



The World Bank



BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER

PROYECTO CIER 03 – Fase I

INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS

EL MARCO REGULATORIO EN ARGENTINA

Mercados Energéticos S.A.

Power Systems Research, Inc

Mercados de Energía S.A.

Power Technologies, Inc

Sigla S.A.

Junio de 2000

INDICE

1. MARCO REGULATORIO GENERAL.	3
1.1 MARCO INSTITUCIONAL	3
1.2 EL MERCADO SPOT.	5
1.2.1 <i>El Cálculo de la energía.</i>	5
1.3 TRANSACCIÓN COMERCIALES Y LEGALES	12
1.3.1 <i>Contratos</i>	12
1.3.2 <i>Transacciones de oportunidad</i>	13
1.3.3 <i>Servicios Auxiliares o Complementarios.</i>	14
1.3.4 <i>Garantías requeridas y procedimientos de desconexión o deshabilitación del usuario.</i>	15
1.3.5 <i>Los métodos de solución de disputas.</i>	15
1.4 EL TRANSPORTE NACIONAL	16
1.4.1 <i>Sistema remuneratorio</i>	16
1.4.2 <i>Regimen Tarifario</i>	17
1.4.3 <i>Cuenta de Apartamientos del Transporte</i>	18
1.4.4 <i>La Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) “FIRME” en el (MEM).</i>	19
1.4.5 <i>La Prestación de la Función Técnica de Transporte “No Firme” en el (MEM)</i>	20
1.4.6 <i>Derechos y obligaciones de los agentes.</i>	21
1.4.7 <i>Sistema de ampliaciones.</i>	22
1.4.8 <i>Procedimientos de acceso a la capacidad instalada</i>	24
1.4.9 <i>Penalizaciones y premios asociados a la confiabilidad y calidad.</i>	25
1.5 LA IMPORTACIÓN – EXPORTACIÓN	26
1.5.1 <i>Tratados de exportación – importación en el Mercado Spot.</i>	27
1.5.2 <i>Contratos internacionales – prioridades.</i>	27
1.5.3 <i>El transporte para interconexiones.</i>	28
1.5.4 <i>La , despacho y operación</i>	29
1.6 SITUACIÓN INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO.	31
2. LA OPERACIÓN	33
2.1 COMUNICACIONES OPERATIVAS	33
2.2 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	33
2.3 REQUERIMIENTOS DE HABILITACIÓN DE LOS OPERADORES.	34
2.4 ANÁLISIS DE FALLAS.	34
2.5 PROCEDIMIENTOS PARA INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	36
2.5.1 <i>Organismo Coordinador</i>	36
2.5.2 <i>Operación en Tiempo Real</i>	37
2.6 ENSAYOS PARA LA HABILITACIÓN DE LOS EQUIPAMIENTOS	37
REQUISITOS PARA LOS EQUIPAMIENTOS NUEVOS Y REPARADOS	37
2.7 PROCEDIMIENTOS DE ENERGIZACIÓN DE LOS EQUIPOS	38
2.7.1 <i>Salidas de Servicio Programadas</i>	38
2.7.2 <i>Salidas de Servicio Forzadas</i>	38
2.7.3 <i>Energización en bloque</i>	39
2.8 CENTROS DE CONTROL	39
3. CRITERIOS DE CALIDAD.	41
3.1 REGLAMENTACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA	41
3.1.1 <i>Criterios para La Operación Estática</i>	41
3.1.2 <i>Criterios para La Operación Dinámica</i>	41
3.1.3 <i>Evolución permitida de las principales variables de la red</i>	43
3.2 CONTROL EFECTIVO DE LA CALIDAD EXIGIDA	44
3.3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y RESERVAS OPERATIVAS	44
3.3.1 <i>Criterio de Establecimiento de la Reserva disponible</i>	44
3.3.2 <i>Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)</i>	44
3.3.3 <i>Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)</i>	45
3.3.4 <i>Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF).</i>	45
3.3.5 <i>Requisitos técnicos</i>	46

3.3.6	<i>Reservas ante emergencias</i>	47
3.4	ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA ANTE PERTURBACIONES DE SEVERAS	48
3.4.1	<i>Alivio de Cargas</i>	48
3.4.2	<i>Acciones de Control en Emergencias: DAG y DAD. Adaptabilidad del Sistema.</i>	50
3.4.3	<i>Formación de Islas</i>	50
3.4.4	<i>Arranque en Negro</i>	50
3.5	POTENCIA REACTIVA	51
3.5.1	<i>Reserva operativa para contingencias simples</i>	51
3.5.2	<i>Reserva dinámica ante grandes eventos</i>	51
3.6	CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LOS EQUIPOS E INSTALACIONES	51
3.6.1	<i>Existencia de Normas Específicas para determinar la cargabilidad de los equipos</i>	51
3.6.2	<i>Diseño de las Estaciones Transformadoras adaptable a los requerimientos de las interconexiones</i>	51
4.	RESULTADOS OPERATIVOS.	51
4.1.1	<i>Frecuencia de colapsos e Implicancias.</i>	51
4.1.2	<i>Vulnerabilidad del sistema ante operación con la Red no completa</i>	52
4.1.3	<i>Índices actuales de Calidad y Confiabilidad</i>	52
4.1.4	<i>Acciones adoptadas por el Estado ante la ocurrencia de las fallas</i>	52
4.1.5	<i>Respuesta de los Agentes privados ante las fallas.</i>	53
4.1.6	<i>Respuesta de los Agentes privados ante las acciones ejercidas por el Estado.</i>	53

EL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELECTRICO EN ARGENTINA

1. MARCO REGULATORIO GENERAL.

1.1 Marco Institucional

El Marco Regulatorio está constituido por las siguientes normas:

* **Ley N° 15.336/60**

Esta Ley considera a la energía eléctrica como una cosa jurídica susceptible de comercio y diferencia entre el servicio público de electricidad caracterizando como tal a la distribución de energía eléctrica y de la compra-venta de electricidad en bloque considerada un típico acto de comercio. También define a su vez los casos en que la generación, transporte y distribución de energía eléctrica quedan sometidos a jurisdicción federal. Define como organización institucional del sector eléctrico nacional a la Secretaría de Energía como órgano rector, al Consejo Federal de Energía Eléctrica con participación de los representantes de las provincias como órgano asesor. Si bien regula los principios para el otorgamiento de concesiones para la generación de hidroelectricidad y para la distribución de energía eléctrica, no hubo durante su vigencia participación alguna del sector privado en la actividad eléctrica.

* **Ley N° 24.065/92.**

Esta Ley es modificatoria de la Ley N° 15.336/60.

Mantiene vigente los principios jurisdiccionales de la Ley N° 15.336 pero deja sin efecto el criterio de planificación centralizada de determinación tarifaria y de conformación de los fondos específicos.

Divide la actividad eléctrica en generación, distribución y transporte, caracteriza a la distribución y al transporte como servicio público. Define como actores del mercado al generador, transportista, distribuidor y gran usuario, y a efectos de garantizar las transacciones en el mercado prohíbe al transportista comprar o vender energía eléctrica e impone la obligación Al transportista y al distribuidor de permitir el libre acceso a sus instalaciones.

Dispone que el despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas.

Determina que las normas que dicte la Secretaría de Energía a efectos de regular el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deberán garantizar la transparencia y equidad de las decisiones, debiendo permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes.

La Ley determina criterios económicos para la fijación de las tarifas del distribuidor y del transportista..

* **Decreto 1192/92: Estatuto de CAMESA.**

* **Decreto 1398/92: reglamenta la Ley N° 24.065/92.**

* **Resolución Ex SEE N° 61/92: Los Procedimientos**

* **Posteriores Resoluciones de la Secretaría de Energía**

El Marco Regulatorio contiene la reglamentación del sector eléctrico, y establece las instituciones del sector y sus roles.

Las instituciones del sector eléctrico son las siguientes:

- * **Secretaría de Energía:** es el órgano del Estado Argentino que define la política energética nacional, que determina las regulaciones eléctricas sujetas a jurisdicción federal, es decir:
 - regula el Mercado Eléctrico Mayorista;
 - regula la actividad de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal;
 - regula las concesiones hidroeléctricas;
 - regula las concesiones de distribución en Capital Federal y 22 Partidos del Gran Buenos Aires;
 - establece las normas ambientales a las que deben adecuarse la infraestructura física, la instalación y operación de los equipos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como las necesarias para la protección de las cuencas hídricas.
- * **Ente Nacional Regulator de la Electricidad (ENRE):** ente autárquico que actúa en el ámbito de la Secretaría de Energía. Tiene plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado y tiene patrimonio propio.

Tiene a su cargo la fiscalización de las actividades del transporte, generación hidroeléctrica y distribución de energía eléctrica concesionadas por el Estado Nacional.

Es dirigido por un Directorio compuesto por cinco miembros (Presidente, Vicepresidente y tres Vocales).

Como parte de sus funciones:

 - dicta normas,
 - previene conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias,
 - otorga el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública a las ampliaciones de Transporte,
 - establece las bases para el cálculo de tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores,
 - autoriza servidumbres,
 - arbitra en diferendos que se susciten entre los actores del Mercado Eléctrico Mayorista, etc.
- * **Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA):** Es el organismo encargado del despacho y de la administración del Mercado. Siendo su responsabilidad:
 - realizar el despacho económico de la oferta de generación;
 - sancionar los precios en el MEM, estacionales para Distribuidores y spot para vendedores y Grandes Usuarios, para la producción de energía eléctrica;
 - administrar las transacciones económicas entre los agentes del MEM por cuenta y orden de éstos.

De la dirección de CAMMESA participan los agentes a través de sus Asociaciones y el Estado Nacional a través de la Secretaría de Energía. A cada Asociación le corresponden dos Directores en CAMMESA.

Para garantizar la transparencia del Mercado, el accionar de CAMMESA se limita a aplicar la regulación vigente, no a definirla, y a establecer una red informática y base de datos para que los agentes dispongan de la información básica que hace al funcionamiento del Mercado. En función de ello CAMMESA:

- Debe administrar el MEM de acuerdo a las normas y procedimientos que regula la Secretaría de Energía.
- Es el responsable de la recopilación e intercambio de la información necesaria para el funcionamiento del sistema eléctrica y el Mercado, y de ponerla en conocimiento de todos los agentes.
- Debe utilizar modelos de programación y despacho que cuenten con la autorización de la Secretaría de Energía, y ponerlos a disposición, junto con su base de datos, de los agentes que lo requieren.

La Secretaría de Energía es la institución que interviene en la decisión de las interconexiones, otorgando el permiso para que un agente o Comercializador del MEM esté habilitado a realizar operaciones de exportación o importación.

Además, se requiere con el fin de llevar a cabo operaciones de importación y exportación, que cada país identifique el o los organismos encargados de su administración y coordinación. En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), dicho organismo es el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

1.2 El Mercado Spot

1.2.1 El Cálculo de la energía

1.2.1.1 Información Básica

Las empresas deben enviar al Organismo Encargado del Despacho (OED) la información necesaria para realizar el despacho de la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente.

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).
- b) Generadores Hidráulicos: nivel previsto en los grandes embalses al finalizar la semana actual, pronósticos de aportes de los ríos para las centrales más importantes y oferta de energía prevista para las restantes, restricciones que afecten su despacho (caudal mínimo y máximo erogable, posibilidades de empuntamiento, etc.). Para las centrales consideradas de capacidad semanal, declaración del valor del agua. Para las centrales de bombeo, declaración del valor de.
- c) 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.

- d) Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustibles en las máquinas. combustible o mezcla de combustibles prevista consumir en sus máquinas turbovapor de ser requeridas a operar como de punta.
- 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) y cualquier restricción en su capacidad de regulación (frecuencia, secundaria y de tensión).
- f) Empresas Transportistas: disponibilidad programada para su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, y restricciones de transmisión.
- g) 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 Reactiva: (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) indisponibilidad prevista del equipamiento involucrado;
- j) Generadores y/o Transportistas: cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.

1.2.1.2 Modelos

OED debe determinar mediante los modelos de optimización aprobados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) 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. El OED debe incorporar a la Base de Datos Semanal los costos variables de producción estacional, sobrecostos estacional de punta, los valores de agua, la disponibilidad ofertada por el parque, restricciones vigentes, y las ofertas de venta de países interconectados como generación adicional al precio solicitado. Con estos datos 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 determina así las posibilidades de cubrir la energía requerida, el sobrecosto respecto a la programación sin exportación, y el precio de nodo previsto. El precio a ser empleado en la operación de venta resulta de las características del respectivo Convenio de Interconexión.

Tomando como dato los paquetes de energía hidráulica en cada embalse para las siguientes dos semanas, el OED debe realizar la optimización de su ubicación a lo largo de las dos semanas, en paquetes diarios divididos en períodos de una o más horas que no superen la correspondiente banda horaria, mediante un modelo de despacho hidrotérmico semanal (MDHS).

El modelo para proyección de demandas (PRODEM) a nivel semanal y diario, debe tener en cuenta: sensibilidad a las condiciones climáticas y las demandas reales registradas en el período anterior.

1.2.1.3 Despacho semanal.

Para las centrales hidroeléctrica con capacidad estacional y mensual, el OED debe determinar:

- a) Mediante los modelos de optimización los valores del agua para los embalses que no hayan hecho la correspondiente declaración;
- b) mediante el modelo de simulación de la operación vigente, los paquetes de energía a ubicar en la semana en cada embalse de acuerdo a los valores del agua establecidos, teniendo como objetivo minimizar el costo total futuro de operación, incluyendo el costo de falla.

El criterio para el uso del agua dentro de la semana se hará con el Modelo de Despacho Hidrotérmico Semanal (MDHS).

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 consumidor, que se consideran las de referencia. Si para algún Distribuidor o Gran Usuario la demanda informada supera la de referencia en más de un 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 establece si existe riesgo de déficit.

El OED debe determinar los requerimientos de potencia para cubrir la demanda de pico de días hábiles, teniendo en cuenta la oferta, haciendo competir las máquinas de punta (turbogas y ciclos combinados con sus costos variables de producción estacional) con las máquinas turbovapor (con sus costos variables de producción estacional más sobrecostos estacional de punta). Como resultado, se obtiene la lista de máquinas turbovapor incluidas en la Programación Semanal exclusivamente por requerimientos de punta para cubrir la banda horaria de pico de días hábiles. Esta lista sólo podrá ser modificada mediante una Reprogramación Semanal. A su vez, se determina las máquinas turbovapor forzadas por el despacho el fin de semana por resultar más económico que pararlas, dada la remuneración que resulta por su arranque y parada.

El despacho se realiza 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 utiliza 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 calculan 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 y composición de la oferta, el OED determinará las restricciones de Transporte y generación forzada vigentes.

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

- El Precio de Mercado (PM);
- las áreas que resultan desvinculadas del Mercado y el correspondiente precio local.

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

- Paquetes de energía por central hidráulica;

- energía no suministrada;
- 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.

1.2.1.4 Despacho Diario y los Precios en el Mercado.

La información a suministrar por parte de las empresas 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.
- b) Generadores Hidráulicos de pasada: pronósticos de generación y/o potencia.
- c) Generadores Hidráulicos en general: restricciones por requerimientos aguas abajo que afectan su despacho.
- d) 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. Se mantendrán los precios (combustibles y fletes) utilizados en la programación semanal y con ellos se realizará el despacho y se definirán los precios de la energía.
- e) Generadores en general: todo cambio a considerar respecto a la PPA informada vigente y a la capacidad de regulación primaria y secundaria y regulación de tensión.
- f) Transportistas: cualquier modificación a las condiciones vigentes en el equipamiento de transmisión, transformación y compensación.
- g) Generadores y/o Transportistas: cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.
- h) Empresas con compromisos en el Control de Tensión y suministro de Reactiva : (Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas) cualquier modificación en su disponibilidad prevista en el equipamiento involucrado;
- i) Países Interconectados: requerimientos de exportación, ofertas de energía y/o potencia y precio.
- j) Autogeneradores y Cogeneradores registrados: previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

La programación diaria es realizada por el OED con un modelo de despacho hidrotérmico del MEM, que optimiza la ubicación horaria de los paquetes de energía hidráulica diarios. La función objetivo es minimizar el costo total, medido como la suma de costos de producción llevados al centro de carga más el costo de la energía no suministrada.

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 es 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.

Las máquinas turbovapor no se sacan de servicio por despacho si la salida despachada resulta con una duración inferior al Tiempo Mínimo Requerido entre Parada y Rearranque (TMIN) informado por el Generador en la Base de Datos del Sistema. De no informarse dicho valor para alguna máquina turbovapor, se consideran 12 horas. Si la duración prevista de la salida (TS) es mayor que el mínimo correspondiente, el OED sólo la mantendrá en servicio de resultar económico una vez computado su remuneración por arranque y parada. Con respecto a la generación hidroeléctrica, se admitirá un apartamiento de hasta el 5% en la energía despachada para una central con respecto al óptimo definido en despacho o redespacho semanal vigente.

Al realizar el predespacho de un día hábil, el OED debe determinar, dentro de la lista de máquinas turbovapor incluidas en la Programación Semanal vigente, las máquinas turbovapor requeridas por el despacho solamente para la banda horaria de pico de dicho día, denominadas turbovapor de punta (TVP). Toda otra máquina turbovapor que resulte en servicio por haberlo determinado en el despacho semanal vigente se considera máquina turbovapor forzada (TVF). Si se requiere entrar en servicio una máquina turbovapor que no está prevista en la programación semanal vigente, el OED debe realizar previamente una Reprogramación Semanal.

El OED calcula el Precio Mínimo de Pico (PMINPI) con el costo de punta (COPI) más caro entre las máquinas turbovapor de punta (TVP) determinadas en el predespacho. Si no existe ninguna máquina turbovapor requerida en esta condición, el Precio Mínimo de Pico (PMINPI) se considera cero.

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.

De resultar en el predespacho de un día hábil una o más máquinas turbovapor despachadas como turbovapor de punta (TVP), durante la banda horaria de pico de dicho día el precio Spot de la energía no podrá ser inferior al Precio Mínimo de Pico (PMINPI).

En base al despacho realizado, el OED determina la previsión de precios de la energía y para cada hora establece:

- a) el Precio de Mercado previsto;
- b) la máquina térmica o central hidráulica que margina;
- c) para días hábiles, las máquinas turbovapor definidas como turbovapor de punta y el correspondiente precio mínimo de pico;
- d) las máquinas turbovapor definidas como turbovapor forzada;
- e) las áreas desvinculadas, indicando las máquinas incluidas dentro de dicha área.

1.2.1.5 Administración y Remuneración de los Servicios Auxiliares

La administración de los Servicios Auxiliares en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) forma parte de las responsabilidades del OED.

a) Reserva Regulante

El despacho de reserva regulante (RR) consiste en asignar la RR disponible al cubrimiento del requerimiento de energía regulante para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia 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 regulante, 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 regulante 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 regulante.

El precio de la RPF queda definido horariamente en el despacho de reserva regulante.

Cada hora, en un área de despacho el precio de la RPF refleja la relación entre la demanda, dada por el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR), y la oferta dada por la reserva regulante disponible para el área, a través de reserva regulante en máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del área y reserva regulante en capacidad libre de Transporte. Cuando surge un Déficit de Regulación Primaria Optima, se incrementa el riesgo de cortes por encima del óptimo económico por falta de reserva regulante para cubrir apartamientos, y se considera que la reserva óptima faltante la aporta la máquina falla.

Para un área de despacho en una hora, de no existir en el despacho de reserva regulante Déficit de Regulación Primaria Optima, 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 regulante.

Sin Déficit de Regulación Primaria Optima, $PRPha = PSPOTha$

Si por el contrario surge Déficit de Regulación Primaria Optima, 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 regulante asignada, y el precio de la primera máquina falla, o sea el costo asignado al primer escalón de falla, ponderado con la reserva regulante faltante y un factor de impacto.

A lo largo del día pueden resultar asignadas distintas centrales a la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

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.

Para cada hora "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%).

$$E_{Sh} = RSEST\% * DEMABMEMh$$

Siendo E_{Sh} la energía regulante requerida para RSF en la hora "h" n una condición de déficit con cortes programados en el Mercado, el OED no debe realizar despacho de RSF.

Para una hora 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.

b) Reserva fría

Si la semana resulta definida sin riesgo de falla, el OED contará con las ofertas de reserva informada para la semana y cada día hábil constituirá reserva fría térmica, 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.

Partiendo de la lista de mérito semanal, el OED conformará la lista de mérito del día eliminando aquellas máquinas que hayan resultado despachadas en el predespacho o estén declaradas como indisponibles. Se despachará el conjunto de máquinas en reserva partiendo de la primera máquina de la lista ordenada diaria y hasta completar el nivel de potencia requeridos. De acuerdo a los excedentes térmicos previstos, podrá resultar una reserva menor que la requerida. Como resultado, se obtendrá para cada hora una previsión de PPAD formada una parte por la potencia despachada y el resto como reserva.

Con la lista diaria de reserva ofertada se obtendrá la previsión de precio en el Mercado de la potencia en reserva para ese día hábil fuera de las horas de valle (\$PRES), dado por el de la máquina más cara aceptada como reserva (precio de corte del concurso de Reserva Fría) o, de no quedar por arrancar ninguna de las máquina ofertadas como reserva, por el precio máximo establecido para el período.

c) Reserva de reactivo

Todos los agentes reconocidos del MEM son responsables por el control de la tensión y el flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM.

Los Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Transportistas deberán informar cualquier modificación a sus condiciones comprometidas de suministro de reactivo.

De violarse algún criterio de operación debido a la falta de cumplimiento por algún actor del MEM de sus obligaciones con respecto al reactivo se limitará, en caso de ser necesario, el transporte afectando primordialmente al involucrado.

d) Arranque en Negro.

El proyecto, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio del equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para la formación de las islas eléctricas y el arranque en negro, deberán ser ejecutados por cada Generador y por cada Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT) en cuyas instalaciones deben ser los mismos montados, con la única solicitud y bajo el control de la OED.

La Secretaría de Energía instruye al OED, para que abone a cada Generador y a cada Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT) los gastos incurridos para cumplir lo indicado en el párrafo anterior y los costos reconocidos a cada Generador por la realización de la operación y mantenimiento de las instalaciones de arranque en negro. La operación y mantenimiento de los equipamientos instalados para la formación de islas eléctricas estarán a cargo del Generador o del Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT) en cuyas instalaciones estén montados.

El OED es el responsable de asignar los costos incurridos para cumplir con lo indicado los costos reconocidos a cada Generador por la realización de la operación y mantenimiento de las instalaciones de arranque en negro, al Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

1.3 Transacción Comerciales y Legales

1.3.1 Contratos

En el Mercado a Término se pactan distintos tipos de contratos de acuerdo al compromiso requerido:

- a) **Contratos de Abastecimiento de Energía:** Se compromete el abastecimiento de una demanda de energía, con una forma prefijada a lo largo del período definida como una curva de demanda horaria. El vendedor puede 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 un Generador como reserva para ser convocada por el contratante. El compromiso se establece sólo al nivel de la potencia y deberá ser cubierto por el propio Generador contratado como reserva. 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 con que resulte despachado 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. 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 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.

Para que un contrato sea reconocido como contrato del Mercado a Término del MEM debe reunir determinadas características que permitan su administración. Estas condiciones están dadas por:

- La duración del contrato;
- la fijación de un precio por energía y potencia definido en el Centro de Carga del MEM salvo para contratos de importación y exportación en que se debe definir en el nodo frontera;
- la restricción a la máxima energía contratable ya sea como generación o como demanda;
- en el caso de contratos de abastecimiento, la posibilidad de convertir el compromiso acordado en una curva de carga horaria, tal como se indicó en el punto 4.4.2., para realizar el seguimiento y determinar su comercialización en el Mercado Spot;

- para los contratos de importación y exportación, cumplir con los requisitos indicados en el Anexo 30 de Los Procedimientos.

El procedimiento de facturación de los Contratos establece que antes del quinto día de cada mes, el OED envía a los Generadores con contratos la información requerida para realizar su facturación:

- a) a) la energía generada dentro de cada contrato de reserva fría y la potencia disponible a lo largo del mes de las máquinas contratadas como reserva;
- b) b) 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.

Para cada Generador térmico "k" con contratos de Abastecimiento, su déficit en cada hora "h" en que se le hayan aplicado restricciones se calcula como:

$$DEFGENhk = j PCONThkj - PPROIAhk - PCOMPRAhk$$

dónde:

- PPROIAhk = potencia entregada a sus contratos por el Generador, con máquinas propias más las máquinas con contratadas como reserva fría y que fueron convocados.
- PTGCONThk = demanda total horaria comprometida por sus contratos de abastecimiento.
- PCOMPRAhk = potencia comprada al MEM.

Este déficit se reparte entre todos sus contratos del modo que lo haya solicitado el Generador en la operación real o, de no haber hecho ninguna indicación, en forma proporcional a la potencia de cada contrato dentro de su potencia total contratada.

El Generador es 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.

La energía y potencia comercializada en el mercado spot por apartamientos se facturará de acuerdo a la metodología indicada en el Capítulo 5 de Los Procedimientos.

1.3.2 Transacciones de oportunidad

Los Generadores reciben 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 de la central. Deben pagar o cobrar además, según corresponda, los otros servicios que se prestan en el Sistema (regulación de frecuencia, control de tensión y aporte de reactivo).

Cada hora "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).

$$PENhn = PMh \times FNhn$$

- 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.

$$PEN_{hn} = PL_{ha} \times FN_{hn}$$

Cada hora la energía vendida por una máquina al MEM se remunera al precio de la energía en el nodo salvo las excepciones especificadas en Los Procedimientos.

El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva rotante con que opera el MEM.

OED calcula para cada hora 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.

La potencia generada se remunera al Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD) transferido al nodo a través del Factor de Adaptación (FA) los días hábiles fuera del período de valle. En cada máquina que resulte generando en una hora, incluyendo las máquinas forzadas, se remunera la potencia entregada al Mercado Spot, calculada como la potencia neta operada menos la potencia contratada.

En cada máquina térmica que no resulta despachada a pesar de estar prevista en servicio en el predespacho, se remunera la potencia puesta a disposición siempre que la máquina esté disponible todo el día y arranque al ser requerida.

En los días hábiles fuera del período de valle, se remunera la reserva fría acordada, o sea las máquinas de punta aceptadas en el concurso de reserva fría más las agregadas en los redespachos, al precio resultante del concurso de reserva fría (\$PRES), o sea el precio (MW/PPAD) de la máquina más cara en la lista de mérito entre las aceptadas como reserva fría diaria en el predespacho más las que se hayan agregado en los redespachos, trasladado al nodo a través del factor de adaptación. Las máquinas en reserva fría cobran por su potencia neta ofertada en el concurso de reserva fría.

La potencia neta se calcula descontando los 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.

En caso de que en la operación real una máquina en reserva fría al ser convocada no responda (no entre en servicio y alcance su potencia dentro de los tiempos ofertados) perderá la remuneración correspondiente a ese día. El OED podrá solicitar la entrada de otra máquina de la lista de mérito del día y como consecuencia aumentar el precio de la reserva para ese día. En caso de que ésta no pueda entrar en servicio, no será penalizada si no estaba comprometida como reserva fría para ese día. En ningún caso el OED podrá bajar el precio de la reserva por debajo del valor definido en el predespacho.

1.3.3 Servicios Auxiliares o Complementarios.

a) Regulación de frecuencia.

En la operación en tiempo real, la reserva regulante tomará los apartamientos de la oferta y la demanda respecto de los valores previstos.

Las transacciones de reserva regulante corresponden al compromiso asumido en el despacho de participar en la Regulación Primaria de Frecuencia (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 regulante vigente, tanto en lo que hace a los porcentajes asignados como el precio.

Las transacciones por RPF tienen por objeto que quede reflejado en los ingresos de los Generadores la participación de cada uno en la RPF, reduciendo su remuneración por energía en la medida en que aporte por debajo del porcentaje de reserva regulante que tiene como compromiso (RPF_{OPT}%) en cada una de sus máquinas, e incrementándola si aporta por encima.

b) Reserva de reactivo.

Los Generadores que por cualquier motivo no ponen a disposición la potencia reactiva solicitada por el OED de acuerdo a lo establecido en los compromisos de suministro, que están dentro de las posibilidades de la máquina según su Curva de Capacidad P/Q declarada, deben abonar una penalización. Si dicho incumplimiento fue informado en la programación estacional (limitación prolongada) la penalización se paga como un cargo fijo mensual. Si el incumplimiento fue informado en la programación semanal o diaria (limitación transitoria) se aplica una penalización por hora. De haberse reemplazado con suministro adicional de reactivo de otra empresa, a la misma le será abonado el cargo o penalización correspondiente.

c) Arranque en negro.

El OED es el responsable de pagar a los Generadores y a los Prestadores de la Función Técnica de Transporte (PFTT) por la prestación al MEM del servicio de Arranque en Negro. También, el OED le cobra a los usuarios del sistema, los costos incurridos para permitir la prestación del servicio Arranque en Negro. Estos costos son aplicados a través del Cargo por Servicios Asociados a la Potencia.

1.3.4 Garantías requeridas y procedimientos de desconexión o deshabilitación del usuario.

La Transportista debe notificar al ENRE y al OED si alguna Instalación del usuario, otra Transportista interconectada, o las instalaciones del titular extranjero en el nodo frontera produjere un efecto adverso en su Sistema de Transporte o sobre un usuario, debiendo determinar la naturaleza del apartamiento e indicar las medidas correctivas.

De ser caracterizada tal irregularidad por el ENRE como un incumplimiento de las condiciones de interconexión, la Transportista tiene que intimar al usuario, a llevar a cabo las medidas correctivas pertinentes teniendo un plazo de 20 días.

Si el usuario, una Transportista interconectada, o el titular extranjero del nodo frontera no efectúa las medidas correctivas, dentro de los 20 días, el ENRE tiene que autorizar a la Transportista a desconectar sus instalaciones.

Por otra parte, es obligación del usuario notificar a la Transportista, con 12 meses de anticipación, su voluntad de desafectar y desconectar sus instalaciones.

1.3.5 Los métodos de solución de disputas.

En la operación real, los integrantes del MEM deberán acatar las órdenes del OED. La falta de cumplimiento injustificado dará lugar a multas cuyo monto definirá el S.E.E. en base al perjuicio que ocasione al Sistema.

Junto con la información de la operación, el OED debe enviar a las empresas su cuestionamiento por incumplimiento de la programación u órdenes del OED. La empresa tiene 24:00 hs 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 decidirá como última instancia sin apelación.

1.4 El Transporte Nacional

1.4.1 Sistema remuneratorio

La actividad de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión entre las distintas regiones eléctricas del MEM es un servicio público dado en concesión a la empresa TRANSENER S.A. (en adelante el Transportista). Este servicio público, caracterizado por ser un monopolio natural ha sido regulado mediante un Régimen Tarifario definido en su contrato de concesión y en Los Procedimientos.

Ese Régimen Tarifario se puede ver desde los ingresos que percibe el Transportista o por los que pagos de los usuarios del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

Desde el punto de vista de los ingresos del Transportista, este tiene determinado un Régimen Tarifario establecido para dicha concesión que es consistente con la regulación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) donde se le ha establecido las remuneraciones indicadas en el Anexo 16 de los Procedimientos, y que está compuesto por tres conceptos:

➤ Remuneración por Conexión:

Son los ingresos que percibe el Transportista por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el equipamiento de conexión y transformación dedicado a vincular con el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión existente, a sus usuarios.

➤ Remuneración por Capacidad de Transporte:

Son los ingresos que percibe por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el equipamiento de transporte dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

➤ Remuneración por Energía Eléctrica Transportada:

Son los ingresos que percibe el Transportista por:

La diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega, cuando los precios entre ambos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas del transporte.

El valor de los sobrecostos producidos a los consumidores vinculados a los nodos receptores, por las indisponibilidades de larga y corta duración del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión existente, calculados con las tasas de indisponibilidad anuales y precios de Energía No Suministrada, que a este único efecto se establecen en:

- Fallas de larga duración.
- Fallas de corta duración.
- El precio marginal de la energía en áreas deficitarias, debido a la Energía No Suministrada.

La remuneración por Energía Eléctrica Transportada se fija para cada Período Tarifario (5 años) y es la que surge del promedio de los ingresos anuales pronosticados por este concepto para dicho período. Los cálculos de tales pronósticos son realizados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y elevados con opinión de la empresa Transportista a la aprobación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

A partir del segundo Período Tarifario, la remuneración de la empresa Transportista, por los conceptos de Conexión y de Capacidad de Transporte, será reducida anualmente por un coeficiente de estímulo a la eficiencia, que fijará el ENRE y que no podrá ser superior al 1% anual ni acumular en el resto del Período de Gestión más del 5%. Los montos a percibir mensualmente por empresa Transportista son liquidados por CAMMESA.

1.4.2 Regimen Tarifario

El Régimen Tarifario que abonan los Usuarios del Servicio Público de Transporte en Alta Tensión tiene los siguientes cargos:

- Cargo por Conexión que abonan los usuarios: por el servicio de vincular las instalaciones del Usuario al Sistema de Transporte por intermedio del equipamiento de conexión y transformación dedicado a tales efectos.
- Cargo Complementario que abonan los usuarios.

Las sanciones que correspondan ser aplicadas a la empresa Transportista son acreditadas a los usuarios del sistema de transporte dentro de sus Cargos por Transporte.

Las penalidades por equipamiento de conexión se acreditan al Cargo por Conexión.

- Las penalidades por Capacidad de Transporte se acreditan al Cargo Complementario. En cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe calcular, en base a los importes establecidos en el Contrato de Concesión de la empresa Transportista para la Remuneración por Conexión, el Cargo por Hora de Conexión (CHCONEX) que corresponde a cada tipo de equipamiento para el período. La Remuneración por Conexión para la empresa será el total abonado por los Cargos de Conexión.

El Cargo Complementario Horario para cada Línea es:

$$CCHTLi: \text{máx} [(RAEETM + RTCT - SCAP - RVT) / RTCT * RHCTi , 0]$$

Dónde:

CCHTLi: es el Cargo Complementario horario para una línea “i”,

RAEETM: es la remuneración mensual por Energía Eléctrica Transportada,

RTCT: es la remuneración mensual por Capacidad de Transporte,

SCAP: es el estado de la Cuenta de Apartamientos,

RVT: es la recaudación por ingresos variables,

RHCTi: es la Remuneración por Capacidad de Transporte de la Transportista.

Cada mes el OED determina el cargo complementario que corresponde a cada línea multiplicando el cargo horario definido en la Programación (CCHTL) por las horas de disponibilidad del mes y descontando las penalidades por capacidad puesta a disposición que correspondan (PENCAP). Para cada Usuario "j" de la línea "i", el OED debe calcular su correspondiente Cargo Complementario Mensual (CCM) como el factor de participación definido en la Programación Estacional multiplicado por el cargo complementario de la línea para el mes.

$$CCM_{ij} = CCHTL_{ij} * (HRSPER - HINDISPI) - PENCAP * \%PART_{ij}$$

dónde:

HRSPER: número de horas del mes.

HINDISPI : horas de indisponibilidad de la línea "i" registradas en el mes.

Cada usuario "j" paga mensualmente $CCM_j = \sum_i CCM_{ij}$

El cargo Complementario mensual para la cuenta de apartamentos del prestador "p" resulta igual a $CCM_p = \sum_j \sum_i CCM_{ij}$

1.4.3 Cuenta de Apartamientos del Transporte

La recaudación proveniente de los Usuarios del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión en concepto de Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada, Cargo por Conexión y Cargo Complementario es ingresada a la Cuenta de Apartamientos del Transporte específica del Transportista. A su vez, los egresos por remuneraciones al Transportista son debitados de esta Cuenta, siempre que la misma tenga fondos disponibles.

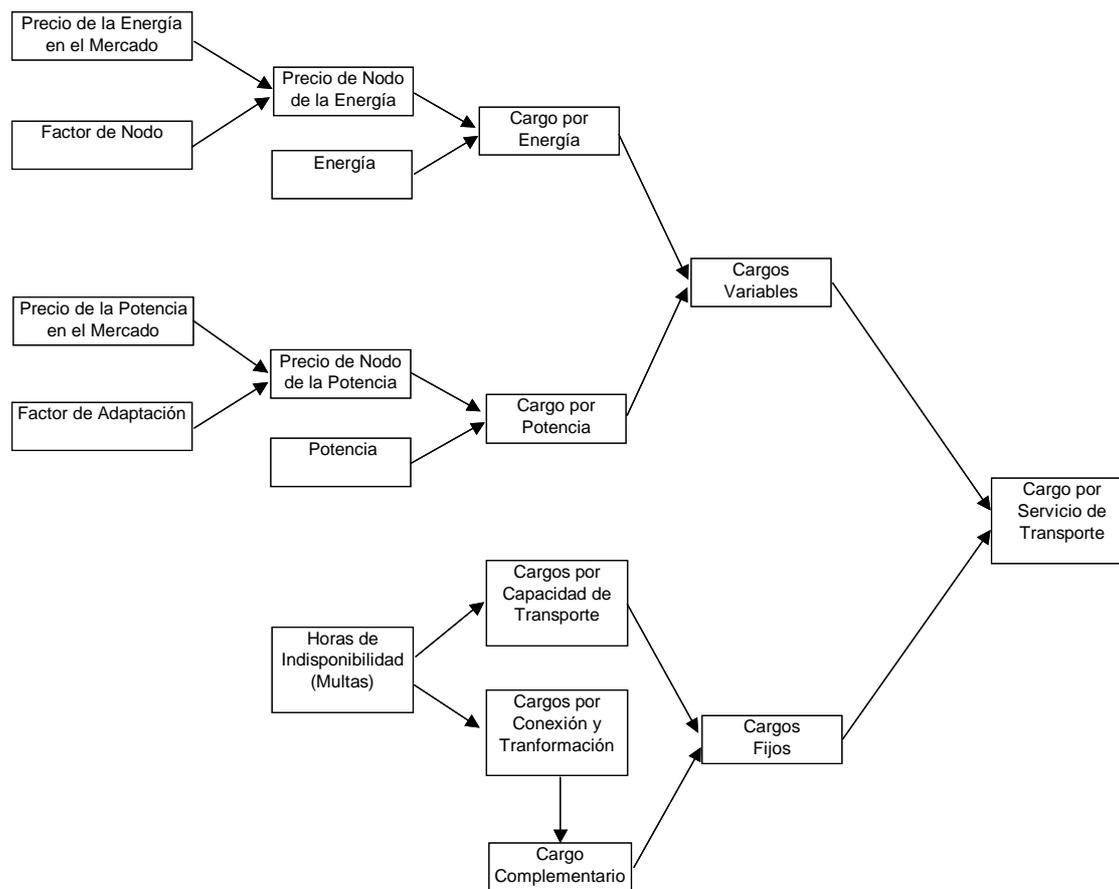
Los ingresos y egresos correspondientes a un Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM) son acreditados y debitados de una subcuenta dedicada dentro de la Cuenta de Apartamientos (Subcuenta de la Cuenta de Apartamientos).

Las sanciones a Transportistas por equipamiento indisponible y por reducción de capacidad se acreditan a los Usuarios de dicho equipamiento como descuentos a sus cargos por conexión y cargos complementarios. Esta acreditación será el único resarcimiento que tendrán por las fallas. Las sanciones aplicables a la Transportista por supervisión de la operación de Transportistas Independientes se acreditan a la Cuenta de Apartamientos del Transporte.

Si el ingreso mensual facturado a los usuarios resulta inferior al egreso por el cual es acreedora a la Transportista y la Cuenta de Apartamientos no tuviera recursos suficientes, hasta tanto disponga de ellos quedará un crédito a favor de la Transportista. Dichos créditos devengarán un interés mensual, de acuerdo lo determinado en el Contrato de Concesión de la Transportista. La Transportista trasladará los créditos a los Transportistas Independientes, si ellos pertenecen a la Cuenta o Subcuenta con déficit. Los créditos del transportista serán afectados por el factor de proporcionalidad asociado a las cobranzas de los deudores del MEM. Si el ingreso mensual facturado es superior al egreso por el cual es acreedora la Transportista, el saldo en exceso quedará en la Cuenta de Apartamientos.

En caso de acumular déficit en alguna cuenta, al realizar la Programación Estacional el OED debe incorporar dicho saldo al cálculo de los cargos complementarios a cobrar a los usuarios para saldar las deudas con la Transportista.

– Remuneración al Transporte



1.4.4 La Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) “FIRME” en el (MEM).

Las tarifas remunerativas de la FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) que en adelante se denominarán "Tarifas de Peaje por Transporte Firme", son los valores máximos aplicables, a falta de acuerdo entre partes por valores menores, en los casos en que un agente del MEM, al que se identifica como Usuario de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (UFTT), que no está conectado directamente al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) requiera en forma firme el uso de instalaciones superiores o inferiores de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes no Transportistas del MEM, o interconectadas con éstas. Cada agente no Transportista responsable de la prestación antecedida se identificará como PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT).

Se define como "Transporte Firme" al servicio de transporte prestado por un PAFTT a un UFTT en condiciones donde:

- la prioridad en el uso de las instalaciones del PAFTT es igual a la que rigen para el abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme.
- existe obligación por parte del PAFTT de expansión de la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al UFTT, con idéntico carácter a la expansión debida a la atención de sus propios usuarios.

Si el PAFTT fuera un agente no Distribuidor, las características del servicio detalladas más arriba serán reemplazadas por las características técnicas de las prestaciones equivalentes efectuadas por el Distribuidor que sirve la región donde se encuentran las instalaciones del UFTT para con sus propios usuarios finales.

La PAFTT es de aplicación a los agentes cuyos suministros se efectúen en media o en alta tensión, definida como:

MEDIA TENSIÓN: $1\text{kV} < V < 66\text{kV}$

ALTA TENSIÓN: $66\text{kV} < V < 132\text{kV}$

La tarifa de Peaje por "Transporte Firme" incluye los costos de expansión de las redes dispuestas para ello, necesarias para mantener la calidad de servicio.

La tarifa incluye además los cargos fijos que al UFTT le corresponde abonar por el uso de otros sistemas de transporte de energía eléctrica, tales como los sistemas de transporte por distribución troncal y transporte en alta tensión. El UFTT deberá abonar el peaje al PAFTT al cual se halle vinculado, siendo éste último el que asume la responsabilidad de abonar los cargos correspondientes al resto de los prestadores de servicios de transporte.

La tarifa de peaje se compone de:

- un cargo mensual por uso de la capacidad de transporte;
- un cargo por energía transportada;
- un cargo adicional por el uso de sistemas de transporte de otros agentes.

Los cargos variables del transporte que el UFTT que debe abonar a los PRESTADORES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PFTT) que son Transportistas del MEM por el uso del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y/o los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal no están incluidos en la tarifa de Peaje. Tales cargos serán cobrados al UFTT directamente por el OED por cuenta y orden de los Transportistas y serán calculados utilizando el nodo del MEM correspondiente al del PAFTT al cual se halle vinculado el UFTT.

El Régimen de calidad especial para el Peaje Firme está basado en reducciones de tarifa por incumplimiento.

1.4.5 La Prestación de la Función Técnica de Transporte “No Firme” en el (MEM)

Las tarifas remunerativas de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (FTT) no firme que se establecen, son los valores máximos aplicables, a falta de acuerdo entre partes, en los casos en que un agente del MEM, identificado como Usuario de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (UFTT), que no está conectado directamente al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) requiera, para su vinculación física, el uso de instalaciones superiores o inferiores de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes no Transportistas del MEM o interconectadas con tales instalaciones.

Cada agente no Transportista responsable de la prestación antedicha es identificado como PRESTADOR ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (PAFTT).

Se define como "transporte no firme" al servicio de transporte prestado por un PAFTT a un UFTT en condiciones donde:

- a) La prioridad en el uso de las instalaciones del PAFTT corresponde al abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme, destinando al servicio al UFTT la capacidad de transporte remanente;
- b) no existe obligación por parte del PAFTT de expansión de la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al UFTT.

Respecto a los UFTT Distribuidores, el PAFTT podrá establecer, al momento del establecimiento de la FTT, la magnitud de la demanda del usuario cuyo abastecimiento será considerado firme mínimo, valor que podrá ser igual a cero. Para los UFTT Generadores, en todos los casos, el valor de transporte firme mínimo será igual a cero.

Estacionalmente, el Organismo Encargado del Despacho deberá fijar la prestación de transporte firme que puede disponer el UFTT, evaluando la capacidad remanente de las instalaciones a partir de la máxima demanda de transporte firme propia del PAFTT y de terceros para ese período. Este valor no será inferior para los UFTT Distribuidores a la demanda cuyo abastecimiento firme se estableció como mínimo.

La demanda del UFTT cuyo abastecimiento se estableció como firme mínimo o estacional tendrá la misma prioridad de suministro que la demanda propia o prestada a terceros en carácter de firme por el PAFTT.

La remuneración que perciben los PAFTT por prestar la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (FTT) no firme, está integrada por los siguientes conceptos:

- a) Conexión: es la remuneración que percibe por operar y mantener, todo el equipamiento de conexión y transformación dedicado a vincular con la red a los agentes del MEM ubicados en sus instalaciones de transporte propiamente dichas. La remuneración es variable en función del nivel de calidad resultante del servicio prestado.
- b) Capacidad de Transporte: es la remuneración que percibe por operar y mantener, el equipamiento dedicado a la FTT. La remuneración es variable en función del nivel de calidad resultante del servicio prestado.
- c) Energía Eléctrica Transportada: esta remuneración se calcula con la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo de entrega.

1.4.6 Derechos y obligaciones de los agentes.

Son derechos del Transportista:

Limitar su responsabilidad por fallas en su sistema de transporte a lo indicado en su Contrato de Concesión.

Son obligaciones del Transportista:

Prestar el servicio público del transporte,

Permitir el libre acceso a sus instalaciones y a la capacidad de transporte,

Respetar las instrucciones de CAMMESA,

Suministrar en tiempo y forma la información requerida por CAMMESA y el ENRE,

Determinar las instalaciones de los usuarios que no cumplen los requisitos técnicos.

Son obligaciones de los Usuarios:

Cumplir con los requisitos técnicos necesarios para su conexión al sistema de transporte.

Disponer de equipos de control y protección necesarios para aislar efectos sobre instalaciones propias por fallas en otras instalaciones.

Notificarse de las normas de seguridad que se aplicarán en las interconexiones.

Acordar previamente con las partes, cualquier trabajo a realizar sobre la conexión.

Notificar a la Transportista, con doce (12) meses de anticipación, su decisión de desconexión.

Solicitar ampliaciones del sistema de transporte en su área, necesarias para mejorar su vinculación con el MEM.

Cumplir con la desconexión automática de carga por subfrecuencia, requerida por el sistema eléctrico.

1.4.7 Sistema de ampliaciones.

La regulación del MEM asigna a los agentes del MEM la iniciativa para realizar ampliaciones de transporte cuando lo consideren necesario.

Los costos de inversión asociados a una ampliación están a cargo de los beneficiarios de la misma siendo estos los que definen la conveniencia y necesidad de la expansión de la red. El Concesionario del Transporte tiene el derecho, pero no la obligación, de ejecutar las ampliaciones que se requieran. Alternativamente podrán construir ampliaciones otras empresa de transporte creadas para ese fin específico denominadas Transportistas Independientes.

Todo requerimiento de expansión del sistema de transporte requiere una presentación por parte de los usuarios involucrados en el pedido, denominados **iniciadores**, indicando la obra a realizar. El trámite correspondiente es el siguiente.

- Publicidad de la iniciativa;
- Realización de audiencias públicas organizadas por el Ente Regulador (ENRE);
- Emisión por parte del ENRE del correspondiente **Certificado de Conveniencia y Utilidad Públicas**.

Una ampliación aprobada puede ser llevada a cabo de distintas maneras, de acuerdo al tipo de expansión requerida y las necesidades de los usuarios involucrados.

- a) **Por acuerdo entre partes:** En esta alternativa, el pago por la ampliación es realizado exclusivamente por los que solicitan la obra. Cuando uno o más usuarios detectan la necesidad de una ampliación y la solicita, luego de ser aprobada, la pueden realizar mediante una contratación directa con el Concesionario de Transporte o a través de un Transportista Independiente, haciéndose cargo dichos usuarios enteramente del canon correspondiente. Los restantes usuarios de la ampliación (identificados mediante aplicación del método de áreas de influencia) abonan cargos por uso de la misma como si se tratase de una línea perteneciente a la red existente (cargos variables , a través de factores de nodo y de adaptación, cargo de conexión y cargo complementario).

- b) **Por concurso público:** En esta alternativa todos los “beneficiarios” de la obra pagan por la ampliación, aún cuando no hayan participado de la iniciativa original. Uno o más beneficiarios de una expansión de la red que representen por lo menos en un 30% de los beneficios de dicha ampliación, pueden solicitar al ENRE la aprobación de una obra por concurso, incluyendo en la presentación un “CANON TECHO” a pagar por la obra o el CANON ofertado por una particular empresa de transporte interesada en la ampliación. Luego de la audiencia pública, de no existir oposición significativa¹, el ENRE conduce un concurso público en que podrán participar Concesionarios y Transportistas Independientes ofertando el CANON a cobrar durante un período definido de amortización por realizar la obra. El ganador obtiene un contrato para la construcción, operación y mantenimiento de la ampliación durante el período de amortización definido, y le corresponde cobrar como remuneración el canon ofertado, el cual no puede ser superior al “canon techo” eventualmente establecido. Todos los beneficiarios, identificados aplicando el método de las áreas de influencia, participan del pago del CANON que recibe el inversor a través del pago del correspondiente cargo complementario. El monto a abonar a la empresa de transporte se forma la suma del cargo complementario más los cargos variables que se recaudan a través de la aplicación de los factores de nodo y de adaptación. Finalizado el período de amortización, los cargos que deben abonar los usuarios por uso de estas instalaciones y los ingresos del transportista independiente son similares a los correspondientes a los de la red existente, descontado el pago del cargo de supervisión a los ingresos de este último
- c) **Ampliaciones a riesgo:** Para estas ampliaciones, la solicitud ante el ENRE puede ser presentada por un interesado o por un grupo de interesados que se denominan Iniciadores que pueden ser o no Agentes del Mercado. Estos asumen el compromiso de solventar durante la vigencia del período de amortización de la ampliación un porcentaje mínimo no inferior al 30% del Canon a pagar al Transportista o Transportista Independiente que construirá la Ampliación a Riesgo.

Los Iniciadores son los que encaminan el proceso de selección de los inversionistas que integrarán el grupo de “Comitentes del Contrato COM”, grupo que contrata la construcción del transporte a riesgo al Transportista o Transportista Independiente, mediante la convocatoria a un concurso público.

Los “Comitentes del Contrato COM” perciben, durante el mismo período de amortización, un peaje por el uso de las instalaciones hechos por terceros, determinado en forma proporcional al pago que asumen del Canon resultante del Concurso Público de Construcción, Operación y Mantenimiento (Concurso COM). Además, el conjunto de “Comitentes del Contrato COM” goza del derecho a percibir las sumas recaudadas por derechos de congestión en la ampliación, conforme la proporción de su participación en el pago del Canon, por el cual le corresponde igual derecho a la cuenta Saldos de Excedentes del Transporte del corredor correspondiente (SALEX), en razón de su aporte.

Ante la posible existencia de interesados que sean afectados por una nueva obra y tengan por su parte derechos de voto sobre ésta (derechos de congestión), requieren contar con el 60% de los beneficios para poder proceder al rechazo de una ampliación a riesgo.

- d) **Ampliaciones para la mejora de la calidad y la seguridad:** las Ampliaciones para la Mejora de la Seguridad son aquellas ampliaciones que permiten reducir el riesgo o los efectos de colapso total o parcial del SADI, originado en fallas severas atípicas de baja

¹ Se considera que la oposición no es significativa cuando la misma no reúne a agentes que en conjunto tengan más del 30% de participación en los beneficios que aporta la ampliación.

probabilidad de ocurrencia. Se incluyen en esta categoría exclusivamente las ampliaciones comprendidas por: instalaciones de Arranque en Negro en Generación existente y sistemas de formación de islas. Los costos de inversión y de operación y mantenimiento de toda obra involucrada en esta categoría se incluyen en los cargos estacionales correspondientes a los servicios asociados a la potencia del área involucrada.

Las Ampliaciones relativas a la mejora adicional de la calidad pueden ser autorizadas sólo por el ENRE en el caso de que se puede demostrar que: a) su conveniencia económica y b) su instalación en áreas de influencia asignadas a la generación. Los costos de ejecución de estas Ampliaciones y de su operación y mantenimiento serán a cargo de sus beneficiarios por uso. Son considerados beneficiarios todos los usuarios del sistema de transporte que ven reducidos los cortes de sus demandas como consecuencia de esta ampliación.

- e) **Interconexión Internacional:** Una ampliación del transporte encaminada a disponer de Transporte para Contratos Firmes para interconexiones internacionales se denomina Ampliación Firme por Peaje. En esta modalidad de ampliación, los Agentes y Comercializadores con contrato tienen derecho a solicitar y toman la obligación del pago del canon al Transportista Independiente en función de la capacidad asignada, la usen o no. Pudiéndose realizar contratos de Potencia Firme hasta esa capacidad. El Transportista Independiente puede realizar una ampliación a su riesgo hasta un 50% por encima de la capacidad solicitada. La capacidad remanente es de acceso libre.

1.4.8 Procedimientos de acceso a la capacidad instalada

Todo Usuario del Sistema de Transporte que requiera el acceso a la capacidad de transporte existente debe presentar una solicitud ante empresa Transportista. Cuando el Usuario no fuere agente del MEM, este debe solicitar previamente a la Secretaría de Energía su reconocimiento como tal.

En caso de que el acceso solicitado involucre a una instalación de Transporte de Interconexión Internacional, el Usuario o futuro Usuario debe haber iniciado su solicitud para el otorgamiento de una concesión de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional y Ampliación.

Ante cada solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente, LA Transportista debe enviar el informe al OED, dentro de los 5 días de recibida la solicitud. El OED, con participación de la Transportista, debe evaluar la factibilidad técnica de conectar al nuevo Usuario a la capacidad existente remanente y las eventuales modificaciones en la composición de la oferta de energía eléctrica resultante de tal conexión. Ambas evaluaciones son notificadas al ENRE en un plazo máximo de 30 días, contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud.

En caso de un acceso que involucre una INSTALACION DE TRANSPORTE DE INTERCONEXION INTERNACIONAL y en lo referente a este Transporte de Interconexión Internacional exclusivamente, la evaluación antes indicada, tanto para el tratamiento de consumos u ofertas, se limita a la factibilidad técnica.

En caso que se trate de la gestión de ingreso al SADI de nueva generación, se debe verificar, con independencia de la habilitación para su ingreso al MEM, que ésta no introduce restricciones al despacho de generación o al suministro que incrementen los costos operativos del sistema incluyendo en ello la valoración de la energía no suministrada.

La nueva generación ingresa informada que su despacho se efectúa asegurando el nivel de

calidad requerido en la reglamentación en forma compatible con los criterios de minimización de costos que rigen en el MEM y que queda sujeta a aquellas situaciones que pueda presentar el SADI que se encuentren asociadas a la competencia de su producción en el MEM y/o a la utilización del Sistema de Transporte que lo vincula al consumo.

Cuando se trata del ingreso de nuevas demandas, al mero efecto de establecer la fecha a partir de la cual se concede la habilitación, se toma en consideración su impacto y su evolución previsible sobre el servicio de transporte prestado a las demandas preexistentes.

Cuando el ENRE considera que existe capacidad de transporte remanente en el Sistema de Transporte para satisfacer la Solicitud, debe:

- a) dar a publicidad la Solicitud;
- b) disponer la celebración de una Audiencia Pública .

Si como resultado de lo actuado el ENRE resuelve autorizar la utilización de capacidad de transporte existente, debe informarlo a quien resulte autorizado, estableciendo, en tal oportunidad, la fecha a partir de la cual comienza a participar de la remuneración del transporte.

1.4.9 Penalidades y premios asociados a la confiabilidad y calidad

El incumplimiento de las obligaciones dispuestas a Concesionaria del Servicio Público de Transporte por la Ley N° 24.065, de Los Procedimientos, del Contrato de Concesión o de las normas que dicte la Secretaría de Energía, está sujeto a sanciones.

Es responsabilidad de la Concesionaria prestar el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión con un nivel de calidad satisfactorio.

La calidad del Servicio Público de Transporte prestado por la Concesionaria se mide en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada.

El valor de las sanciones a aplicar por Indisponibilidad Forzada es proporcional a los montos que se abonen en concepto de Conexión y de Capacidad de Transporte del equipo en consideración y se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- a) La duración de la indisponibilidad en minutos.
- b) El número de salidas de servicio forzadas.
- c) Los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico.

El valor de las sanciones para líneas en condición de Indisponibilidad Forzada no es inferior al que corresponde a una longitud de línea de CIEN (100) Km.

La indisponibilidad de líneas es sancionada con las siguientes penalizaciones acumulativas según las siguientes pautas:

- a) cada salida de servicio no programada o no autorizada por CAMMESA, se sanciona con un monto igual a UNA (1) hora de indisponibilidad, computada al valor horario correspondiente a las primeras CINCO (5) horas.
- b) las primeras CINCO (5) horas de indisponibilidad; este ítem no se aplica si la indisponibilidad es menor de DIEZ (10) minutos.
- c) las siguientes horas de indisponibilidad.

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en los casos de

Indisponibilidad Forzada de Líneas, expresados en número de veces la remuneración horaria por cada 100 Km en concepto de Capacidad de Transporte, serán los siguientes:

a) para las primeras CINCO (5) horas:

CATEGORÍA A	200 veces
CATEGORÍA B	60 veces
CATEGORÍA C	20 veces

b) a partir de la sexta hora:

CATEGORÍA	A20 veces
CATEGORÍA	B6 veces
CATEGORÍA	C2 veces

Los coeficientes para el cálculo del valor horario de las sanciones aplicables en casos de Indisponibilidad de Equipamientos de Conexión y Transformación, expresados en número de veces la remuneración horaria en concepto de Conexión, son los siguientes:

Transformador de rebaje dedicado 200 veces

Conexión de 500 KV	200 veces
Conexión de 220 KV	100 veces
Conexión de 132 KV	40 veces

1.5 La Importación – Exportación

La Resolución SE N° 21/97 habilita la actividad de importación y exportación de energía eléctrica en el marco regulatorio actual.

Regula la figura del Participante como Agente del MEM, cuya función principal dentro del mercado es la de comercializar energía en bloques proveniente de las interconexiones internacionales y de emprendimientos Binacionales.

Para las importaciones y exportaciones existen dos tipos de operaciones que se corresponden a los ámbitos que se puede comprar y vender en el MEM.

✓ Firmes por contratos en el Mercado a Término del MEM.

✓ De oportunidad en el Mercado Spot del MEM.

Los agentes y Comercializadores del MEM son los que realizan las ofertas y las operaciones comerciales de importación y exportación. Quienes como un negocio competitivo de riesgo, pueden decidir participar o no dentro de la normativa.

A los efectos de salvaguardar la cobrabilidad del MEM introduciendo empresas extranjeras sobre las que se presentarían dificultades y demoras para poder actuar en caso de incumplimientos de pago, se establece que en toda operación de importación o exportación participa un agente o Comercializador del MEM, que es el responsable por el pago de todos los cargos que surjan de dicha operación, que será facturada por el OED.

La participación del Comercializador en el MEM resulta de la intermediación en la actividad comercial de la venta y compra de energía eléctrica de Agentes del MEM. Las partes acuerdan sus condiciones mediante un acuerdo de comercialización.

1.5.1 Tratados de exportación – importación en el Mercado Spot.

Las operaciones de importación y exportación Spot requieren para su implementación la coordinación de la operatoria entre el OED y los Organismos Coordinadores 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 la Resolución N° 21/97, resultando de ello implícita la autorización por parte de la Secretaría de Energía de la operación de importación o exportación involucrada.

Los intercambios de oportunidad están caracterizados por:

- El intercambio de excedentes de energía de oportunidad, con un precio en la frontera, interrumpible por el OED.
- La potencia como capacidad firme no interviene en el intercambio,
- Utiliza capacidad remanente en los nodos frontera y en los vínculos de la red de transporte del MEM,
- Se remunera sólo energía.

Las operaciones de importación y exportación Spot corresponden a intercambios horarios de excedentes de energía:

- para generación hidráulica: energía de vertimiento.
- 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 - 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 - exportación si se cumplen las normas establecidas y existe capacidad remanente de Transporte como:

- Capacidad libre en el Transporte de Interconexión Internacional correspondiente al nodo frontera,
- Capacidad libre en la red de transporte del MEM sin producir la saturación de ningún vínculo de transporte.

1.5.2 Contratos internacionales – prioridades.

Se pueden realizar operaciones de importación o exportación de 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.

Un contrato de exportación es considerado como una demanda adicional del MEM,

denominada demanda contrato exportación, ubicada en el nodo frontera. En cambio, un contrato de importación es considerado como una oferta que se adiciona al MEM, denominada máquina contrato importación, ubicada en el nodo frontera.

Los contratos de importación o exportación del MEM requieren:

- el respaldo de máquinas con la potencia instalada y oferta de energía para garantizar la capacidad de generación;
- que el transporte en la frontera que asegure la vinculación entre las redes de los dos países con la necesaria capacidad de interconexión;
- el precio surge por el acuerdo entre las partes.

La autorización que requieren los intercambios a través de contratos, se caracteriza por:

- Un permiso de importación - exportación otorgado por la Secretaría de Energía;
- el solicitante debe contar con la capacidad de generación firme o la demanda pertinente necesarias para respaldar la operación.

Los contratos deben ser de conocimiento público en lo que hace al precio, capacidad firme contratada e información necesaria para su administración.

Los contratos son pactados libremente entre las partes, pero 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 los contratos deben identificar:

- las partes;
- el plazo de vigencia;
- el nodo frontera donde se acuerda el suministro (a los efectos del MEM);
- 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.

1.5.3 El transporte para interconexiones.

Para permitir la construcción de Transporte para Contratos Firmes para interconexiones internacionales se definió un procedimiento para las ampliaciones de vínculos internacionales que se denomina Ampliación Firme por Peaje.

Los Agentes y Comercializadores con contratos tienen derechos a solicitar este tipo de ampliaciones (Iniciadores de la ampliación) tomando la obligación de pago del canon correspondiente, al Transportista Independiente que realice la construcción, operación y el mantenimiento de la obra.

El Agente o Comercializador que tiene asignada una capacidad de Transporte para Contratos Firmes en la interconexión, tiene la obligación de pagar por el canon en función de su capacidad asignada, aunque no la use (cargo fijo). Como contrapartida de esta capacidad que paga, tiene los siguientes derechos:

- a) El derecho a realizar Contratos de Potencia Firme hasta la potencia asignada, en que la demanda que contrata tiene prioridad de abastecimiento en lo que hace al uso de la interconexión.
- b) Utilizar, sin ningún pago adicional, el Transporte para Contratos Firmes hasta una potencia máxima dada por la capacidad asignada.
- c) Recibir un pago horario por el uso de oportunidad por terceros de su capacidad asignada libre.

En forma horaria se calcula la capacidad remanente de la interconexión luego de ubicar los requerimientos de los contratos, a la cual tiene acceso abierto al uso las operaciones Spot de importación y exportación. Todo agente o Comercializador que hace uso de la interconexión para un intercambio Spot y no tiene asignada la correspondiente capacidad en Transporte para Contratos Firmes debe pagar por ello un peaje, cuyo valor está regulado.

Para la aplicación del peaje de una Ampliación Firme se aplican estos principios:

- El acceso abierto para el uso de oportunidad de la capacidad horaria remanente de una Ampliación Firme por Peaje (operaciones Spot);
- Un precio regulado del peaje en una Ampliación Firme por Peaje;
- Transparencia de las asignaciones y transferencias.

1.5.4 La programación, despacho y operación

El Organismo Encargado del Despacho (OED) realiza las previsiones de mediano y largo plazo a través de la programación estacional. En dicha programación se modela los contratos de exportación o importación como una demanda o un generador en el nodo frontera donde esta pactado. Considerando que es un Contrato de Potencia Firme, se modela la energía asociada, distribuyéndola en el tiempo.

La programación semanal incorpora como demanda o generación en el nodo frontera, los ajustes a su energía asociada que irá haciendo semanalmente el Comercializador o los Agentes. Manteniendo el mismo esquema en la programación diaria.

La energía Spot de importación es un resultado del despacho del MEM, agregando sus ofertas en cada interconexión como máquinas adicionales. Es un resultado de la competencia con el resto de las ofertas (generación del MEM y otras importaciones), las restricciones operativas, de seguridad y los límites de Transporte. El OED debe limitar las operaciones Spot de importación y exportación a aquellas que no saturan los vínculos en el Transporte del MEM.

La energía Spot importada en un nodo frontera es remunerada al precio ofertado. 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 se acumula en el Fondo de Calidad de Servicio.

Las exportaciones Spot son un intercambio interrumpible por el OED en el 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 o los correspondientes Organismos Coordinadores el retiro de la exportación y el motivo que lo justifica, y coordinar sus suspensión en el menor plazo posible.

En el predespacho, se determina, dentro de los plazos y con los procedimientos establecidos, el excedente exportable total en el MEM y en cada nodo frontera.

Las ofertas físicas de exportación Spot (potencia y/o energía) son realizadas diariamente por Generadores y Comercializadores, limitadas físicamente por:

- el tope calculado como excedente exportable;
- la capacidad remanente sin producir saturación de algún vínculo de Transporte existente en el MEM;
- la capacidad remanente en los nodos frontera.

Cada Generador o Comercializador que acuerde una exportación Spot prevista en un nodo frontera debe informarlo en los plazos y procedimientos establecidos, para programar la exportación Spot como una demanda adicional en el nodo frontera, 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.

Los topes de saldos exportables responden a:

- la energía hidroeléctrica prevista verter y que podría se exportada (energía hidroeléctrica exportable);
- la potencia térmica exportable. Para ello, se debe totalizar la capacidad térmica disponible que no está prevista generando en el predespacho indicativo y cuyo Costo Variable de Producción resulta mayor que el precio de nodo previsto para la energía incrementado en un 5%, y luego descontar la potencia prevista como reserva fría.

El Procedimiento de Despacho para la exportación por Contratos de Mercado a Término.es:

- **Programación Estacional:** modela el contrato como una demanda adicional en el nodo frontera con al curva de carga horaria prevista. Informa la energía máxima mensual requerible.
- **Programación Semanal:** recibe del vendedor las curvas diarias requeridas. Verifica y ajusta según la energía máxima mensual. Modela las curvas como una demanda adicional en el nodo frontera.
- **Programación Diaria:** Recibe del vendedor las curvas horarias requeridas. Compara con una curva diaria prevista por la Programación Semanal, limitando su el apartamento supera el 10%. Modela curvas: demanda adicional en un nodo frontera.

El Procedimiento de Despacho para la importación por Contratos de Mercado a Término es:.

- **Programación Estacional:** modela el contrato como una generación forzada en el nodo frontera, con una curva horaria prevista.
- **Programación Semanal:** recibe las curvas diarias requeridas. Compara y ajusta con la demanda del contratante. Verifica las restricciones a la energía máxima mensual. Modela curvas: generación forzada en el nodo frontera.
- **Programación Diaria:** recibe las curvas horarias requeridas. Compara y ajusta con curva de demanda del comprador. Compara con curva diaria prevista en la Programación Semanal, limitando si el apartamento supera el 10%. Modela curvas: generación forzada

en el nodo frontera.

1.6 Situación Institucional del Sector Eléctrico.

La generación de energía eléctrica por tipo de combustible, presentó la siguiente participación en el año 1998: Hidráulica 38,9%, Nuclear 10,9%, Turbo Vapor 23,3%, Turbo Gas 18,8%, Ciclo Combinado 7,3%, Diesel 0,7%, Eólica 0,05%. La generación eléctrica se compone por casi un 40% hidráulica y 60% térmica.

La distribución de energía eléctrica tiene la siguiente participación en la facturación de todas las distribuidoras del país en el año 1998:

AÑO 1998			
Provincia	Empresa	Facturado MWh	Particip. %
Buenos Aires	EDEA S.A	1.401.232	3,0%
	EDEN S.A	1.977.757	4,3%
	EDES SA	521.360	1,1%
C. Federal y GBA	EDELAP	983.919	2,1%
	EDESUR	11.679.969	25,3%
	EDENOR	12.797.320	27,8%
Catamarca	EDECAT S.A	279.970	0,6%
Chaco	SECHEEP	744.796	1,6%
Chubut	DGSP	470	0,0%
Cordoba	EPEC	2.568.211	5,6%
Corrientes	DPEC	591.082	1,3%
Entre Rios	EDEER S.A	851.679	1,8%
Formosa	EDEFOR	282.030	0,6%
Jujuy	DEJ	337.703	0,7%
La Pampa	APELP	2.737	0,0%
La Rioja	EDELAR	337.177	0,7%
Mendoza	EDEMSA	2.348.400	5,1%
Misiones	EMSA S.A.	432.375	0,9%
Neuquén	EPEN	650.130	1,4%
Rio Negro	EDERSA	597.620	1,3%
Salta	EDESA S.A	646.081	1,4%
San Juan	ESJ SA	578.518	1,3%
San Luis	EDESAL	429.028	0,9%
Santa Cruz	SPSE	198.656	0,4%
Santa Fe	EPSF	3.359.997	7,3%
Santiago del Estero	EDESE SA	403.923	0,9%
Tierra del Fuego	DPE	71.067	0,2%
Tucumán	EDET	1.028.527	2,2%
TOTAL		46.101.734	100,0%

La Ley Marco Regulatorio N° 24.065, establece limitaciones en cuanto a la conformación de los capitales de las empresas que forman parte del MEM.

- Los transportistas (sea individualmente, o como propietarios mayoritarios, y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte), no podrán comprar ni vender energía eléctrica.
- Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia

necesidad, una red de transporte, para lo cual establecerá las modalidades y forma de operación.

Sólo mediante la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También será necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente.

Se establece que el ENRE dispondrá la realización de audiencias para conocer la opinión de todos los interesados y otras investigaciones que considere necesarias y otorgará la autorización siempre que no se vulneren las disposiciones de la presente ley ni se resientan el servicio ni el interés público.

2. LA OPERACIÓN

Para las descripciones que siguen, se introducen las siguientes abreviaturas en la denominación de los Centros de Operaciones:

- COC: Centro de Operaciones de CAMMESA (Organismo Encargado del Despacho).
- COT: Centro de Operaciones de Transener (Operadora de la red de 500 kV).
- COTDT: Centro de Operaciones del Transporte por Distribución Troncal.
- COD: Centro de Operaciones del Distribuidor, que cumple la Función Técnica del Transporte (FTT).
- COG: Centro de Operaciones del Generador.

Las solicitudes de entrada o salida de servicio de cada unidad, o modificación de carga, son comunicadas por CAMMESA al Centro de Operaciones respectivo que a su vez lo comunican a la central generadora.

La central comunica al COT, COTDT y/o COPAFTT correspondiente, y estos lo transmiten al Centro de Operaciones de CAMMESA, toda información sobre horarios de entradas o salidas de servicio, condición de indisponibilidad y sus causas, limitaciones a la potencia operable y sus causas, aumentos o reducciones de potencia generada, etc.

2.1 Comunicaciones Operativas

Se diferencian entre:

Operación en Estado Normal: la coordinación de este tipo de operación es de CAMMESA, cuyo Centro de Operaciones (COC) coordina las maniobras y operaciones con los Centros de Operaciones de TRANSENER (COT), de Distribuidores Troncales (COTDT), de Distribuidores (COD), y de Generadores (COG). Cada Centro realizará sus maniobras con criterio propio de acuerdo a las pautas generales establecidas por el COC.

En estado normal programado toda acción relacionada con el mantenimiento y, operación de equipos y medidas de seguridad para la entrega y recepción de instalaciones relacionados con el Sistema de Transporte será instruida, en orden de prelación, por el COC, el COT y/o el COTDT, el COD y el COG.

La jerarquía del COTDT correspondiente a un Distribuidor Troncal precede a la correspondiente al COD de un Distribuidor que presta la Función Técnica de Transporte (FTT).

Operación en Estado de Emergencia: Cuando el sistema se encuentra en estas condiciones, el COC delegará la tarea de coordinación operativa que le corresponde en el COT-COTDT pertinente hasta tanto se logre transferir dicha tarea a CAMMESA. Para ello cada Centro de Operación debe proponer un plan de operaciones, para cada una de la situaciones previstas, el cual se somete a consideración de los Usuarios y aprobado por el COC. Solamente el COC tomará decisiones de despacho o redespacho, y los otros centros de control aplicarán la instrucciones que al respecto establezca el COC.

2.2 Servicios complementarios

La regulación de tensión: es responsabilidad de cada centro de operación de las Empresas de Transporte COT y/o COTDT, que tienen como medios los equipos de compensación de su propia red, y la autoridad para establecer el estado operativo de la potencia reactiva de los

generadores. Debido a que las consignas en las fronteras de los COTDT son gobernadas por el COT, estos centros de operaciones funcionan en forma coordinada.

Los agentes generadores deben mantener los márgenes de regulación de frecuencia previstos por el Organismo Encargado del Despacho (función cubierta actualmente por CAMMESA cuyo centro de operaciones se designa COC). Las consignas para la regulación secundaria (función que se ejerce en forma manual) son indicadas por el OED a los generadores responsables de esta función.

2.3 Requerimientos de habilitación de los Operadores.

En la actualidad se les exige a los operadores la aprobación de evaluaciones relativas a su función, además de la realización de exámenes psicofísicos. Estos cursos son dictados por organizaciones especializadas, entre las que se pueden contar a los propios agentes del MEM, y deben auditarse por instituciones autorizadas por CAMMESA, que aseguran la calidad del proceso, y la satisfacción de los objetivos perseguidos, mediante la verificación de los resultados, antecedentes y formación técnica necesaria de los operadores.

Los certificados de habilitación tienen una duración de 3 años.

2.4 Análisis de Fallas.

Se definen cuatro etapas para el análisis de una perturbación y la emisión de su informe, el que deberá ser enviado a CAMMESA dentro de los plazos estipulados a continuación:

- I) Análisis en tiempo real: inmediatamente luego de sucedida la perturbación.
- II) Análisis preliminar: según la hora de ocurrencia y día de la semana, debe presentarse durante el mismo día, o bien el día hábil siguiente.
- III) Análisis final, dentro de los 12 días hábiles de ocurrida la perturbación.
- IV) Auditorías de perturbaciones de CAMMESA.

En cada una de estas etapas se establece un flujo de información jerárquico entre los Centros de Control de Operaciones empresarios tal que permita una rápida identificación de la perturbación y sus medidas correctivas para lograr una operación aceptable post falla, y para efectivizar las medidas que permitan evitar, en lo posible, situaciones semejantes en el futuro.

Si la perturbación analizada provoca cambios topológicos en la red, cortes de demanda, actuación de DAG (Desconexión Automática de Generación) o DAD (Desconexión Automática de Demanda), falsas actuaciones de protecciones, normalización dificultosa y/o prolongada del sistema, su análisis abarca, por lo menos, hasta la etapa III inclusive.

En caso de que la perturbación sea simple, y se pueda definir en forma clara las causas de la perturbación y no haya dudas sobre lo acontecido, sobre la actuación de las protecciones ni sobre la reposición del sistema, el análisis concluye en la Etapa II. En todos los casos CAMMESA indica al responsable hasta que etapa debe alcanzar el análisis.

Etapa I: Análisis en tiempo real

Inmediatamente luego de sucedida la perturbación, el operador del Centro de Control involucrado debe informar al COC lo ocurrido a los fines de su conocimiento e intervención. En especial, se deben informar los equipos que quedaron indisponibles debido a la perturbación y sus motivos. El COC solicitará, de ser necesario, información adicional entre

las etapas I y II para confeccionar sus Partes de Novedades.

Etapa II: Análisis preliminar

El responsable deberá enviar al COC, un PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN de acuerdo a un modelo, y en los plazos indicados anteriormente. Así mismo cada COD del área afectada deberá enviar al COC, en los mismos tiempos, la información de los cortes de carga producidos en su área.

Con la información disponible, CAMMESA efectúa el análisis de la perturbación y comunica vía MEMNet (la red de comunicaciones entre usuarios del MEM) el INFORME PRELIMINAR dentro del primer día hábil posterior al de la ocurrencia de la misma.

La responsabilidad de la realización del PARTE DE NOVEDADES DE PERTURBACIÓN se determina de acuerdo a las instalaciones afectadas por la perturbación, siguiendo el orden jerárquico, a saber:

- COG: si la perturbación se origina en un Generador y no se propaga a otras instalaciones
- COD: si la perturbación se origina en las instalaciones del Distribuidor o en un Generador afectando las redes del primero y no se propaga a las redes de Transporte por Distribución Troncal ni a la red de transporte en alta tensión. En el caso de que el área afectada involucre a más de un Distribuidor CAMMESA determinará el responsable.
- COTDT: si la perturbación se origina en las instalaciones de un Transportista por Distribución Troncal o en las de un Distribuidor o en un Generador afectando las redes del primero y no se propaga a la red de transporte en alta tensión. En el caso de que el área afectada involucre a más de un Transportista por Distribución Troncal CAMMESA determinará el responsable.
- COT: si la perturbación se origina en las instalaciones del Transportista en Alta Tensión o en las redes del Transportista por Distribución Troncal o en las de un Distribuidor o en un Generador afectando las redes del primero.

Etapa III: Análisis final

Dentro de los 12 días hábiles posteriores a la ocurrencia de la perturbación, el responsable debe elaborar y enviar al COC, un INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN respetando un modelo específico.

El INFORME FINAL DE PERTURBACIÓN es analizado y aprobado por CAMMESA.

En caso de no ser aprobado por CAMMESA se le informará al responsable las observaciones al mismo, quien debe presentar un nuevo informe dentro de los 7 días hábiles siguientes al rechazo.

Cuando existieran dudas sobre el comportamiento de algunos Centros de Operaciones durante la perturbación o su reposición, CAMMESA o el Centro de Operaciones responsable de la elaboración del Informe podrá solicitar copia de la desgrabación de las comunicaciones operativas que se registraron durante la misma y de los protocolizadores de cada Estación Transformadora involucrada.

De no contarse con las mismas, la prueba de las divergencias queda a cargo del Centro de Control correspondiente, por lo cual se considera necesario que los mismos cuenten con sistema de grabación de comunicaciones con otros Centros de Control.

Si como conclusión de esta etapa se desprende que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control, el CO respectivo deberá incluir un cronograma de las acciones correctivas a tomar. Dentro de los 10 días hábiles posteriores a los plazos indicados en el cronograma se deberá enviar a CAMMESA un informe detallando los trabajos realizados.

CAMMESA evaluará todos los antecedentes existentes sobre cada perturbación y los INFORMES FINALES realizados por los COT y COTDT con el objeto de aprobar estos últimos.

En caso de que la gravedad de la perturbación o las discrepancias entre las informaciones recibidas lo aconseje, CAMMESA podrá citar a los Agentes involucrados a una reunión para analizar la perturbación, resolver las discrepancias suscitadas y cerrar el informe final.

Toda la información utilizada para el análisis de fallas, incluyendo la transcripción de las grabaciones, estará disponible para los Agentes cuando el informe final esté elaborado.

Etapa IV: Auditorías de perturbaciones.

CAMMESA, puede realizar auditorías en las instalaciones de los Agentes con el objeto de:

- Obtener información para dejar debidamente aclaradas las causas y consecuencias de todas las perturbaciones ocurridas en el SADI.
- Observar las medidas correctivas utilizadas para normalizar el Sistema.
- Analizar las características y flujo de la información suministrada.
- Evaluar el estado y funcionamiento de los equipos de control y protección.
- Evaluar las responsabilidades de los Agentes en las perturbaciones registradas.
- Evaluar las acciones tomadas o a tomar por los Agentes responsables de las perturbaciones para evitar su repetición.
- Analizar el cumplimiento de las instrucciones de operación impartidas por el OED.
- Auditar el cumplimiento de las Ordenes de Servicio del COC y de los CO, aprobadas por el OED.
- Verificar que los procedimientos internos para situaciones de emergencia para el personal de los CO y de las EE TT estén actualizados, disponibles y con conocimiento de su contenido por parte del personal involucrado.

2.5 Procedimientos para Interconexiones Internacionales

2.5.1 Organismo Coordinador

Para realizar operaciones de importación y exportación con el MEM, cada país define 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 de un Organismo Coordinador. De ser varios, deberá identificar cuál coordina cada interconexión internacional, no pudiendo existir más de un Organismo Coordinador para una misma interconexión internacional.

Los Organismos Coordinadores y el OED (Organismo Encargado del Despacho) 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 horario 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.

2.5.2 Operación en Tiempo Real

El OED debe coordinar con cada Organismo Coordinador (OC) la operación para mantener el intercambio en cada nodo frontera en los valores programados, admitiéndose una tolerancia máxima en el apartamiento horario del valor programado igual al Porcentaje de Tolerancia para Intercambios Internacionales, el cual no puede diferir en más de un DIEZ POR CIENTO (10%) de la energía semanal prevista en la Programación semanal, salvo emergencias debidamente justificadas.

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 (Organismo Encargado del Despacho) 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.

2.6 Ensayos para la habilitación de los Equipamientos

Requisitos para los equipamientos nuevos y reparados

Los equipamientos nuevos deben someterse a los ensayos descritos en la reglamentación, antes de recibir su habilitación comercial. A través de los ensayos se verifican las condiciones de desempeño de los equipos tales como: generadores y equipamientos automáticos de control, los cuales son validados a través de simulaciones digitales mediante los modelos y parámetros identificados en campo, los que deben demostrar una estrecha concordancia con las respuestas registradas en el ensayo.

Los equipos reparados no tienen esta exigencia, excepto los pertenecientes a las mediciones comerciales.

2.7 Procedimientos de Energización de los Equipos

2.7.1 Salidas de Servicio Programadas

Previo a la energización se verifica la cancelación de todas las Licencias de Trabajo abiertas sobre la línea, solicitando la confirmación de la ausencia de personal en la misma o en su zona de riesgo y el quite efectivo de todo tipo de puestas a tierra.

Para definir el extremo desde el cual debe energizarse, se deben considerar los siguientes aspectos en orden de importancia decreciente.

- a) Acuerdos interempresarios contenidos en los respectivos convenios de interconexión.
- b) En niveles de 500 kV se recomienda energizar desde la barra de mayor potencia de cortocircuito para minimizar sobretensiones de maniobra.
- c) Capacidad de regulación de tensión y compensación de la potencia reactiva de la línea en vacío.
- d) Condiciones favorables de diferencias de tensión (módulo y ángulo) para cierres de anillos.
- e) En caso de ser indistinto se debe energizar desde el extremo perteneciente a la empresa que realizó el trabajo programado.

En el nivel de 500 kV no se deben energizar líneas con interruptores que carecen de resistencias de preinserción, excepto en el caso de líneas que por sus características no las poseen.

2.7.2 Salidas de Servicio Forzadas

Todas las líneas que salen de servicio como consecuencia de una perturbación, deben ser reconectadas a la red lo antes posible, debiéndose intentar su reconexión si la falla hubiese sido monofásica, bifásica o bifásica a tierra y cuando la perturbación ocasionada y las condiciones meteorológicas u otras así lo permitan. En caso contrario se debe demorar la reconexión a criterio del Jefe de Turno del C.O. respectivo. En todos los casos, antes de la reconexión, se debe efectuar la coordinación operativa correspondiente cuando en la maniobra estén involucrados dos o más agentes.

Para los casos de falla trifásica se fija el criterio empresario que podrá optar por reconectar la línea o solicitar su revisión por parte del personal de mantenimiento que corresponda.

En cambio, en casos críticos tales como áreas radiales con restricciones al suministro parciales o totales permanentes, se debe intentar la reconexión al menos una vez, salvo que se disponga de información fehaciente sobre características de la falla que impidan tal maniobra.

Para la definición del extremo desde el cual energizarse deben respetarse los mismos criterios establecidos para las Salidas de Servicio Programadas, siendo necesario agregar luego del punto (c), la condición de energizar desde el extremo más alejado de la falla. Cuando por algún motivo resulta alterado el orden propuesto para definir el extremo de energización, se deberá dejar constancia indicando la causa que originó tal alteración.

En el caso de una nueva desconexión queda a criterio del Jefe de Turno la eventual segunda reconexión, con la demora que juzgue conveniente para que desaparezcan las presuntas causas de la falla.

En general no se debe repetir la prueba para líneas que hubiesen desenganchado con señalización de falla bi o trifásica.

Ante el desenganche de una línea afectada a una licencia de trabajos con tensión o una línea adyacente, no se efectuará ni autorizará ninguna maniobra de reenergización sin antes tener directa comunicación y conformidad por parte del Jefe de Trabajo que corresponda.

2.7.3 Energización en bloque

En todos los casos de desconexión de líneas de tensión menor o igual a 132 kV que dejen sin tensión otros tramos de línea y las E.E.T.T. asociadas, no se debe proceder a la desconexión de los transformadores ni de las líneas en cuestión, salvo expresa instrucción del C.O., a los fines de realizar la reposición en bloque con la carga de las E.E.T.T. total o parcialmente conectada (según el caso), reduciéndose así el tiempo de reposición, logrando un mayor control de la tensión y evitando la doble maniobra de apertura y cierre de un gran número de interruptores.

Si se ha verificado que las protecciones de la línea actuaron como respaldo, la energización en bloque no se realizará, a menos que se haya identificado y separado el equipo en falla.

2.8 Centros de Control

La operación del MEM, cuya coordinación está a cargo del OED, se realiza a través de los siguientes Centros de Control de Operaciones:

- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL MEM (COC), el que está a cargo del OED.
- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION (COT), a cargo de la COMPAÑIA DE TRANSPORTE DE ENERGIA EN ALTA TENSION TRANSENER SOCIEDAD ANONIMA (TRANSENER SA).
- CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCION TRONCAL (COTDT).
- CENTROS DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS DISTRIBUIDORES (COD).

Los distribuidores participan del SOTR (Sistema de Operaciones en Tiempo Real), en la medida que presta servicio de transporte a generadores y a otros distribuidores que utilicen sus redes para su vinculación con el MEM.

- CENTRO DE CONTROL DE OPERACIONES DE LOS GENERADORES (COG).

El Sistema de Operación y Despacho abarca específicamente lo siguiente:

- un sistema de operación en tiempo real (SOTR), que brindará 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 la ejecución de 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.

Los centros de operaciones están dotados en su mayoría para registrar todas las variables de interés para monitorear el estado operativo del sistema, los estados de los componentes, tomas de los transformadores, el registro de actuación de las protecciones en todos sus estados, etc.

La información respecto a los puestos de trabajo, es relativa al tamaño de cada centro de operaciones, y las estrategias de cada empresa.

El Sistema incluye las funciones necesarias para llevar a cabo la operación del sistema físico y la administración del MEM en tiempo real que realiza el OED desde su Centro de Control. Es responsabilidad de las empresas hacer llegar los datos requeridos al Centro de Control del OED o bien adónde se determine, conforme las normas aprobadas por Secretaría de Energía y Combustibles.

Las empresas del servicio de transporte deben contar con el soporte de telecontrol necesario para abastecer sus propias necesidades y suministrar al OED en su Centro de Control la información requerida para la coordinación de la operación de la Red de transporte.

Los generadores, cuyo régimen de funcionamiento se acuerda con el OED, son responsables de colocar la información requerida en el Centro de Control del OED.

Las instalaciones que no forman parte de la Red de transporte, pero vinculan puntos de intercambio de terceros con el Mercado, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión y para enviar la información necesaria al Centro de Control del OED.

3. CRITERIOS DE CALIDAD.

3.1 Reglamentación del Desempeño del Sistema

En el Anexo 16 de los Procedimientos, se especifica el REGLAMENTO DE DISEÑO Y CALIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN, que norma los criterios que deben respetarse para la red de 500kV.

3.1.1 Criterios para La Operación Estática

- a) En condiciones normales, entendiéndose por tales aquellas en que el sistema de transmisión cuenta con todo su equipamiento en servicio:
 1. Deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN entre 0,97 y 1,03 por unidad de 500 kV.
 2. La generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del área de sobreexcitación del diagrama de capacidad de la unidad generadora.
 3. Deberá mantenerse como mínimo la potencia de un módulo como reserva en los Compensadores estáticos y sincrónicos.
 4. La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión que se determina aplicando los criterios de operación estática, dinámica y de confiabilidad del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN.
- b) En condiciones posteriores a contingencias simples, entendiéndose por tales la falla de un elemento serie del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN:
 5. Deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN entre 0,95 y 1,05 por unidad de 500 kV
 6. La generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora.
 7. La potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente.
- c) En condiciones posteriores a cualquier contingencia, los niveles de tensión de todos los nodos del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN no deberán ser superiores a 1,20 ni inferiores a 0,85 por unidad de 500 kV. Estos niveles de tensión no podrían tener una duración mayor que sesenta segundos contados a partir de la contingencia.

3.1.2 Criterios para La Operación Dinámica

Deberán respetarse los siguientes criterios de diseño y modelación del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en 500 kV para su Operación Dinámica:

- a) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN, en condiciones normales y frente a contingencias simples deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga obtenida a partir de las proyecciones de la demanda.

- b) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar una contingencia simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento incontrolado que, en por lo menos uno de los subsistemas resultantes, provoca una interrupción total del servicio eléctrico.
- c) Las contingencias simples que se deben considerar a los fines de la aplicación de lo dispuesto en los incisos a y b precedentes son las siguientes:
- 1) Sobre líneas de interconexión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN no radiales entendiéndose por tales aquellas que cuentan con un transporte alternativo:
 - 1.a) Cortocircuito monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión, no debiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación, las cuales se reservarán para casos excepcionales de la etapa operativa del sistema eléctrico.
 - 1.b) Cortocircuito trifásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y posterior reconexión y apertura ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no produjeran la desconexión de interconexiones o de cualquier otro equipamiento.
 - 2) Sobre líneas de interconexión del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN radiales entendiéndose por tales aquellas que no cuentan con un transporte alternativo:
 - 2.a) Cortocircuito monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y posterior reconexión exitosa no pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación.
 - 2.b) Cortocircuito trifásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y monofásico en un extremo de una línea de interconexión del que resultare su desconexión y posterior reconexión y apertura ante el sostenimiento del cortocircuito pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles.
 - 3) Fallas atípicas sobre equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN existente pudiéndose emplear en tal caso la desconexión automática de carga y/o generación siempre que no se produjeran condiciones con niveles de tensión y de frecuencia no admisibles, ni se produjeran pérdidas de interconexiones ni de cualquier otro equipamiento del SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN. Se entenderán por fallas atípicas a aquéllas inevitables en que la tasa de falla real supera los valores típicos de diseño, o aquéllas también inevitables que contando con un alto grado de probabilidad de ocurrencia son de una severidad superior a la trifásica en simple contingencia, considerándose como tal los cortocircuitos trifásicos con pérdida de dos ternas en el sistema de transmisión EL CHOCON - EZEIZA 500 kV, por efecto de tornados.
- d) El SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN en condiciones excepcionales de alta o baja demanda o generación, o cuando contare con equipamiento fuera de servicio deberá respetar los criterios indicados en los incisos a y b de los párrafos anteriores,

aunque se permitirá la aplicación de desconexión automática de carga o generación para cualquier contingencia. De no resultar ello suficiente, se deberá limitar la transmisión hasta que se den las condiciones para dar cumplimiento a los criterios previstos en los incisos a y b del presente artículo o hasta que se minimice el valor presente del costo de operación del sistema, incluyéndose en tal costo el valor de la energía no suministrada, no admitiéndose en ningún caso que ante contingencias simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.

Se entiende por contingencia doble aquella que comprende a dos equipamientos del sistema eléctrico simultáneamente, o a la formada por dos contingencias simples consecutivas.

3.1.3 Evolución permitida de las principales variables de la red

Los criterios dinámicos empleados para la aceptación del desempeño del sistema en post-falla son los siguientes:

- Los generadores del SADI no deben perder el sincronismo ninguna de las contingencias que definen el Diseño del Sistema de Transporte.
- La relación de amortiguamiento para la Operación del Sistema con todas sus líneas de 500 kV deberá ser del 10 % o mayor, y en el caso de baja hidraulicidad, ésta debe ser como mínimo del 15 %.
- Para el caso de la interrupción forzada de una línea de 500 kV, cualquiera sea el nivel de generación, la relación de amortiguamiento en post-falla deberá ser del 5 % o mayor.
- Se considerará aceptable la recuperación de la tensión, si los estudios de estabilidad transitoria demuestran la recuperación de tensiones de barra del sistema a un valor comprendido:
 - ± 7 % (500 kV) en un período de 20 s desde la iniciación de la perturbación
 - ± 10 % (220 y 132 kV) en un período de 20 s desde la iniciación de la perturbación
- En ningún punto del sistema de transporte, el nivel de tensión debe caer por debajo de 0.7 pu (excepto durante la aplicación de la falla), ni debe permanecer por debajo de 0.8 pu durante un tiempo mayor a 1 s.
- No se tolerarán excursiones transitorias de la tensión mayores a 1.2 pu, ni sobretensiones temporarias que excedan del 10 % de la tensión nominal por períodos mayores de 2 s.
- La frecuencia mínima admitida en el centro de carga (Gran Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires y Litoral) es de 48.3 Hz. En barras ubicadas en los extremos del SADI se tolera una frecuencia menor a 48.3 Hz por un lapso inferior a 200 ms.
- La frecuencia debe recuperarse hasta 50 ± 0.8 Hz dentro de los 20 s de iniciada la perturbación.
- La frecuencia máxima admitida durante el transitorio, no debe superar los 52 Hz, ni debe estar comprendida entre 51.5 y 52 Hz por más de 10 s, ni permanecer 51 y 51.5 Hz por más de 20 s.

3.2 Control Efectivo de la Calidad Exigida

La realiza el COC, mediante el monitoreo a través del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), y los Sistemas de Monitoreo de Oscilaciones (SMO). Así mismo, se pueden realizar auditorías cuando se crea necesario, para verificar que los ajustes de los equipos automáticos de control, y las condiciones de mantenimiento de las unidades, sean las adecuadas para la prestación del servicio con la calidad exigida.

3.3 Regulación de Frecuencia y Reservas Operativas

3.3.1 Criterio de Establecimiento de la Reserva disponible

El Criterio es el de Mínimo Costo, evaluando los mayores costos operativos que involucra mantener esta reserva, frente al costo de energía no suministrada por fallas en la generación, y dispersión de la demanda en la vecindad del pronóstico.

Los grupos participantes de la Regulación Primaria de Frecuencia deben calificar para cumplir esta función, satisfaciendo requerimientos tales como Banda Muerta Mínima, Tiempo de Establecimiento de la Potencia Mecánica ante un incremento de Carga, y contrastar los modelos de reguladores de velocidad – Sistema de Aducción – Turbina, mediante ensayos en campo, según procedimientos explícitos al efecto.

CAMMESA es quién otorga su inclusión a los participantes para esta función.

3.3.2 Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

Operación de la RPF

- a) La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se opera en forma automática y participan en ella las unidades generadoras habilitadas para RPF del SADI.
- b) Es obligación de los COG comunicar al COC cuando alguna unidad generadora no opera, informando las causas de dicha limitación operativa, el tiempo estimado que permanecerá en ese estado y el momento a partir del cual vuelve a operación de regulación normal.
- c) La potencia de despacho está dada para la Frecuencia de Referencia. El COC supervisa que la potencia generada fluctúe sólo por acción del Regulador de Velocidad.
- d) Todo generador que varía su generación en cumplimiento de una orden del COC, lo hace con un gradiente de carga que tiene en cuenta su incidencia sobre la frecuencia, a fin de no introducir perturbaciones adicionales.

Los COG observan que los sistemas de Regulación Primaria de cada unidad generadora cumple permanentemente con las condiciones para la habilitación para la RPF, especificadas en los Procedimientos.

Despacho de la Capacidad Regulante:

- a) El COC realiza el despacho de generación teniendo en cuenta que la potencia asignada a cada unidad generadora más el porcentaje de regulación despachado esté comprendida entre su potencia máxima y mínima operable.
- b) Con el fin de realizar la Programación Diaria de la Generación, los COG informarán conjuntamente con las novedades de equipos, las unidades generadoras que no aportan a

la RPF.

- c) El COC lleva un registro de los grupos generadores a despachar diariamente donde consta el estado del sistema de RPF de los mismos, a los fines de su inclusión en la Programación con el porcentaje de RR para regulación.

3.3.3 Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

La RSF se realiza con un grupo de unidades generadoras hidráulicas y/o térmicas, habilitadas, que se comanda en forma centralizada y por medio de un solo operador. La acción es realizada en forma automática, admitiendo sólo cuando es asignada a una sola central la acción en forma manual

Los COG deben estar equipados con el instrumental mínimo requerido.

Operación de la RSF

- a) El COG asignado comunica al COC la central y las unidades generadoras con las que operará la RSF, la banda de potencia disponible para la misma, cualquier cambio de las unidades generadoras que operan de esta manera y toda otra información de interés para la operación de la RSF.
- b) El COG asignado a la RSF avisa al COC para que éste pueda redistribuir la generación entre el resto de las unidades generadoras que conforman la reserva operativa del SADI, cuando:
1. Se esté agotando la reserva rotante de sus unidades regulantes ante un crecimiento sostenido de la demanda;
 2. se esté alcanzando los mínimos operables en sus unidades;
 3. se deba realizar maniobras y por esta causa se quede temporalmente sin banda de potencia para RSF, dando aviso con suficiente anticipación para que el COC pueda prever la reserva necesaria, a fin de mantener la banda de RSF y así prevenir excursiones inaceptables de la frecuencia.

En el caso en que no se pueda establecer comunicación con el COC, el COG redespachará las unidades bajo su control con el fin de restituir la banda de RSF.

Los valores de los parámetros de la RSF son los siguientes:

Ancho de la banda para la RSF = El indicado en la Programación Estacional

Niveles:

LI	:	Frecuencia de Referencia	- 0,2	Hz
LAI	:	"	"	" - 0,05 Hz
LAS	:	"	"	" +0,05 Hz
LS	:	"	"	" + 0,2 Hz

3.3.4 Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF).

La Regulación Terciaria (RTF) es realizada por el mismo COG al cual se le asigne la RSF.

Cuando la diferencia entre las horas sincrónica y patrón alcance o supere el valor de 10

segundos, el COC asigna la RTF dando como Frecuencia de Referencia, y en forma temporaria, un valor distinto de la nominal. De la misma deberán tomar conocimiento todos los COG que participen en la regulación de frecuencia, a los efectos de ajustar las potencias de despacho al nuevo valor de Frecuencia de Referencia.

La Frecuencia de Referencia no puede diferir en más de $\pm 0,1$ Hz de la Frecuencia Nominal, para realizar la RTF. En las horas pico la FR deberá ser igual a 50,00 Hz en condiciones normales. La diferencia entre la hora patrón y la sincrónica no debe exceder los 30 segundos, en operación normal.

La hora patrón coincide en todo momento con la hora oficial. El COC da la señal de sincronización para la puesta en hora de los relojes sincrónicos de los COG cuando se lo considera conveniente, y se verifica el ajuste periódicamente.

3.3.5 Requisitos técnicos

a) Requisitos de rangos de frecuencia admisibles de operación de generadores

- Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo entre 47,5 Hz y 52 Hz
- Para un período mínimo de 10 seg. entre 47,5 y 48 Hz, y entre 51,5 y 52,0 Hz
- Para un período mínimo de 20 seg. entre 48,0 y 49 Hz., y entre 51,0 y 51,5 Hz
- Sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz

b) Requisitos para participar en la RPF del SADI

- Estatismo permanente ajustado entre el 4 y 7%.
- Banda muerta inferior al 0,1% ($\pm 0,025$ Hz).
- Tiempo de establecimiento (necesario para ingresar en la banda del $\pm 10\%$ del valor final) del lazo de regulación de velocidad del orden de 30 segundos como máximo para máquinas térmicas y 60 segundos para máquinas hidráulicas. De ser mayores a estos valores quedará a criterio del OED su aceptación y la aplicación de eventuales condicionamientos para su inclusión en el despacho de RPF.

Adicionalmente el generador debe determinar el tiempo de establecimiento mínimo posible sin que el mismo afecte a la estabilidad del sistema ni produzca deterioro permanente en sus propias instalaciones. El OED podrá disponer los ajustes de los reguladores dentro de los rangos admisibles, en función de estudios previos y a los efectos de asegurar la estabilidad del sistema.

- Operar en Regulación Primaria de Frecuencia, sin ningún tipo de limitación, por lo menos dentro de la banda de la frecuencia de referencia en operación normal (habitualmente 50 Hz), $\pm 0,2$ Hz.

c) Requisitos para participar en la RSF del S.A.D.I.

Un grupo de centrales, pertenecientes a uno o más Generadores que estén habilitadas para RSF, podrán participar en forma conjunta en dicha regulación si cuentan con un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) habilitado.

En el caso de una central, hasta tanto el COG y el grupo de unidades generadoras designados dispongan del equipamiento necesario para realizar la RSF en forma centralizada automática, o a través de un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) y/o Regulación Secundaria, la Regulación Secundaria se realizará en forma centralizada y manual y para ello el operador deberá disponer de un registrador de frecuencia, de lectura directa.

- i) El operador que efectúa la RSF deberá disponer de un indicador o registrador en el que se visualice el valor total de la potencia generada y la disponible del grupo de unidades generadoras bajo su control y deberá estar informado de todos los eventos que pudieran ocurrir en los equipos que él comanda y que le limiten la posibilidad de cumplir eficazmente su cometido.

3.3.6 Reservas ante emergencias

Se realiza según que la emergencia provenga de la Separación del Sistema en Subsistemas, o bien, existan por Emergencia Energética y/o Déficit de Potencia

Separación del Sistema en Subsistemas

El COC y los CCA de cada uno de los subsistemas que resulten aislados se responsabilizarán por el control de la frecuencia en el área respectiva, siguiendo los lineamientos descritos en este Procedimiento Técnico y atendiendo, los últimos, a las órdenes emitidas por el COC a fin de efectuar la resincronización. La misma se debe realizar, dentro de lo posible, sin que exista error entre las horas sincrónicas de los distintos subsistemas. En los casos en que no se pueda realizar la sincronización en esta condición, el área de menor demanda debe asumir la hora sincrónica de la de mayor demanda.

Emergencia Energética y/o Déficit de Potencia

Se reconocen como situaciones de Emergencia Energética y/o por Déficit de Potencia del Sistema, a aquellas en que se manifiesta una reducción de las reservas energéticas y/o déficit de potencia para cubrir la demanda, causadas por ejemplo por:

- Restricción de los principales aportes de origen hidráulico.
- Disponibilidad elevada del parque térmico.
- Restricción del abastecimiento de combustibles.

Estos factores restringen el aporte de la generación para la satisfacción de la demanda.

Se pueden presentar dos situaciones:

- a) Sin cortes programados

Se opera de la misma forma que en condiciones anormales.

- b) Con cortes programados

En esta condición no se realiza despacho de RSF.

Existiendo déficit para cubrir el abastecimiento de la demanda para los grupos en operación no se tendrán en cuenta las bandas RSF y/o RPF para determinar sus máximos operables. En

el sistema y/o subsistemas aislados que estén en esta condición se operará de la siguiente manera:

En las máquinas declaradas con RPF efectiva, no se deberá trabar la acción de ésta, cuando por orden del COC deban maximizar su generación. Esto permitirá que accionen cuando la frecuencia supere el valor de consigna, bajando automáticamente su generación y coadyuvando así a mejorar la calidad al reducir banda superior de frecuencia.

El COC y/o CCA deberá habilitar el regulador secundario de frecuencia de una central o grupo de ellas en condiciones de realizar RSF, a los efectos de controlar en una primera instancia que la frecuencia no supere a la de consigna. Posteriormente, en el caso de que la central y/o centrales con regulador secundario habilitado bajen su potencia por debajo de la consignada, el COC y/o CCA decidirá/n la cantidad de potencia cortada que se debe restituir.

El COC determina la Frecuencia de Referencia de los reguladores secundarios habilitados en cada Subsistema. Además determinará la frecuencia a la cual se comienzan a ordenar los cortes.

Límites de actuación:

Se modifican los niveles como se indica a continuación:

LAI: Frecuencia de Referencia - 0,15 Hz

LAS: " " " + 0,15 Hz

Valores de referencia:

Los límites para la Frecuencia (banda de variación) son:

Nivel inferior: : LI : Frecuencia de Referencia - 0,3 Hz

Nivel superior:: LS: : " " " + 0,3 Hz

Cuando la frecuencia supere estos límites, los operadores del COC deberán documentar las causas. A este fin, los operadores de los COT, COTDT, COD y COG deberán estar en condiciones de informar al COC cualquier inconveniente en su área que influya en las variaciones de frecuencia fuera de esta banda.

Para la Regulación Terciaria vale lo expresado para condiciones de operación normal, con las siguientes salvedades:

- Cuando por imperio de la situación crítica del Sistema, la frecuencia alcance excursiones de más de $\pm 0,3$ Hz (Banda de variación) en forma repetitiva, no se deberá efectuar corrección de la hora sincrónica, y se mantendrá la frecuencia de referencia en 50 Hz.
- No regirá en este caso el límite de la diferencia entre hora patrón y sincrónica de 30 segundos máximos.
- Se corregirá el desvío cuando desaparezcan, aún transitoriamente, las causas que motivan la situación crítica.

3.4 Esquemas de Control de Emergencia ante Perturbaciones de Severas

3.4.1 Alivio de Cargas

El esquema es obligatorio en la reglamentación vigente.

Es responsabilidad de los Agentes del MEM, independientemente de la existencia de

contratos con garantía de abastecimiento, la instalación de relés de corte por subfrecuencia por un porcentaje de su demanda determinado por CAMMESA, de acuerdo a lo indicado en las Normas vigentes.

El esquema actual de cortes por relés de subfrecuencia determinado por CAMMESA está conformado por escalones de corte por relés de frecuencia absoluta (Fabs), por relés de corte por decremento de la frecuencia (F / t) y de derivada de la frecuencia (df/dt).

La conformación del mismo depende de la ubicación geográfica y de la potencia declarada del Agente:

a) Demandas ubicadas en el área GBA, Santa Fe, Entre Ríos, Pcia. de Buenos Aires.

El esquema está conformado por 7 escalones de corte.

Escalón	relé Fabs Frecuencia de corte (Hz)	relé F/t pendiente (Hz/s)	relé df/dt pendiente (Hz/s)	Porcentaje mínimo a cortar (%)
1	49,0	no	- 0,8	3,0
2	48,9	no	- 0,8	4,0
3	48,8	no	- 0,8	6,0
4	48,7	no	- 0,8	6,5
5	48,6	no	- 0,9	9,0
6	48,5	no	no	10,0
7	48,4	no	no	3,5

El 3,5% de carga correspondiente al escalón 7 se desconectará en caso de que la frecuencia no se recupere por encima de 49 Hz luego de 5 seg.

El umbral de frecuencia requerido para habilitar la desconexión de relés de derivada (df/dt):se establece en 49.8 Hz y la temporización de 140 ms

Los automatismos de corte de demanda deben la frecuencia absoluta en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda.

El Agente que no tenga implementado alguno de estos escalones, debe agregar el valor de esa demanda a un escalón superior, en el caso de relés de frecuencia absoluta, y al de pendiente - 0,8 Hz/seg en el caso de relés de derivada. Es obligatorio, por lo tanto, contar como mínimo con un escalón de corte por frecuencia absoluta y uno por relé de derivada.

b) Demandas ubicadas en el resto de las áreas del SADI.

El esquema está conformado por 7 escalones de corte.

Escalón	relé Fabs Frecuencia de corte (Hz)	relé F/t pendiente (Hz/s)	relé df/dt pendiente (Hz/s)	Porcentaje mínimo a cortar (%)
1	49,0	no	no	4,5
2	48,9	no	no	4,0
3	48,8	no	no	6,0
4	48,7	no	no	6,5

5	48,6	no	no	9,0
6	48,5	- 0,75	no	10,0
7	48,4	- 0,90	no	2,0

Los automatismos de corte de demanda deben medir, tanto la frecuencia absoluta como la pendiente de decaimiento, en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda. La pendiente de los relés decrementales debe ser medida entre 49,2 y 48,9 Hz.

El Agente que no tenga implementado alguno de estos escalones, debe agregar el valor de esa demanda a un escalón superior, en el caso de relés de frecuencia absoluta, y al de pendiente 0,75 Hz/seg en el caso de relés decrementales. Es obligatorio, por lo tanto, contar como mínimo con un escalón de corte por frecuencia absoluta y uno por relé decremental.

3.4.2 Acciones de Control en Emergencias: DAG y DAD. Adaptabilidad del Sistema.

En Argentina se han implementado muchos Esquemas de Control de Emergencias, para posibilitar una mayor utilización del sistema de transporte existente.

El esquema de Control DAD, está implementado en algunos subsistemas (por ejemplo San Juan), que al perder su vínculo mayor, necesita adaptar la demanda al sistema de transmisión resultante. Las demandas asociadas a este esquema no deben coincidir con las del esquema de subfrecuencia.

El esquema de Control DAG, es ampliamente utilizado para adecuar la generación de una zona determinada, a un sistema de transmisión que ha perdido uno o más vínculos con el resto del sistema (Comahue, Cuyo, NEA), y también, para mejorar la respuesta dinámica de subsistemas remotos con altos saldos de energía exportables, ante las mayores excursiones de la frecuencia en el SADI. Ciertos eventos en el sistema, pueden ocasionar la activación de DAG en más de un área remota, pero el diseño contempla que la DAG suma de estos esquemas de control no supere el 34 % de la Demanda Bruta del SADI.

Los esquemas de Control DAG que tienen impacto sobre el funcionamiento global del SADI, están implementados sobre PLC's y determinados por funciones lógicas, y presentan por ello una gran adaptabilidad.

3.4.3 Formación de Islas

Existen actualmente zonas del país que, por su topología, se convierten en islas naturales ante la pérdida de vínculos con el resto del sistema. Para estos casos y donde el balance de generación – demanda lo permite, se han desarrollado automatismos que equilibran rápidamente tales desbalances favoreciendo el tránsito hacia una nueva condición de operación, tal como ocurre en el NOA (Noroeste Argentino), Centro – Cuyo – NOA, y también en el área Comahue.

No obstante ello, está en marcha el estudio de un conjunto de islas cuyo objetivo, es asegurar la escisión controlada del sistema en islas eléctricas, luego de eventos que por su severidad, requieren de este tipo de solución.

3.4.4 Arranque en Negro

Existen maniobras de recuperación luego de un colapso a partir de áreas estratégicas. No obstante, en el S.A.D.I. hay distribuida una cierta cantidad de generadores con arranque en negro que permitirían, independientemente de como se recupere el sistema de 500 kV, ir reponiendo islas con generación-demanda equilibradas. Esta recuperación permitirá llegar antes a los centros de generación con calderas (TV) y asegurar sus Servicios Auxiliares y su disposición para su arranque.

Así mismo, cada una de estas zonas tiene su plan estratégico para iniciar la recuperación a través de sistemas aislados, mediante una configuración topológica conveniente.

Está desarrollándose en este momento, un proyecto para revisar estos procedimientos en las áreas de mayor carga.

3.5 Potencia Reactiva

3.5.1 Reserva operativa para contingencias simples

La reserva consiste en el margen disponible en la curva de capacidad de los generadores. El procedimiento técnico de control de tensión, establece que los generadores en condiciones normales deben aportar reactivo hasta el 90 % de la curva de capacidad, reservando el máximo aporte para condiciones de emergencia.

3.5.2 Reserva dinámica ante grandes eventos

El sistema opera con reservas dinámicas de reactivo, consistentes en: márgenes reservados en compensadores sincrónicos (Ezeiza), compensadores estáticos (Rodríguez), y la desconexión de reactores ante grandes eventos (El Bracho). Se establecen además, recursos de control de tensiones en post-falla, habilitados sobre algunas de las líneas del corredor Comahue – Gran Buenos Aires.

3.6 Características de Diseño de los Equipos e Instalaciones

3.6.1 Existencia de Normas Específicas para determinar la cargabilidad de los equipos

No existen normas específicas. La responsabilidad de las sobrecargas admitidas en función del tiempo de duración, corresponde a cada Centro de Operaciones, y las normas empleadas para ello se adoptan en función del fabricante del equipo.

3.6.2 Diseño de las Estaciones Transformadoras adaptable a los requerimientos de las interconexiones

Los conceptos de diseño están adaptados a los requerimientos de las interconexiones. Existen límites físicos bien identificados, que permiten establecer las responsabilidades, y coordinar las tareas inherentes a cada propietario que accede a la Estación Transformadora.

4. resultados operativos.

4.1.1 Frecuencia de colapsos e Implicancias.

No existen colapsos totales del sistema, sólo se han registrado colapsos parciales en zonas particulares, caracterizadas por déficits de generación y con alimentación radial. Sin embargo, el pluralismo de intereses en este mercado desregulado, ha conducido rápidamente a encontrar las soluciones adecuadas para evitar los colapsos, o minimizar los riesgos.

4.1.2 Vulnerabilidad del sistema ante operación con la Red no completa

Las condiciones de operación se adaptan al estado N-1 de la red, realizando un despacho económico de la generación, el que contempla las restricciones establecidas por los transportistas para estos casos. Los estudios que establecen tales restricciones tienen en cuenta los criterios de desempeño del sistema, e involucran tanto niveles de tensión aceptables en contingencias, amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, estabilidad transitoria y desequilibrios generación – demanda por fallas, que conducen a regímenes de sobre o sub-frecuencia.

4.1.3 Índices actuales de Calidad y Confiabilidad

Para el sistema de Transmisión, los índices actuales de calidad quedan bien representados por las tasas de falla de las líneas de transmisión. Ésta varía según las Empresas de Transporte, a saber:

Empresa	Número de Fallas cada 100 km - año
TRANSENER (Transporte Troncal de 500kV)	0.55
TRANSNOA (Nor-Oeste Argentino)	3.70
TRANSNEA (Nor-Este Argentino)	5.35
TRANSBA (Pcia. de Buenos Aires)	3.27
TRANSCOMAHUE (Río Negro, Neuquén, Sta Rosa)	4.02
DISTROCUYO (Mendoza, San Juan)	2.48

En el caso de TRANSENER, las tasas de falla NO incluyen atentados.

4.1.4 Acciones adoptadas por el Estado ante la ocurrencia de las fallas

El estado ha velado por el cumplimiento de lo establecido en el régimen de sanciones vigentes, y ordenado aplicar las sanciones correspondientes.

Luego de un evento significativo durante 1999, que afectó una zona con alta densidad de carga en el Gran Buenos Aires, el estado destacó la falta de planificación para responder a emergencias ocasionadas por siniestros que afectan las vías principales de suministro. Destacó la necesidad de avanzar en la planificación de alternativas para cubrir esta clase de emergencias.

La instalación de grupos constituidos por Ciclos Combinados de gran envergadura (~ 800 MW), trajo aparejado mayores recaudos para prevenir las salidas intempestivas de

tales grupos, traduciéndose en la incorporación de ensayos específicos más rigurosos para su habilitación comercial.

4.1.5 Respuesta de los Agentes privados ante las fallas.

Los agentes privados han incrementado los estudios del sistema de potencia, para aumentar la seguridad del mismo y considerar nuevas alternativas confiables de suministro ante los eventos.

4.1.6 Respuesta de los Agentes privados ante las acciones ejercidas por el Estado.

En general, se han aceptado las sanciones y disposiciones adoptadas por el Estado.