



MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

MEM

Mercado Eléctrico Mayorista
Copyright (C) 2002
Secretaría de Energía – República Argentina
Título original de la obra:
Mercado Eléctrico Mayorista

Índice

| | |
|--|----------|
| MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA | 3 |
| ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO | 3 |
| FUNCIONAMIENTO | 3 |
| SISTEMA TARIFARIO | 4 |
| PRECIO DEL MERCADO Y PRECIOS LOCALES | 4 |
| FIJACIÓN DE LÍMITES DE TRANSPORTE | 6 |
| FACTOR DE NODO O FACTOR DE PÉRDIDAS | 6 |
| METODOLOGÍAS DE CÁLCULOS APLICADAS | 8 |
| FACTOR DE ADAPTACIÓN | 9 |
| COSTOS DEL TRANSPORTE | 10 |
| MERCADO A TÉRMINO O DE CONTRATOS | 14 |
| EL MERCADO SPOT | 14 |
| SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS | 14 |
| LOS GENERADORES | 14 |
| LOS DISTRIBUIDORES | 15 |
| LOS GRANDES USUARIOS MAYORES | 16 |

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La estructura del mercado eléctrico posee las siguientes características:

- Negocio eléctrico fragmentado por actividades: generación, transmisión, distribución con la participación de comercializadores.
- Los consumidores se clasifican en grandes usuarios (Agentes del Mercado Eléctrico) y usuarios finales.
- El Estado se retira de su papel empresario para convertirse en regulador.
- Existencia de un mercado a término y un mercado spot para la compra-venta de energía.
- Los Distribuidores adquieren la energía al mercado a un precio estabilizado actualizable trimestralmente.
- Los Generadores pueden enajenar energía al mercado mediante un precio spot horario
- La generación requerida para satisfacer la demanda se establece en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- Los precios spot horarios se establecen marginalmente con el costo necesario para satisfacer la próxima unidad de demanda.
- El transporte es remunerado mediante cargos fijos de conexión y de capacidad de transporte, y variables en función de las pérdidas y de la probabilidad de error en las líneas, siendo fijo el monto total remuneratorio.
- El MEM se abre al intercambio con los países vecinos, posibilitando la exportación o importación de energía mediante contratos entre Empresas privadas que cumplan los requisitos del marco regulatorio.

FUNCIONAMIENTO

En la organización del MEM funcionan dos mercados y un sistema de estabilización de precios para Distribuidores:

- Mercado a Término
- Mercado Spot
- Sistema de Estabilización de precios

El sistema contiene mecanismos de compensación entre los resultados del Mercado Estacional Estabilizado, en el cual paga el distribuidor y los del Mercado Spot que cobra el Generador.

El sistema de fijación dentro del Mercado de Precios Estacionales se encuentra directamente relacionado con los promedios trimestrales proyectados del Mercado Spot.

El precio de la energía consiste en un valor denominado Precio Marginal del Sistema o Precio del Mercado, y representa al costo económico de generar el próximo kWh. Todos los Generadores del sistema cobran su energía al precio marginal afectado por un factor que considera el pago de las pérdidas y el servicio de transporte. Los generadores que obtengan la energía más barata lograrán, en concepto de venta de energía, un beneficio y particularmente las máquina tendrá un beneficio nulo.

Las unidades de generación son maniobradas independientemente de los contratos que existan entre cada generador y un demandante. Como consecuencia, los apartamientos entre la producción real del generador y la cantidad de suministro acordada deben ser comercializados en el mercado Spot.

SISTEMA TARIFARIO

El Sistema Tarifario que rige en la actualidad fue establecido mediante resolución 137/92 de la Secretaría de Energía.

Este Sistema establece para los Generadores, un pago por la potencia puesta a disposición y otro por la energía generada, con precios particulares según el Nodo de la red de transmisión donde se encuentran conectados.

El esquema tarifario se fundamenta en la teoría marginalista, y su cálculo se efectúa a partir del empleo de modelos de optimización y simulación de la operación (Oscar y Margo).

El modelo Oscar simula la operación del sistema con un horizonte de tres años. El propósito fundamental es la determinación del valor que debe atribuirse al agua de modo de optimizar con el segundo de los modelos esa oferta semanalmente.

El Margo efectúa la optimización de la operación del sistema esquematizado como regiones, insertando la representación del sistema de transmisión.

En el esquema tarifario se consideran conceptos tales como:

- Costo marginal de generación: se relaciona con el costo de la máquina térmica más cara es necesaria activar para cubrir las necesidades en cada momento, con excepción de las que están obligadas a generar por limitaciones de operación.
- Costo de la potencia disponible: se asocia con un reconocimiento de los costos fijos de operación para cubrir la demanda más un margen de reserva.
- Costo por riesgo de falla de suministro: se asocia con el precio que estarían dispuestos a abonar los consumidores por evitar cortes.
- Costos de transporte de energía: abarca las pérdidas y las condiciones de confiabilidad de sistema de transmisión.

El esquema tarifario determina un Precio de Mercado (PM) para cada momento, el cual se obtiene en el centro de carga del sistema eléctrico, el área Gran Buenos Aires, y a partir del cual se confecciona mediante factores regionales (Factores de Nodo y Adaptación) la escala que le corresponde a cada una de las áreas. De presentarse restricciones que no permitan la vinculación de toda la oferta y demanda de un área con el mercado, se fijan precios locales para las mismas (PL), que resultan ser mayores que el precio de mercado en caso de ser un área importadora e inferiores en caso contrario.

PRECIO DEL MERCADO Y PRECIOS LOCALES

El despacho óptimo de carga se realizará en el centro de carga del sistema, o sea abarcando no sólo los costos de operación de las máquinas sino también las pérdidas marginales del transporte (cada generador entra al despacho según su costo marginal dividido su FN). De este despacho, surge el precio marginal o precio del mercado horario del sistema.

El principio básico del despacho de cargas es la minimización de los costos variables, de corto plazo, de las centrales térmicas. De este despacho surge el precio del mercado (PM), que es el precio variable de la máquina más cara del sistema, reducida al centro de cargas.

Para calcular el precio de mercado, se adoptan para representar el costo de producción de cada unidad generadora en el mercado, su costo de generación por unidad de energía dividido por el factor nodal que le corresponden según el área donde está situada.

El costo de producción de cada unidad resulta del producto entre el precio de los combustibles en el área donde está ubicada y el consumo calórico por unidad de generación.

CAMMESA fija precios de referencia de los combustibles y fletes. En el caso de generadores con contrato de suministro de combustibles y/o de fletes se emplearán los precios informados y reconocidos en la Programación Estacional siempre que no superen los topes establecidos. Para los restantes se establecerá el tope establecido como referencia.

Mediante estos costos de producción de energía se efectúa el despacho óptimo de las unidades, o sea el que minimiza los costos totales de generación.

Si se descubre alguna restricción de transporte que aleja a este despacho del óptimo económico y no permite relacionar toda la generación y demanda de un área con el Mercado, se considera que esa área se encuentra desvinculada del Mercado. Esta desvinculación puede ser total (en el caso de que el área este físicamente aislada del Mercado) o parcial si solo está afectada por una limitación de la transmisión. En ambos casos poseerá su propio precio denominado Precio Local (PL).

Cuando surge un precio local, se establece un centro de carga zonal y los FN del área se determinan alrededor de dicho nodo. Las áreas exportadoras poseen un PL menor que el de Mercado y las áreas importadoras un precio mayor.

Las líneas que relacionan la zona de precio local con el mercado están transmitiendo su potencia máxima admisible, por lo tanto su remuneración variable por energía transportada estará determinada por la diferencia de precios en sus extremos debido a las pérdidas marginales de cada área y por la diferencia entre el precio local (PL) y el precio del Mercado (PM).

Sintetizando, el Precio del Mercado está definido como el precio en el centro de carga del sistema, mientras que los Precios Locales se refieren a los precios de áreas desvinculadas del centro de carga del sistema por restricciones físicas u operativas.

El Precio del Mercado (PM) en cada momento se corresponde con el costo de producción en el mercado de la unidad más cara que fue despachada, siempre que su operación no se encuentre afectada por restricciones.

Los Precios Locales se aplican en las áreas que por presentar limitaciones de transporte alteran la operación ideal que se lograría simulando el abastecimiento sin incluir restricciones de ningún tipo.

Si la generación local es exclusivamente térmica el Precio Local representa el Costo Marginal Local (CML), determinado por la unidad más cara en operación.

Si existe generación hidráulica y la restricción no impone vertimiento de las centrales hidráulicas, y debido a ello no se encuentra ninguna unidad térmica, el Precio Marginal Local se calcula dividiendo la energía transportada fuera del sistema valorizada al precio del área, antes de activarse la restricción, por el total de la energía generada en el área para surtir la demanda.

Cuando las áreas no presentan restricciones, los Precios Marginales se calculan multiplicando el Precio Marginal del Mercado por los Factores de Nodo.

El Precio de la Energía (variable) reconocido para la producción de un generador es el Precio de Mercado (PM) multiplicado por su correspondiente Factor Nodal (FN) siempre que el área esté relacionada al mercado, en caso contrario le corresponderán los Precios Locales (PL).

FIJACIÓN DE LÍMITES DE TRANSPORTE

No se admite bajo ninguna circunstancia que una contingencia simple (o doble de alta probabilidad) ocasione el colapso total del sistema interconectado.

Se acepta el colapso de una región eléctrica ante contingencias simples, salvo que los usuarios afectados soliciten un nivel de calidad de servicio mayor para los cual deben pagar la generación adicional que se debe operar en el área y que, por poseer costos marginales superiores, no llega a ingresar en el despacho económico.

Ante cualquier contingencia simple que así lo requiera pueden emplearse mecanismos específicos (desconexión automática de generación, interdisparo de líneas, alivio de carga, etc) para controlar situaciones de inestabilidad y/o apartamientos de la frecuencia. En el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se utiliza habitualmente desconexión automática de generación (DAG) para mantener la estabilidad y para controlar la sobre frecuencia que puede surgir cuando la salida de una línea radial deja aislada a un área.

Para líneas de interconexión no radiales (aquellas que poseen un camino alternativo en la misma tensión o con las mismas probabilidades de transporte) una contingencia simple no puede ocasionar la desconexión de otros vínculos.

Para línea de interconexión radiales (aquellas que no poseen un camino alternativo de igual tensión o similares características de transporte) se admite que la contingencia produzca la salida de líneas de menor tensión.

Las líneas radiales deben tolerar un recierre monofásico exitoso sin que se pierda la estabilidad de los sistemas que relaciona.

Ante una contingencia que origine una gran déficit de generación en todo el sistema interconectado, se admite una evolución de la frecuencia cuyo valor mínimo sea 48.3 Hz y posteriormente se debe recuperar satisfactoriamente (para lograr esto se poseen cortes automáticos de demanda repartidos por todo el sistema que llegan a separar hasta un 42% de la demanda).

Todos los criterios están supeditados a una evaluación técnico – económica de costos vs. Beneficios con el propósito de asegurar el mínimo costo operativo, el cual considera la eventual energía no suministrada.

FACTOR DE NODO O FACTOR DE PÉRDIDAS

✓ Participación en la formación del precio de un Nodo

El Sistema Tarifario del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se basa en el establecimiento del precio de la energía en cada nodo de la red. La relación entre el precio en el nodo y el precio en el centro de cargas del sistema es el factor de nodo FN.

$$PN(k) = PM * FN(k)$$

Donde:

PN(k): Precio en el Nodo k

PM: Precio del Mercado

FN(k): Factor de Nodo del nodo k

El centro de cargas del sistema se sitúa en la estación transformadora de Ezeiza con FN=1. En el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP), el centro de cargas se ubica en la barra de 330 KV de Puerto Madryn.

✓ **Valores que asume el Factor de Nodo (FN)**

El coeficiente FN representa la variación (positiva o negativa) de las pérdidas atribuibles a un incremento de demanda en un nodo determinado. El Factor de Nodo FN intenta manifestar en el precio de la energía en un nodo, si el consumo de energía en su área de influencia colabora a descargar el sistema de transmisión o este será sometido a un uso más intenso.

El Factor de Nodo FN inferior a 1 representa a un nodo superavitario, o sea generador, cuyos saldos fluyen al centro de cargas (Ezeiza).

Una región generadora como el Comahue poseerá factores de nodo inferiores a la unidad debido a que un incremento de demanda en esa zona origina una disminución de sus saldos exportables al Gran Buenos Aires y como consecuencia la energía transmitida por el sistema será inferior, las líneas tenderán a descargarse y sus pérdidas a disminuir.

Los nodos abastecidos desde el Sistema Gran Buenos Aires – Litoral, el cual es el centro de cargas y que se representa por la barra de Ezeiza, poseerán factores de nodo superiores a la unidad.

Los nodos que son abastecidos desde centros generadores lejanos, producen un mayor empleo de la red de transmisión y un incremento de las pérdidas cuando su demanda aumenta. Este efecto debería, en principio, elevar el Factor de Nodo consumidor. La consecuencia es la disminución del FN del nodo abastecedor debido a que todos los FN son vínculos con el FN del centro de carga fijado "a priori" FN CC=1.

✓ **Efecto del Factor de Nodo (FN) en el sistema tarifario**

El efecto del Factor de Nodo en los precios implica una penalización de los aumentos de demanda cuya satisfacción depende de un incremento de oferta en un nodo lejano.

El empleo del Factor de Nodo FN significa:

- Provocar aumentos de demanda en los nodos generadores y desalentar su radicación en aquellos que no poseen fuentes de generación de bajo precio.
- Incentivar la construcción de líneas en los casos que un aumento de generación del nodo exportador incrementa las pérdidas a niveles antieconómicos.

METODOLOGÍAS DE CÁLCULOS APLICADAS

Factores de Nodo Estacionales

El precio y los FN correspondientes a la compra de energía por parte de los Distribuidores permanecen constantes a lo largo de todo el trimestre, discriminados por períodos tarifarios, o sea para horas de valle, de pico y restantes. Al principio de cada trimestre CAMMESA efectúa una programación estacional donde se establecen entre otras cosas, los precios de la energía y los FN estacionales. Se establecen configuraciones características de la red de Transporte y estados típicos de carga correspondientes a cada período tarifario. Con estos datos, se ejecutan flujos de carga previstos para cada semana del semestre, los cuales representan los tres períodos tarifarios (pico, valle y resto) y diferentes posibilidades de hidraulicidad en las centrales hidroeléctricas más importantes.

Estos flujos de carga son ejecutados considerando solo la potencia activa y anulando la potencia reactiva. Las pérdidas son consecuencia exclusiva de la potencia activa.

Para calcular los FN, en cada flujo de carga se simula un aumento de demanda de 1MW por cada barra (una por vez). Considerando que se realizan varios flujos de carga por cada semana, los FN de cada barra son luego promediados convenientemente para conseguir un único FN para cada período tarifario.

Cada empresa Distribuidora zonal, tiene asignado un FN –por cada período tarifario- constante a lo largo de todo el trimestre.

Cada distribuidor contara con un precio de la energía por período tarifario que surge de afectar el precio estacional definido, por el FN correspondiente. Mediante este FN por período tarifario se incluye implícitamente el cargo que le corresponde por transporte.

Factores de Nodo Spot

Aunque el precio de la energía y los FN son constantes para los Distribuidores durante todo un trimestre, no lo son para los Generadores. El método fijado es que el precio horario de la energía será el marginal, es decir el precio del próximo kWh, referido al centro de carga del sistema. Este precio es conocido como Precio del Mercado (PM).

El precio referido al centro de carga equivale a dividir el precio de cada generador por su correspondiente FN.

La máquina que fija el Precio del Mercado, cobra exactamente su costo operativo.

CAMMESA lleva a cabo diariamente una programación con un modelo de despacho hidrotérmico del sistema cuyo objetivo es minimizar el costo total. El modelo posibilita representar la configuración de la red y efectuar flujos de carga horarios previstos en los cuales se establecen los FN horarios de cada barra, se controlan las restricciones de transmisión y se calcula la remuneración del transporte.

Esta remuneración representa la Recaudación Variable por Transporte de Energía.

FACTOR DE ADAPTACIÓN

✓ **Concepto del Factor de Adaptación**

Las interconexiones posibilitan sustituir energía de alto costo variable por otra de costo inferior y también permiten sustituir equipos generadores en los nodos demandantes.

La interconexión desalienta la expansión del parque del nodo demandante, que se transforma cada vez más deficitario y más dependiente de la interconexión.

El Factor de Adaptación se define como el sobreprecio, en concepto de redespacho y energía no suministrada, como consecuencia de una falla en la línea. Este sobreprecio puede evitarse con reserva de potencia instalada en el nodo demandante y con el servicio de la transmisión. Esta alternativa posibilita relacionar el costo de la reserva del nodo receptor con el beneficio del transportador.

El hecho de que cierta generación o cierta demanda se encuentre alejada del Mercado y su relación con éste sea vulnerable como consecuencia de las salidas de servicio forzadas del sistema de transmisión, origina que se defina un Factor de Adaptación (FA) que afectará el costo de la potencia a los generadores y consumidores. El FA representará la relación entre el precio de la potencia en un Nodo y en el Mercado.

El Sistema de Transporte está expuesto a fallas que provocan desconexiones de las líneas de interconexión entre áreas. En los minutos siguientes a la desconexión no se logra entrar máquinas de reserva fría y la falla origina cortes de suministro a los usuarios. Este evento se conoce como Fallas de Corta Duración. En algunas ocasiones, el restablecimiento del servicio de la línea es mucho más lento porque ésta requiere reparaciones significativas. Estas fallas son denominadas Fallas de Larga Duración.

Las fallas de larga duración del sistema de transmisión, ocasionan en los nodos receptores sobrecostos a las demandas como consecuencia del incremento de los precios marginales y a la eventual energía no suministrada (la cual posee una valorización determinada).

✓ **Fallas de Larga Duración**

Los sobrecostos originados como consecuencia de las fallas de larga duración del sistema de transporte afectarán a los precios de la potencia en los nodos alejados del Mercado, debido a la falta de confiabilidad de su vínculo con el mismo.

Para calcular estos sobrepuestos, se coteja el costo de la energía para las demandas en los nodos receptores obtenidos de un despacho con las restricciones normales del sistema de transmisión, y el costo del despacho con contingencias en el sistema de transmisión. La valorización de la energía considera el incremento de costo marginal por la entrada de generadores más caros y la eventual energía no abastecida.

✓ **Fallas de Corta Duración**

Los sobrecostos por fallas de corta duración poseen una magnitud inferior que los de larga duración y se obtiene cuantificando la energía no suministrada que ocasionaría la salida de cada línea del sistema de transmisión.

✓ Metodología de cálculo del Factor de Adaptación

El Factor de Adaptación posee un comportamiento paralelo al Factor de Nodo. El Factor de Adaptación FA se define igual a la unidad para el centro de cargas y asume valores inferiores a 1 en los nodos generadores cuya energía fluye al centro de cargas y valores superiores a 1 en nodos abastecidos desde el Gran Buenos Aires – Litoral.

El FA de una región exportadora como el Comahue será sensiblemente inferior a la unidad y reducirá los ingresos de los generadores de esa región.

Los factores de adaptación se aplican exclusivamente en la Red de Transporte en Alta Tensión, por lo que solamente ésta recibe la remuneración variable por potencia.

✓ Efecto sobre el Sistema Tarifario

El Factor de Adaptación incrementa la remuneración del transportador, a expensas del generador, en el caso de que la región próxima al nodo receptor sea altamente dependiente de la transmisión.

Si la potencia que existe en una región rebasa vastamente la capacidad de transporte de las líneas que lo relacionan a los centros, la interrupción de cualquiera de ellas ocasionará sobrecostos en el sistema eléctrico, que alejarán de la unidad al Factor de Adaptación y afectarán sensiblemente los ingresos por potencia puesta a disposición de los generadores de la región oferente.

Esta reducción incidirá sobre la potencia remitida a los centros de carga, mediante las líneas en cuestión y a la que se despache para el consumo local, de la región superavitaria.

COSTOS DEL TRANSPORTE

El ingreso de los transportistas está compuesto por un cargo variable producto de las pérdidas que se producen en el sistema, un cargo fijo por conexión y transformación y un cargo fijo por capacidad de transporte. La remuneración del transporte se efectúa con lo recaudado de los agentes del MEM, generadores, distribuidores y grandes consumidores, que abonan según su participación en el uso de las instalaciones de transmisión.

Los cargos fijos deben ser abonados exclusivamente por generadores, distribuidores y grandes usuarios. El cargo variable se obtiene de la diferencia entre el valor de la energía recibida por los distribuidores y grandes usuarios y el valor de la energía entregada en el Nodo Generador (o sea las pérdidas).

El Factor de Nodo (FN), obtenido para cada semestre, representa la relación de precios entre el nodo y el mercado considerando el costo marginal del transporte por las pérdidas óhmicas.

Este cargo variable también incluye el ingreso por las diferencias de Factores de Adaptación en relación con el precio de la Potencia Puesta a Disposición, en cada nodo.

El cargo por Capacidad de Transporte es abonado proporcionalmente por los usuarios del sistema según su participación en cada banda, pesando en mayor medida el uso en pico.

Cuando a un nodo exportador se encuentren relacionados varios generadores, se repartirán el cargo fijo en forma proporcional a su potencia nominal.

Los cargos variables por pérdidas y por contingencias pueden ser:

1. Remuneración por pérdidas: se refiere a la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y de la entregada en el nodo de entrega. Esta diferencia está relacionada con los respectivos factores de nodo.
2. Remuneración por contingencias: se relaciona con la diferencia entre el precio de la potencia en el centro de cargas y en cada nodo, de acuerdo con el factor de adaptación.

Recaudación del Transporte

La recaudación del Transporte se compone de cargos variables y cargos fijos.

La Recaudación Variable está constituida por la recaudación correspondiente al Transporte de Energía (devida a los FN) más la del Transporte de Potencia (devida a los FA).

Sin embargo, a la empresa de Transporte se le asegura un ingreso variable anual, distribuido en 12 cuotas mensuales iguales: CFRVTE)

El transporte percibe una remuneración por cargos fijos aplicados a la línea de transmisión, a los transformadores y a los puntos de conexión con sus usuarios.

El cargo fijo asignado a las líneas recibe el nombre de Cargo Fijo por Capacidad de Transporte (CFCT).

La diferencia que se obtiene entre la suma fija que se le debe pagar al transportista en concepto de CFRVTE y la que efectivamente se recaudó en el mes, se adiciona al cargo fijo por capacidad de transporte mensual (CFCT) para obtener el monto necesario a pagar al transportista.

$\$CFRVTE - (\text{Ingresos Variables mensuales} + \text{Cta. De Apartamiento del Transportista}) = \$Faltantes$

$\$CFCT + \$Faltante = \text{Cargo Complementario}$

El cargo complementario se obtiene de afectar al Cargo Fijo por Capacidad de Transporte estacional para un mes determinado del siguiente "factor de cargo complementario":

$Kc = \$ \text{Cargo Complementario} / \$ \text{CFCT}$

Para modificar los CFCT se debe calcular un coeficiente de multiplicación Kc , válido para un mes.

El producto de $CFCT \times Kc$ se conoce como "Cargo Complementario".

Mes a mes, el transportista recaudará los cargos variables que surjan en la operación real, el cargo complementario y los cargos por conexión – transformación.

Cargos fijos de Transporte

Todos los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios son usuarios de la Red de Transporte.

Cada línea o transformador de esa red, tiene determinado para sí un monto fijo horario a cobrar (siempre que este disponible) que se muestra en la Tabla de Cargos. Las instalaciones de conexión de la red de transporte con sus usuarios también son abonados por estos últimos.

Asignación del Cargo Complementario

El cargo complementario se obtiene de multiplicar el CFCT por un coeficiente de manera de obtener que la recaudación que se alcance para el transporte, sea lo más cercana posible al ingreso variable asegurado.

El método para la asignación de lo que debe pagar cada usuario "k" por cada línea "I" de la red, se conoce como "método de las áreas de influencia" y consiste en:

Cada trimestre se realizan flujos típicos de un año hacia atrás

- Se considera como barra slack (o barra flotante) la misma que se considera centro de carga para los FN.
- En cada barra donde exista generación se aumenta (de a una por vez), la potencia generada en 1 MW.
- Se asienta el aumento de flujo positivo de Potencia Activa que cada barra de generación origina en cada línea del sistema de transporte.
- Se realizan los mismos pasos (c) y (d) para cada barra en la que exista demanda.
- Cada generación o demanda empleará cada línea de la red transporte en forma proporcional al aumento de flujo que origina en la línea, ponderando por su potencia de generación o demanda del flujo de cargas.

La participación final de un usuario en una línea dada se obtiene de ponderar la participación lograda para el mismo usuario en cada estado analizado frente a las participaciones del resto de los usuarios en la misma línea.

Esta ponderación es función del flujo por la línea, las horas y la participación de los usuarios en cada uno de los estados.

Cuando se trata de áreas de transporte por Distribución Troncal, se efectúa un cálculo adicional con el propósito de que los consumidores (distribuidores y grandes usuarios) paguen este cargo según su potencia de demanda e independientemente de su localización topológica dentro del área.

Asignación de los cargos de conexión y transformación

Estos cargos representan la otra parte de cargos fijos asignados al transporte. El método para asignar los pagos por parte de los usuarios es el siguiente:

- Constituir el mismo flujo de cargas de máxima anual para el cargo complementario.
- Se establece en cada Estación Transformadora quiénes son los usuarios para el cargo complementario.
- Si las Estaciones Transformadoras son compartidas por generadores y demanda, el sentido del flujo por los transformadores indicará cuál de ambos es el usuario.

En casos de transformadores o conexiones compartidas por varios usuarios, se fija el uso proporcional a la máxima demanda solicitada en el caso de demandas y por su potencia nominal en el caso de generadores.

Toda línea, transformador o punto de conexión, cobrará sus cargos fijos durante las horas que se encuentre disponible. En caso de producirse alguna indisponibilidad, el equipo afectado no solo no cobrará sus cargos fijos sino que recibirá sanciones que se traducirán en horas adicionales en que continuará sin cobrar dichos cargos y, por lo tanto, los usuarios dejarán de pagar durante las horas de indisponibilidad mas el tiempo adicional de sanción.

Régimen de Penalizaciones al Transporte

Los transportistas reciben sanciones en caso de que no cumplan con sus obligaciones. La calidad del servicio se aprecia en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión, transformación, su capacidad asociada y sus niveles de tensión.

Los transportistas pueden ser sancionados cuando se encuentran indisponibles o limitados algunos de sus equipamientos. Las sanciones son variadas y están sujetas a distintos factores, como ser:

- Duración de la indisponibilidad
- Indisponibilidad forzada o programada
- Número de salidas forzadas
- Importancia estratégica de las líneas
- Niveles aceptables de tensión

Las sanciones, al traducirse en horas adicionales de indisponibilidad, vuelven en forma de resarcimiento a los usuarios debido que ante una salida de línea, transformador o conexión, éstos dejan de abonar los cargos fijos durante las horas reales de indisponibilidad y durante las horas adicionales de sanción no obstante de que el equipo de transporte este en servicio.

Remuneración por arranque y parada

Los arranques para centrales turbovapor y nucleares son remunerados en el caso de que la parada anterior sea ordenada por CAMMESA.

La remuneración de cada arranque constituye la vida útil perdida, en tal operación, por cada uno de los equipamientos. Esta pérdida de vida útil se manifiesta en función del costo de capital comprometido y una equivalencia de horas entre funcionamiento y arranque.

Remuneración por el Servicio de Operación y Despacho

Considerando las instalaciones y servicios afectados al Sistema de Operación y Administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), CAMMESA elabora un presupuesto estacional con los gastos operativos y de Administración y del equipamiento dedicado que se prorroga entre cada una de las empresas integrantes del MEM proporcionalmente al volumen de sus transacciones en el mismo, en términos monetarios de compra y/o venta.

La remuneración semestral por éste concepto no puede ser mayor que el tope establecido del 0.65% del importe total de las transacciones operadas en el período.

MERCADO A TÉRMINO O DE CONTRATOS

Dentro del Mercado Eléctrico Mayorista pueden efectuarse libremente contratos de suministro entre un Generador y un Distribuidor o entre un Generador y un GUMA o GUME/GUPA.

El límite previsto para celebrar un contrato con un generador es su capacidad de producción.

Para los GUMAS la condición es que contrate por lo menos el 50 % de su demanda y que ésta sea mayor a 4.380 MWh anuales.

Los GUMES y GUPAS contratan la totalidad de su demanda.

EL MERCADO SPOT

Se refiere al mercado de precios horarios en los que se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En este mercado, el precio de la energía eléctrica se define en función del costo marginal.

El precio establecido para cada hora se denomina precio de mercado (PM).

SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS

Con el objetivo de que los Distribuidores no tengan un precio variable hora a hora y que puedan tener una tarifa a usuarios finales más estable, se creó un mecanismo de fijación de precios trimestral.

Este sistema se basa en un fondo de estabilización al que se derivan las diferencias producidas entre dichos precios estacionales y los precios del mercado spot. Trimestralmente, mediante un mecanismo prefijado las diferencias acumuladas se reasignan a los períodos posteriores subiendo o bajando los valores calculados para los mismos.

LOS GENERADORES

El costo de generación de un generador vinculado al MEM está dado por el costo de operación más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto mas alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se torna la energía exportada desde ese nodo.

El generador también percibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema. Esta remuneración está compuesta por un elemento variable que se incrementa cuando mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Con el fin de garantizar la operatividad técnica del sistema se remuneran servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Los generadores que no hayan celebrado algún contrato, venden toda su producción al Mercado Spot percibiendo por la misma los precios que estén vigentes en el mismo hora a hora.

Hasta el nivel de su contrato, su generación será comercializada en el Mercado a Término

Cuando su nivel de generación este sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el Mercado Spot como excedentes o faltantes de contrato a los valores que rigen en dicha hora en ese Mercado.

LOS DISTRIBUIDORES

La obligación de suministro que establecen los contratos de concesión cedidos por el Estado Nacional a los distribuidores, imponen a éstos la necesidad de garantizar niveles de suministro convenientes para responder a su demanda.

La porción de la demanda de los distribuidores que no está supeditada a relaciones contractuales en el Mercado a Término, se comercializa con un Precio Estacional estabilizado cada tres meses.

Los Precios Estacionales tienen revisión trimestral, a fin de mitigar la volatilidad de precios del Mercado Spot en los precios finales de la electricidad.

Dependiendo que el Distribuidor posea o no contrato de abastecimiento con un Generador, pueden presentarse dos situaciones:

- De poseer contrato de abastecimiento, la totalidad de su demanda es provista a los precios estacionales correspondientes.
- En el caso de tener un contrato de suministro con uno o más generadores, hora a hora se considera de la siguiente manera:
 - Hasta el nivel de su contrato, su demanda se comercializa en el Mercado a Término
 - Cuando su nivel de demanda se encuentre sobre o bajo los valores fijados en el contrato, las diferencias serán comercializadas:
 - Vendiendo los excedentes de contrato en el Mercado Spot a los valores que rigen en dicha hora en ese Mercado.
 - Comprando los faltantes de contrato a precios estacionales.

LOS GRANDES USUARIOS MAYORES

Para poder ingresar al MEM, el GUMA debe celebrar un contrato de abastecimiento con un generador, de por lo menos el 50% de su demanda.

Como consecuencia, su demanda horaria se considerará con las siguientes opciones:

- Hasta el nivel de su contrato en el Mercado a Término.
- En el caso de que su demanda esté sobre o bajo los valores fijados en el contrato, las diferencias serán comercializadas en el Mercado Spot como faltantes o excedentes de contrato a los valores que rigen en dicha hora en ese Mercado.