera la potencia durante la semana.

Si por el contrario este monto resulta mayor que el Adicional Semanal por Servicios de Reserva, el OED distribuirá el Adicional Semanal por Servicios de Reserva proporcionalmente entre los Generadores con sobrantes de potencia de acuerdo al porcentaje que representa su sobrante de potencia dentro del sobrante de potencia total, y la asignará como remuneración en concepto de sobrantes de potencia.

El OED determinará el Adicional Semanal para Generadores por Servicios de Reserva totalizando la remuneración en concepto de sobrantes de potencia de todos los Generadores.

De resultar el Adicional Semanal para Generadores por Servicios de Reserva menor que el Adicional Semanal por Servicios de Reserva, el OED asignará la diferencia restante a la demanda como un crédito al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

## 7. INGRESO NETO POR POTENCIA DE UN GENERADOR.

Al finalizar cada mes, la remuneración total por potencia que recibirá cada Generador estará dado por la suma de las remuneraciones por reservas asignadas a las máquinas que le pertenecen y que no vende por Contratos de Reserva Fría, más las asignadas a potencia de máquinas que no le pertenecen pero que compra por Contratos de Reserva Fría:

- la remuneración por reserva de mediano plazo;

- la remuneración por reserva contingente;

- la remuneración por Adicional de Reserva Rotante;

- la remuneración de cada reserva de corto plazo;

• la remuneración en concepto de sobrantes de potencia, como la suma de las remuneraciones semanales para las semanas que pertenecen al mes.

Al finalizar cada mes, el cargo total por potencia que deberá pagar cada Generador estará dado por la suma de:

• los Cargos por Potencia Despachada que resulten para los Contratos de Abastecimiento y contratos de exportación en que es la parte vendedora, de acuerdo a lo indicado en el Capítulo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS;

• los Cargos por Reserva y Cargos por Servicios Asociados a la Potencia que resulten para sus Contratos de Abastecimiento en que asume el compromiso de pago de dichos cargos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 2 de LOS PROCEDIMIENTOS;

• los Cargos por Compensaciones a pagar por incumplimientos en los servicios de reserva de mediano plazo y reserva contingente asignados.

El ingreso neto mensual por potencia resultará igual a la diferencia entre su remuneración total y el cargo total a pagar. De acuerdo a la magnitud de los incumplimientos, el ingreso neto podrá ser CERO (0) o incluso negativo.

ANEXO 40: GENERACION EOLICA

ANEXO XXII

otorgar un tratamiento similar al dado para el resto de los Generadores respecto de la obligación de proveer potencia reactiva según sea requerida por el sistema.

1. OBJETO

El presente Anexo establece el tratamiento en el MEM de la generación eólica, atendiendo a las particularidades del equipamiento involucrado y a la naturaleza del recurso, circunstancia que lo diferencia en algunos aspectos de la generación convencional.

Sólo se definirán en este Anexo aquellas cuestiones de índole exclusiva a la generación eólica. Para el resto de los aspectos que son asimilables a los de generación convencional, la generación eólica será tratada como generación hidráulica de pasada, y por tal razón toda referencia hecha en LOS PROCEDIMIENTOS a este tipo de generación deberá entenderse como aplicable también a la generación eólica salvo que en este Anexo o en LOS PROCEDIMIENTOS se indique explícitamente lo contrario.

2. REQUISITOS DE INGRESO

Será condición para el ingreso de generación eólica al MEM que totalice una potencia nominal igual o mayor a UN (1) MW, cualquiera sea la naturaleza del resto del equipamiento a cargo del mismo titular.

Adicionalmente, deberá cumplir los requisitos que se establecen para el ingreso de nueva generación al MEM.

3. CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE REACTIVO

Teniendo en cuenta que estará a cargo del Generador la instalación de equipamiento de compensación para el caso de contar con maquinaria distinta de la sincrónica o equivalente, el OED deberá

Para el caso de maquinaria asincrónica, a los efectos de la aplicación de compensaciones y/o penalizaciones el OED deberá requerir a la generación eólica el suministro de reactivo como si fuera provisto por un generador térmico con máquina sincrónica de potencia activa nominal igual a la potencia activa nominal de la generación eólica generando. Si por razones de diseño del sistema o de disponibilidad de los equipos de compensación no pudiera darse satisfacción al requerimiento de reactivo, según sea solicitado por el OED, dentro de los límites fijados por la Curva de Capacidad P-Q de la máquina equivalente, será de aplicación a la generación eólica lo establecido en el Anexo 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

En caso que el equipamiento del Generador sea mixto, o sea conformado por equipamiento eólico y convencional, a efectos de las exigencias referidas al intercambio de reactivo, se considerará como prestación exigible la de una Curva de Capacidad P-Q correspondiente a una máquina térmica de potencia activa nominal igual a la potencia activa nominal mixta que se encuentre generando.

Si el agente no suministra la información requerida sobre la Curva de Capacidad P-Q, el OED deberá definir y le aplicará una Curva de Capacidad P-Q típica, aún cuando el tipo de maquinaria eléctrica aplicada impida disponer de la misma.

4. RESTRICCIONES

Atendiendo a la naturaleza aleatoria del recurso, a la incidencia de las eventuales turbulencias como también a la interferencia de las estructuras portantes con el sistema motriz, circunstancias éstas que provocan fluctuaciones en los intercambios, y que por otro lado la magnitud del fenómeno es función del número de unidades generando en un aprovechamiento eólico, el OED estará habilitado a limitar su operación, sea en tiempo real o programadamente, con la correspondiente justificación técnica que la generación eólica provocará alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema.

**NOVEDADES**



**SEPARATAS**

**DE CONSULTA OBLIGADA**

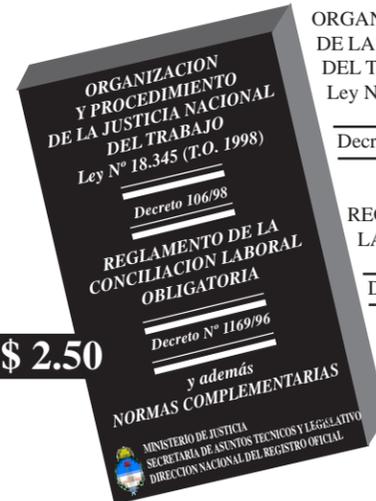
*La importancia de dos leyes*

*Pasos significativos en el Procedimiento Laboral*

CONSEJO DE LA MAGISTRATURA  
Ley Nº 24.937  
LEY ORGANICA DEL MINISTERIO PUBLICO  
Ley Nº 24.946  
y además:  
ACORDADA Nº 14/98 de la Corte Suprema de la Nación



\$ 2.50



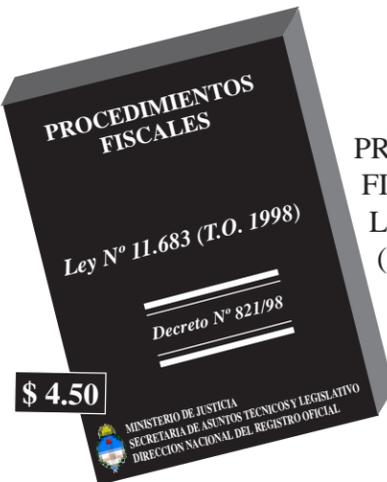
\$ 2.50

ORGANIZACION Y PROCEDIMIENTO DE LA JUSTICIA NACIONAL DEL TRABAJO  
Ley Nº 18.345 (T.O. 1998)  
Decreto 106/98

REGLAMENTO DE LA CONCILIACION LABORAL OBLIGATORIA  
Decreto Nº 1169/96

y además:  
NORMAS COMPLEMENTARIAS

*Principio de Interpretación y Aplicación de los Procedimientos Fiscales*



\$ 4.50

PROCEDIMIENTOS FISCALES  
Ley Nº 11.683 (T.O. 1998)

Decreto Nº 821/98

*Separatas editadas por la Dirección Nacional del Registro Oficial*

**VENTAS:** Suipacha 767, de 11.30 a 16 hs. y Libertad 469, de 8.30 a 14.30 hs.

Boletín  Oficial



de la República Argentina