



The World Bank



ESMAP

Energy Sector Management
Assistance Programme



United States

Department of Energy

Science, Security and Energy: Powering the 21st Century

BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER

PROYECTO CIER 03 – Fase I
INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS
EL MARCO REGULATORIO EN URUGUAY

Mercados Energéticos S.A.
Power Systems Research, Inc
Mercados de Energía S.A.
Power Technologies, Inc
Sigla S.A.

Junio de 2000

URUGUAY

DESCRIPCION DE LA REGULACIÓN NACIONAL EN RELACIÓN A LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

EL MARCO REGULATORIO EN URUGUAY

INDICE

1. ASPECTOS INSTITUCIONALES.....	3
1.1. Instituciones del Mercado Eléctrico Mayorista.....	3
1.1.1 <i>Previsiones de la Regulación para las Instituciones del Mercado.</i>	4
1.2. Organización prevista para el Mercado Eléctrico Mayorista.	7
1.3. Participación del sector privado.	8
1.3.1 <i>Previsiones para la participación del sector privado</i>	8
1.4. El Tratado de Salto Grande.....	9
1.5. Eficiencia y transparencia.	13
2. TRANSMISION.	13
2.1. Sistema de Transmisión.	13
2.2. Criterio Remuneratorio del Transportista	14
2.3. Procedimientos de expansión de la red.	17
2.4. Peajes en la distribución.....	18
3. MERCADO SPOT Y A TERMINO.	19
3.1. Conformación del Mercado.....	19
3.2. Precios de la energía.	19
3.3. Transferencias de Potencia y Energía.	21
4. ASPECTOS COMERCIALES Y LEGALES	23
4.1. Mecanismos de pago y cobro.....	23
4.2. Previsiones en cuanto a solución de divergencias.....	24
4.3. Garantías.	24
5. ESTRATEGIA TECNICO-ECONOMICA APLICADA EN RELACION CON LA CALIDAD.....	24
5.1. Criterios de desempeño mínimo.....	24
5.2. Criterios de compensación por transferencia de calidad.....	24
5.3. Penalidades y premios.....	25
5.4. Esquema de alivio de cargas (EAC).....	25
5.5. Costo de falla o racionamiento.....	25
6. PROCEDIMIENTOS DE OPERACION.....	26
6.1. Jerarquías Operativas.	26
6.2. Habilitación de Operadores.....	26
6.3. Ejecución de maniobras	26
6.3.1 <i>Procedimiento de operación</i>	26
6.3.2 <i>Filosofía de Operación</i>	27
6.3.3 <i>Comunicaciones de servicio</i>	28
6.3.4 <i>Permisos de Trabajo (consignas)</i>	28
6.3.5 <i>Procedimiento de maniobras</i>	28
6.4. Coordinación para la ejecución de Mantenimientos	29

6.5. Procedimientos para Trabajos con Tensión.....	29
6.6. Procedimientos para estados de emergencia	30
6.7. Obligaciones en cuanto al reactivo.....	30
6.8. Normas y requisitos para la Incorporación de Nuevas Instalaciones	31
7. REQUERIMIENTOS TECNICOS.....	31
7.1. Uso de elementos de control	31
7.2. Previsiones del Convenio de Interconexión de Salto Grande.....	31
8. SITUACION OPERATIVA.	33
9. ASPECTOS INSTRUMENTALES.....	36
9.1. Modelos Utilizados.	36
9.1.1 Mediano plazo.	36
9.1.2 Objetivo.	36
9.1.3 Principales características:.....	36
9.1.4 Datos de entrada:	37
9.1.5 Criterios prefijados	37
9.1.6 Metodología de cálculo	37
9.1.7 Datos de salida utilizados para el despacho semanal.....	37
9.1.8 Largo plazo.....	38
9.1.9 Principales características.....	38
9.1.10 Modelo MURVAGUA -MURDOC.....	38
9.1.11 Principales características.....	38
9.1.12 Módulos.....	39
9.1.13 Metodología.....	39
9.1.14 Sistema de medición comercial	40
9.1.15 Sistema de adquisición de datos en tiempo real.....	41

URUGUAY

DESCRIPCION DE LA REGULACIÓN NACIONAL EN RELACIÓN A LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

EL MARCO REGULATORIO EN URUGUAY

1. ASPECTOS INSTITUCIONALES.

1.1. Instituciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

El Mercado Eléctrico Mayorista de la República Oriental del Uruguay ha sido creado mediante la Ley Marco, N° 16.832 del 17 de junio de 1997 y regulado mediante su Decreto Reglamentario, orientando especialmente al desarrollo de la oferta libre de generación

No obstante ello, el Uruguay no posee al presente un sector eléctrico con estructura de mercado, siendo aun una tarea pendiente constituir y poner en marcha las instituciones y concretar el mercado eléctrico mayorista previstos en la legislación.

En la actualidad, el servicio eléctrico se atiende a través de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), organizada como una empresa estatal con responsabilidad monopólica en todas los segmentos del negocio eléctrico, inclusive el Despacho Nacional de Cargas (DNC).

Existe también la empresa binacional Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), destinada a la explotación de la Central Hidroeléctrica del mismo nombre y descrita en el presente informe bajo el título Tratado de Salto Grande.

De acuerdo con la Ley Orgánica de UTE, N° 15.031 del 4 de julio de 1980, la empresa tiene los siguientes cometidos:

- Generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica en las formas y condiciones establecidas en la mencionada ley,
- El suministro de energía eléctrica a quien lo solicite,
- La compra o venta de energía eléctrica de acuerdo con los convenios de interconexión internacional,
- La compra o venta de energía eléctrica a organismos interestatales en que sea parte la República Oriental del Uruguay,
- La participación en toda elaboración de planes o proyectos que se refieran o tengan incidencia en el sistema eléctrico nacional.
- La operación del DNC,
- La compra y venta de energía eléctrica a empresas autorizadas a funcionar como generadores.

Esta empresa integrada verticalmente se encuentra regulada en cada una de sus etapas:

- En la generación: se establece que los precios de los combustibles declarados al Despacho no pueden superar los valores de referencia que a tal efecto fije el Poder Ejecutivo,

- en el transporte y en la distribución: se establecen precios máximos por los servicios y se habilita el libre acceso no discriminado a la capacidad de transporte no comprometida para suministrar la demanda contratada.

No obstante esas regulaciones y aunque la Ley Marco establece y tipifica la figura de Gran Consumidor, la posición dominante de UTE no ha alentado hasta el presente que ningún consumidor potencialmente libre solicite y obtenga dicho carácter.

1.1.1 Previsiones de la Regulación para las Instituciones del Mercado.

Las responsabilidades de las instituciones del Mercado Eléctrico Mayorista establecidas en la Ley Marco y su Decreto Reglamentario, se reseñan a continuación.

Las responsabilidades sobre regulación del Mercado corresponden a la **Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica**, que será creada en el ámbito del Poder Ejecutivo Nacional. Correspondiendo sus responsabilidades al citado Ministerio hasta su creación, a desarrollar mediante la **Dirección Nacional de Energía**. La unidad estará dirigida por una Comisión integrada por tres miembros designados por el Poder Ejecutivo.

Los cometidos previstos son:

- a) Dictar reglamentos en materia de seguridad y calidad de los servicios prestados, de los materiales y de los dispositivos eléctricos a utilizar.
- b) Dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos; de control y uso de medidores e interruptores y reconexión de suministros.
- c) Asesorar al Poder Ejecutivo en materia de:
 - i) otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones relativas a actividades del sector eléctrico, así como lo relacionado al seguimiento de los convenios que celebren los agentes del mercado, y
 - ii) en la fijación de tarifas de venta de energía eléctrica a terceros por parte de los suministradores del servicio público de electricidad.
- d) Constituir por sorteo el Tribunal Arbitral que dirimirá los conflictos que se susciten por la participación de los agentes. A tales efectos se procederá a que cada parte designe un árbitro y éstos, de común acuerdo, al tercero. No mediando este acuerdo lo designará la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica. Igual procederá cuando una de las partes incurra en mora de designar su árbitro.

Las responsabilidades correspondientes al despacho y coordinación de la operación corresponden a la **Administración del Mercado Eléctrico (ADME)**, a ser creada como persona pública no estatal, con el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica. Hasta su creación las responsabilidades de la ADME corresponden al **Despacho Nacional de Cargas (DNC)**, constituido y operativo en el ámbito de UTE.

Se prevé el desarrollo de la ADME a partir del actual DNC.

La Ley prevé que la Dirección de la ADME estará a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros. Serán designados: uno por el Poder Ejecutivo - que lo presidirá -, uno por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), uno por la Delegación Uruguay de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y los otros dos representarán a los demás agentes del mercado.

El Directorio estará integrado por cuatro miembros hasta que se instalen en el país generadores privados con una potencia de al menos 10 MW. En caso de empate el voto de su Presidente decidirá la votación. Los miembros del Directorio no percibirán remuneración alguna con cargo a la ADME.

La operación de las instalaciones de los generadores y transmisores que conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como la operación de las interconexiones internacionales, será coordinada por la ADME a través del DNC, de acuerdo con las normas contenidas en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aún por dictarse. Esta coordinación tendrá como objetivo lograr la operación al mínimo costo del sistema entre los generadores que concurran al abastecimiento del mercado, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Además de la función de despacho económico antes señalada, el DNC realizará el despacho físico de las unidades generadoras del SIN y de las interconexiones internacionales y efectuará el control del sistema de transmisión. Asimismo, el DNC impartirá las instrucciones de gestión económica de los embalses.

La regulación prevé, no obstante esa función de coordinación, que los propietarios de las instalaciones serán los responsables últimos de la operación y seguridad de ellas, debiendo justificar debidamente los apartamientos que se produjeran entre las instrucciones recibidas del despacho y la operación efectivamente realizada.

Por sí o a través de su representación en el directorio de la ADME, los agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica tendrán derecho a revisar la información, los modelos matemáticos, los resultados de la programación de la operación, los precios spot sancionados, y en general, todos los antecedentes utilizados por dicho organismo para cumplir su cometido.

El futuro Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica especificará, entre otros aspectos, el sistema de mediciones y de comunicaciones para el buen funcionamiento del mercado, y definirá la forma en que los agentes se harán responsables por la instalación de los equipos en los puntos de entrada y de retiro de energía del sistema.

Los cometidos de la ADME son:

- a) Planificar la operación del SIN, elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo resultantes de esta planificación y comunicarlos a los agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica para que operen sus instalaciones de acuerdo con ellos;
- b) Coordinar la operación de las interconexiones internacionales con los despachos nacionales de los países de la región;
- c) Controlar el cumplimiento de los programas de operación de corto plazo establecidos y ordenar a los generadores acatar las medidas correctivas dispuestas;
- d) Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones, controlar el cumplimiento de los programas resultantes y ordenar a los generadores y transmisores acatar las medidas correctivas necesarias;
- e) Calcular los costos marginales de corto plazo y precios de energía y potencia aplicables al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, así como toda otra remuneración que establezca el Poder Ejecutivo por servicios no comprendidos en los conceptos anteriores.
- f) Calcular la energía y potencia firme de cada una de las unidades generadoras;

- g) Garantizar a los generadores del SIN la compra o venta de energía, cuando, como resultado de la operación a mínimo costo del conjunto del sistema, se produzcan diferencias entre sus compromisos de entrega de energía y la suma de la energía generada por sus unidades y de la energía firme comprada a otros generadores;
- h) Determinar y valorizar las transferencias de energía entre los agentes del Mercado Mayorista que se produzcan como resultado de la operación a mínimo costo del conjunto del sistema, las que se efectuarán al precio spot del sistema;
- i) Calcular las remuneraciones por potencia establecidas;
- j) Emitir facturas a cada agente comprador por cuenta y orden de los vendedores;
- k) Proponer al Poder Ejecutivo las modificaciones del Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;
- l) Elaborar los informes regulares establecidos en la regulación.

Se prevé que las disposiciones de coordinación, que en virtud de la normativa vigente emita la ADME, serán obligatorias para todos los agentes conectados al SIN.

El presupuesto anual de la ADME, aprobado por el Poder Ejecutivo previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto del Ministerio, será financiado por la Tasa de DNC.

Pagarán esta tasa los agentes del mercado mayorista de energía eléctrica que defina la reglamentación. La suma de tasas a aplicar no podrá superar el 2,5% del monto total del suministro, exportación o tránsito, y será recaudada por la ADME en base a liquidaciones conforme defina la reglamentación.

A los fines de la determinación de las tarifas de distribución, la ADME deberá elaborar y presentar al Ministerio de Industria, Energía y Minería, a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica y a los agentes del mercado un informe que explicita y justifique la programación prevista para el siguiente período de estabilización tarifaria, el que contendrá como mínimo:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico.
- b) Características de la oferta de generación: programa de obras, programa de mantenimiento, indisponibilidad forzada prevista, indisponibilidad total y pronóstico de aportes hidráulicos.
- c) El programa de obras de generación y transmisión considerado.
- d) Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación.
- e) Las operaciones de importación y exportación de energía previstas.
- f) La secuencia de costos marginales de energía.
- g) Los precios de la potencia y de la energía.
- h) Los factores de pérdidas.
- i) Los valores resultantes para los precios de nodo.

Para la preparación del informe citado en el artículo anterior, la ADME está facultada para requerir toda la información necesaria a los agentes del mercado, los que tendrán la obligación de proveerla en los plazos que se estipulen.

Se prevé que, en base a dicho informe definitivo, el Poder Ejecutivo con el asesoramiento de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, procederá a fijar y publicar los precios de nodo y las correspondientes tarifas.

1.2. Organización prevista para el Mercado Eléctrico Mayorista.

La Ley prevé que las actividades de la industria eléctrica estarán sometidas al control técnico y económico del Estado, entendiéndose por control técnico la aplicación de las normas técnicas sobre calidad y seguridad del servicio y por control económico (aplicable éste a los prestadores de servicios públicos), la aplicación de las normas sobre regulación de los precios de los servicios que prestan.

La Ley califica de servicio público las actividades de transmisión, transformación y distribución en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente.

Se habilita la realización simultánea de una o varias actividades de la industria eléctrica. En este último caso deberán presentarse resultados económicos de gestión separados para cada una de las actividades de generación, transmisión y distribución, según las normas que al efecto impartirá el Poder Ejecutivo.

Serán agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica los generadores, distribuidores, y grandes consumidores.

El papel de los transmisores como agentes del mercado estará restringido únicamente a suministrar el servicio de transmisión de energía propiedad de terceros.

Las definiciones de los agentes del Mercado Mayorista previstas en la Ley son las siguientes:

- a) Generador: el titular de una o más centrales de generación eléctrica instaladas en el país, y los organismos internacionales constituidos para la explotación compartida de centrales generadoras de energía eléctrica, binacionales o multinacionales, en que sea parte el Uruguay, los que actuarán en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica por intermedio de su respectiva representación nacional. Estas centrales deberán comercializar su producción en forma total o parcial.
- b) Distribuidor: el titular de instalaciones de distribución que realiza la actividad de distribución y comercialización minorista de energía eléctrica.
- c) Transmisor: el titular de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión de energía eléctrica, o los organismos internacionales constituidos para el desarrollo de esta actividad, binacionales o multinacionales, en que sea parte el Uruguay, los que actuarán en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica por intermedio de su respectiva representación nacional.
- d) Importador: el generador, distribuidor o gran consumidor titular de una autorización de importación de energía eléctrica. Un gran consumidor solo podrá importar energía y potencia destinadas a su propio consumo.
- e) Exportador: el generador del mercado mayorista titular de una autorización de exportación de energía eléctrica.
- f) Gran Consumidor: el consumidor titular de un suministro con potencia contratada no inferior a 1 MW, que opta por adquirir su energía en el mercado mayorista de energía eléctrica.
- g) Autoproducer: es un consumidor titular de un suministro de electricidad que genera energía eléctrica como producto secundario. Su potencia instalada de generación debe ser superior a 500 kVA. El reglamento de operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica establecerá las condiciones de energía mínima generable anual que deberá cumplir.

Debe observarse que las definiciones anteriores no invalidan la permanencia de UTE como entidad central del sector, siendo que podrá desempeñar las distintas actividades de prestación del servicio cumplimentando la obligación legal de presentar cuentas separadas.

1.3. Participación del sector privado.

Al presente, no existe participación privada en el sector eléctrico uruguayo.

Se ha llevado a cabo un proceso licitatorio del tipo PPA para la instalación una central termoeléctrica en Paysandú, aunque no se ha efectuado su adjudicación, pese al tiempo transcurrido. Hay referencias sobre un proyecto semejante en Montevideo.

Se aprecia que la política energética seguida por UTE en el presente ha confiado más en la optimización de las centrales existentes y la importación desde el mercado excedentario de Argentina que en la instalación de nueva generación térmica en el Uruguay y se estima que esa política continuará al menos hasta que se concrete el gasoducto ya autorizado y contratado desde Punta Lara (Argentina) hasta Montevideo.

Se estima que en oportunidad de concretar esa vinculación se seleccionará el camino a seguir, optando entre la licitación de acuerdos del tipo PPA o la inversión en nueva generación y repotenciación de las unidades existentes a cargo de UTE, o eventualmente, la evolución hacia una estructura de mercado.

Durante enero del corriente año, la Secretaría de Energía de Argentina autorizó la contratación por UTE de 200 MW, a exportar a Uruguay por 2 generadores argentinos. Se trata de contratos de potencia firme, que substituyen la energía tomada en el momento del sistema argentino por UTE en los términos del Tratado de Salto Grande como energía de substitución (no firme) por la suministrada por esos agentes privados del MEM argentino (firme).

UTE ha negociado un contrato con otro generador argentino, que se encuentra al momento en consideración en la Secretaría de Energía de Argentina.

1.3.1 Previsiones para la participación del sector privado

La Ley contiene amplias previsiones respecto a la futura participación del sector privado en la industria eléctrica, que se resumen a continuación.

Para el ejercicio de cualquiera de las actividades de la industria eléctrica se requieren las autorizaciones, concesiones y aprobaciones del Poder Ejecutivo.

La instalación y explotación de grupos generadores y líneas de transmisión, sean o no de servicio público, que funcionen interconectadas al SIN, requiere de autorización.

Siempre que se utilicen recursos hidráulicos de dominio público para la generación de energía eléctrica, se requiere además de permiso o concesión de uso de aguas, de acuerdo con lo que dispone el Código de Aguas y su reglamento.

La instalación y operación de centrales geotérmicas en lo que respecta al uso de la fuente primaria, se regirá por una normativa especial a dictarse.

El servicio público de electricidad, definido como el suministro regular y permanente de energía eléctrica efectuado mediante redes de distribución, en una zona de servicio y destinada al consumo de los suscriptores (consumidores no libres), quedará sometido a las disposiciones del Reglamento de Distribución que será dictado por el Poder Ejecutivo.

La importación y exportación de energía eléctrica serán autorizadas por el Poder Ejecutivo.

La explotación de instalaciones de generación y transmisión que no se conecten al SIN, no requiere de autorización. Ello sin perjuicio del cumplimiento de la normativa técnica que se dicte.

Para actuar como autoprodutor interconectado al SIN y para obtener el acceso al mercado mayorista de energía eléctrica se requerirá autorización del Poder Ejecutivo. Un autoprodutor autorizado a participar en el mercado mayorista colocará sus excedentes con las mismas reglas establecidas para los generadores y será considerado como gran consumidor a efectos de cubrir su energía faltante y su potencia contratada.

Los autoprodutores interconectados al SIN que no hayan solicitado acceso al mercado mayorista deberán suministrar en caso de necesidad, a requerimiento del Poder Ejecutivo, sus excedentes de energía eléctrica a un precio que permita la recuperación de sus costos variables de generación.

La solicitud para la obtención de las autorizaciones para la instalación y explotación de grupos generadores y líneas de transmisión, sean o no de servicio público, que funcionen interconectadas al SIN, será presentada por el interesado al Ministerio de Industria, Energía y Minería, y será analizada y hecha pública para establecer la existencia de otros interesados u oposiciones.

El Poder Ejecutivo, previo informe de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, resolverá fundadamente acerca de la solicitud de autorización y de sus planos de servidumbres, en un plazo máximo de ciento veinte días a contar de la fecha en que se efectuó la solicitud, decidiendo a favor de la solicitud que presente condiciones más ventajosas.

La autorización para la construcción de centrales de generación y líneas de transmisión no conectadas al SIN, quedará condicionada al cumplimiento por parte del solicitante, de los mismos requerimientos sobre seguridad de las instalaciones vigentes para centrales de generación y líneas de transmisión conectadas al SIN.

1.4. El Tratado de Salto Grande.

El Tratado de Salto Grande, suscrito en 1946, establece los principios para la construcción y explotación del aprovechamiento hidroeléctrico binacional del Río Uruguay a la altura de Salto y el sistema de transmisión construido al efecto, sistema que constituye el vínculo eléctrico internacional más fuerte de la región al presente.

El Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética del 12 de Febrero de 1974 entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, suscrito en Salto Grande el 27 de mayo de 1983 es un instrumento complementario del Tratado dirigido a la optimización conjunta de los dos sistemas nacionales y merece consideración especial, en atención a su trascendencia respecto al sector eléctrico de Uruguay.

El Convenio mencionado fue suscrito por las Partes con anterioridad a la transformación del sector eléctrico argentino al sistema de mercado y contiene previsiones que no se aplican a la actual organización de la industria en ese país, por lo cual las autoridades argentinas consideran necesaria su revisión.

Al respecto puede indicarse que ambas Cancillerías han suscrito en Noviembre de 1999 notas reversales que facultan a la Comisión de Interconexión a llevar a cabo una revisión del Convenio a efectos de adecuarlo a las previsiones de libre mercado contenidas en el

Protocolo de Ouro Preto que trata el comercio en el ámbito del MERCOSUR y prevén enmarcar las transacciones de energía entre ambos países en los términos de la regulación argentina vigente (Resolución Secretaría de Energía N° 21/97). El proceso de adecuación está iniciándose al presente.

Los objetivos esenciales fijados para el Convenio son:

- a) Realización de intercambios de energía y potencia eléctricas y establecimiento de un régimen operativo permanente y estable con conocimiento global y completo de las necesidades y posibilidades de cada sistema interconectado nacional.
- b) Suministro de energía eléctrica de sustitución cuando difieran los costos marginales entre ambos sistemas con el fin de minimizar costos totales.
- c) Absorción recíproca de eventuales excedentes de energía eléctrica, realizada de común acuerdo entre ambas Partes.
- d) Asistencia de los sistemas eléctricos en caso de emergencia

El sistema de transmisión dedicado a la interconexión internacional en Salto Grande está compuesto por:

- a) El anillo en 500 kV formado entre las Subestaciones Salto Grande Argentina, Salto Grande Uruguay, San Javier, Colonia Elia y Salto Grande Argentina, formado por las líneas y las cuatro subestaciones enumeradas con las instalaciones de transformación, protección y control, así como las salidas de las líneas no comunes.
- b) La línea de 150 kV entre Subestación Concepción del Uruguay y la Subestación Paysandú.
- c) La línea de 150 kV entre la Subestación Concordia y la Subestación Salto.

En cuanto a las transacciones de energía entre países, el Convenio considera que cada Parte:

- pondrá a disposición de la otra la capacidad disponible en su sistema eléctrico, a efectos de contratar intercambios de potencia y energía u otras prestaciones, con la sola limitación de la continuidad, la seguridad y la calidad de servicio del sistema que la envía.
- decidirá como único juez en cuanto a las condiciones bajo las cuales es económico el intercambio.

Los intercambios y servicios se encuentran tipificados de la siguiente forma:

- a) Suministro de energía de sustitución:

Como el suministro de energía de una Parte a la otra para reemplazar energía que la segunda está en condiciones de producir en condiciones menos económicas.

- b) Suministro de potencia:

Como poner a disposición de la otra Parte una dada potencia por un lapso prefijado.

- c) Suministro de emergencia:

Como el suministro de potencia y energía ante emergencias en el sistema de la otra Parte.

- d) Suministro de energía por necesidad de la parte vendedora:

Como la energía ofrecida por la Parte vendedora por razones técnicas de su servicio.

- e) Peaje por transporte de energía:

Se entiende por tal el servicio que una Parte presta a la otra para que ésta alimente su propio mercado eléctrico, poniendo a disposición instalaciones de transmisión.

f) Intercambio de reserva de potencia rotante:

Se entiende por tal la puesta a disposición de potencia rotante que una Parte hace a la otra en un todo de acuerdo al criterio adoptado de reserva de potencia rotante.

g) Suministro de potencia garantida:

Como el servicio que una Parte presta a la otra garantizando una determinada potencia por un lapso preestablecido.

El Convenio prevé como se determinará el precio de los intercambios y servicios eléctricos recíprocos

a) El precio de la energía de sustitución se determina para cada transacción de la siguiente forma (en todos los casos la Parte compradora tiene capacidad para cumplir con su programa de reserva rotante):

- 1) En ambos sistemas existe reserva rotante. El precio de la energía de sustitución de origen térmico resultará igual al promedio de los costos marginales de los sistemas, considerados a las potencias a las que iban a operar para la Parte compradora y a las potencias a las que van a operar para la Parte vendedora.
- 2) La Parte compradora evita poner máquinas en servicio y la Parte vendedora tiene exceso de potencia rotante. El precio de la energía de sustitución de origen térmico resulta como el promedio entre el costo medio de producción (consumo específico medio por costo de combustible pactado) de las máquinas que el comprador evita poner en servicio a las potencias a las que iban a operar y el costo marginal medio de las máquinas que la Parte vendedora pone a disposición de la Parte compradora a las potencias a las que van a operar. Los costos de arranque evitados se distribuyen en partes iguales.
- 3) La Parte compradora evita poner máquinas en servicio y la Parte vendedora debe hacerlo. El precio de la energía de sustitución de origen térmico resulta como el promedio entre el costo medio de producción de las máquinas que el comprador evita poner en servicio a las potencias a las que iban a operar y el costo medio de producción de las máquinas que el vendedor entrará en servicio, a las potencias a las que van a operar. A ello se agregará el promedio de los costos de arranque y parada de las unidades involucradas.

b) Suministro de Potencia. El precio constará de tres componentes:

- 1) Cargo fijo, función de la potencia y del tiempo que la misma permanezca al servicio de la otra Parte que se convengan en la transacción, y que permita recuperar las cargas de capital de inversión actualizada y otros costos fijos de las unidades generadoras puestas a disposición de la Parte compradora.
- 2) Energía que permita recuperar, cuando corresponda los gastos incrementales o específicos de combustibles.
- 3) Arranque y parada al ser necesaria la entrada en servicio de una o más unidades generadoras, en cuyo caso la potencia a contrata no podrá ser inferior al mínimo técnico de las mismas.

c) Suministro de emergencia: El precio para esta modalidad de suministro será igual al detallado en el punto anterior.

- d) Suministro de energía por necesidad de la Parte vendedora. El precio de esta energía será como máximo el costo incremental en barras de la parte vendedora, pero podrá acordarse otro precio si éste resultara mayor que el costo incremental de la Parte compradora.
- e) Peaje por transporte de energía. El precio de este servicio será fijado por la Comisión de Interconexión.
- f) Intercambios de reserva de potencia rotante. Cada Parte aportará la proporción de reserva de potencia rotante que usualmente dispone hasta el momento en que la Comisión de Interconexión establezca las reglas generales para que en cada oportunidad a nivel operativo se determinen los valores de reserva rotante que correspondan a cada Parte.
- g) Valoración de energía hidráulica:
 - 1) Cuando se den situaciones de vertimiento, la energía no ubicable en el diagrama de demanda del país propietario, será ofrecida a un valor incremental nulo.
 - 2) En otras situaciones el precio de venta del kWh generado por centrales hidráulicas será determinado en cada caso por un programa de computación a perfeccionar por la Comisión de Interconexión en el que se introducirán entre otras, las siguientes variables:
 - hidraulicidad estación del año - hora del día en que se vende
 - cota de la represa - cantidad de energía despachada - riesgo
 - costo de la explotación - rentabilidad
- h) Para los tipos de intercambios que signifiquen ahorros mutuos se procurará una distribución equitativa de los mismos.

El Convenio contiene cláusulas de fijación de precios que se encuentran desactualizadas, por lo que al presente se encuentra suspendida la prestación de algunos de los servicios, como ser la asistencia de emergencia.

Entre las transacciones previstas en el Convenio, la energía de sustitución representa el mecanismo más utilizado por ambos países para la adquisición de energía. Al respecto, las adecuaciones implementadas por la Comisión de Interconexión consisten esencialmente en habilitar el suministro si se satisfacen las siguientes condiciones:

- Si la afectación del programa del país vendedor no supera el 10% respecto al previsto y ambas partes obtengan beneficio
- Cuando siendo la afectación superior al 10% la energía a intercambiar sea superior a la que puede producir el parque no operado de la otra parte. En este caso se incluirán las máquinas falla para determinar los costos de las máquinas substituidas de la parte compradora.

Respecto a las transacciones, el Convenio prevé que cada Parte emitirá una factura por las ventas que haya efectuado la que será abonada por la Parte deudora dentro de los 30 días de su presentación previa compensación de los débitos que ambas Partes contrajeron durante el período considerado.

El Convenio contiene criterios y requerimientos técnicos para la operación interconectada que han sido objeto de reiteradas revisiones por parte de la Comisión de Interconexión. Los criterios originales se detallan bajo el rubro Requerimientos Técnicos. No ha sido posible disponer del conjunto de criterios actualizados.

1.5. Eficiencia y transparencia.

No resulta posible evaluar eficiencia y transparencia en la operatoria actual de la empresa monopólica UTE, en particular atendiendo a que, hasta el presente, ésta no ha cumplimentado la obligación legal de suministrar sus resultados económicos desagregados por etapas (generación, transmisión y distribución).

Al respecto, debe tenerse presente que la legislación prevé que, hasta tanto no esté constituida la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, los agentes del sector presentarán sus resultados de gestión al Ministerio de Industria, Energía y Minería, desagregados cuando corresponda en las etapas de generación, transmisión y distribución.

Y agrega que, con tal fin, se presentarán los rubros de costos de explotación no asignables directamente a alguna de las tres etapas anteriores, estableciendo con detalle los criterios seguidos a los efectos de su asignación definitiva.

Asimismo la legislación prevé que la información deberá tener la desagregación necesaria para estimar precios medios de venta, y precios medios de transferencia entre dos etapas distintas, propiedad de una misma persona.

2. TRANSMISION.

2.1. Sistema de Transmisión.

La regulación define los siguientes conceptos:

- a) Instalaciones de Transmisión: las instalaciones en alta tensión destinadas a la interconexión y la transmisión de energía eléctrica entre los centros de producción y de consumo. Las instalaciones de transmisión incluyen las subestaciones reductoras de alta a media tensión destinadas a dar suministro a las instalaciones de distribución y a los grandes consumidores. No obstante lo anterior, las líneas dedicadas al servicio exclusivo de un solo cliente, que estén conectadas a la barra de media tensión de una subestación reductora de alta a media tensión, serán consideradas de transmisión.
- b) Sistema Interconectado Nacional (SIN), el conjunto de instalaciones de transmisión y las de generación a él conectadas dentro del territorio nacional.
- c) Instalaciones de Distribución: las instalaciones de media y baja tensión destinadas a realizar la actividad comercial de distribución de energía eléctrica.
- d) Alta Tensión: tensiones superiores a 36 kV.

Media Tensión: tensiones mayores o iguales a 1kV y menores o iguales a 36 kV.

Según lo establecido en el Artículo 12 de la ley N°16.832, las instalaciones de transmisión y distribución se registrarán por un régimen de libre acceso no discriminado a la capacidad de transporte que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada, de acuerdo con las condiciones que establecerá el Poder Ejecutivo en el Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte, aún por dictarse.

El uso de la capacidad de transporte existente, así como el costo de sus ampliaciones, será pagado por sus usuarios y beneficiarios de acuerdo con lo que especifique el mencionado reglamento.

Las transmisiones de energía eléctrica en territorio uruguayo originadas en un país vecino, que tengan como destino otro país, requerirán autorización expresa del Poder Ejecutivo para el uso de las instalaciones involucradas.

Los generadores y transmisores que deseen operar interconectados al SIN deberán cumplir las condiciones de interconexión que se establecerán en el Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte y suscribir con el titular de las instalaciones de transmisión el correspondiente Convenio de Interconexión e Intercambio Energético, que deberá ser aprobado por el Poder Ejecutivo.

En ese Convenio, las partes preverán expresamente que las divergencias que se produzcan entre los agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica con motivo del establecimiento y ejecución de dicho Convenio, serán resueltas mediante procedimiento arbitral, de conformidad con las normas establecidas en la Ley 16832, artículo 3, numeral 5 y en el Código General de Proceso.

Si el distribuidor es además transmisor, estará obligado a cumplir con el Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte en lo que se refiere a sus instalaciones de transmisión.

Las obras necesarias para que se conecte un gran consumidor potencial a la red de transmisión, en alta tensión, serán de cargo y propiedad del mismo. En caso de que el transportista esté interesado en incorporar a su red dichas obras, deberá acordar las condiciones de transferencia con el cliente.

En el caso de que, para la incorporación a la categoría de gran consumidor, se requieran obras de conexión en 30kV que no sean necesarias para cumplir las normas de calidad exigidas al distribuidor, las mismas serán de cargo del usuario.

2.2. Criterio Remuneratorio del Transportista

El precio que paguen los agentes por el uso del sistema de transmisión de terceros deberá cubrir valores estándar de remuneración del capital y costos de administración, operación y mantenimiento de la transmisión. Esta remuneración será percibida a través de dos componentes:

- a) El Ingreso tarifario obtenido por el transmisor al valorizarse a costo marginal los retiros y las inyecciones físicas totales de energía eléctrica en los extremos del tramo considerado.
- b) Un Peaje, definido como la diferencia entre la anualidad del costo de capital reconocido y el costo de administración, operación y mantenimiento determinado para una empresa eficiente, y la componente anterior.

Los peajes se calcularán y asignarán entre los agentes que hagan uso del sistema de transmisión según lo que establezca el Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte. De manera provisoria existe un Pliego de Remuneraciones del transportista, que determina elementos suficientes como para el cálculo de los peajes.

La calidad de servicio implícita asociada al sistema de remuneraciones que se establece es la correspondiente al nivel de desempeño actual del Sistema de Transporte, hasta que los índices exigidos y las penalidades correspondientes sean establecidos en el Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte.

La remuneración prevista en el Pliego de Remuneraciones del transportista corresponde a la red adaptada en servicio, y no incluye ampliaciones del sistema. La metodología para definir

y ejecutar ampliaciones del sistema de transmisión no se ha definido aún y formará parte del Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte.

Las obras actualmente en curso serán incorporadas a la red remunerada, de conformidad con el cronograma que, propuesto por UTE, resultare aprobado por el Poder Ejecutivo.

La legislación prevé que las transmisiones de energía eléctrica en territorio uruguayo originadas en un país vecino, que tengan como destino otro país, requerirán autorización expresa del Poder Ejecutivo para el uso de las instalaciones involucradas.

Peajes de la transmisión.

El citado "Pliego de Remuneraciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica" regula los cargos a pagar por los usuarios de dicha red.

El Pliego define el sistema como compuesto por secciones, a saber:

- a) la denominada "Malla Central" que comprende la red de 500 kV y sus subestaciones 500/150 kV (con la excepción detallada en el numeral siguiente) y unas pocas líneas de 150 kV (las que hacen al respaldo de la red de 500 kV),
- b) los "Sistemas Zonales" formados por el resto de las líneas de subtransmisión en 150 kV, con excepción del Sistema Zonal 4 que incluye la línea 500 kV Montevideo - San Carlos, considerada como fuera de la malla central adaptada,
- c) las subestaciones 150/60-30 kV,
- d) las líneas de subtransmisión en 60 - 30 kV.

Los criterios para la asignación del peaje entre los usuarios de la red establecen que estos pagarán:

- a) con independencia del punto de inyección o retiro de energía, un peaje mínimo que debe cubrir los costos de administración, operación y mantenimiento de la red de transporte no adaptada, más
- b) los cargos asociados a cada etapa según la utilicen.

El uso hecho por cada agente de la red resulta de los siguientes criterios:

- *Para la malla central.*

Un agente utilizará la malla central cuando su inyección o retiro de energía provoca flujo en alguna de las líneas de dicha malla en el sentido predominante.

- *Para la transformación 500/150 y la red de 150 kV*

Define idéntico criterio al anterior.

- *Para los sistemas zonales, transformación 150/60-30 y subtransmisión*

Un agente hace uso de alguna etapa cuando pasa por ella para llegar desde su punto de conexión hasta algún nodo de la malla central.

Se define el "Período Representativo del Uso de la Etapa" como una banda horaria establecida por mes calendario del año y para cada etapa, que en general coincide con el horario de pico (de 19 a 23 horas), y que resulta del relevamiento de las máximas demandas registradas durante los últimos 3 años.

Define la "Potencia Representativa del Uso en cada etapa" o más simplemente "Potencia Representativa" para determinar el grado de uso que el agente haga de las mismas, según:

- *Generadores*: como la potencia que resulta de dividir la energía que se programa producir anualmente, por el factor real de carga del sistema del año pasado, con máximo igual a la potencia del generador, no admitiéndose correcciones por disponibilidad real. Esa potencia se considerará igual para todas las etapas que use.
- *Demandas*: como la potencia máxima consumida por el agente durante los últimos 12 meses, durante el período representativo del uso de la etapa correspondiente, excepto para la subtransmisión para la cual la potencia representativa será el máximo entre la potencia máxima consumida durante el período representativo del uso de esa etapa y el 80 % de la potencia contratada por el agente con el distribuidor para el uso de la red de subtransmisión.

La potencia representativa de distribuidores será determinada a partir de mediciones en las salidas de media tensión de las subestaciones de transmisión.

La potencia máxima consumida por un agente vinculado a través de un distribuidor será medida en sus bornes de conexión. En este caso la potencia representativa del distribuidor en la salida de M.T. resultará de restar de la potencia máxima de la salida de M.T. en el período representativo, la potencia representativa de los otros agentes incluidos en la misma.

- *Intercambios internacionales*: los importadores o exportadores con contratos de potencia firme, la potencia representativa del uso de cada etapa será la potencia máxima contratada para los siguientes 12 meses en el período representativo del uso de la etapa.

La remuneración al transportista por cada etapa será la suma de:

- a) los costos standard de administración, operación y mantenimiento de la etapa, más
- b) la anualidad del valor de reposición de las instalaciones reconocidas como adaptadas para la etapa.

La remuneración del transportista se recauda mediante 2 conceptos:

$$\text{REMTOTe} = \text{PEAJEe} + \text{INGVARE}$$

Donde:

REMTOTe = remuneración total para la etapa e.

INGVARE = ingreso variable de la etapa e, correspondiente a la diferencia entre energías y potencia inyectadas y retiradas a los correspondientes precios de nodo; solo se calcula para la malla central y los sistemas zonales. Estos ingresos se considerarán cero hasta que se establezca el mercado.

PEAJEe = diferencia entre el total a recaudar REMTOTe y el ingreso variable INGVARE.

Para la malla central y para remunerar las instalaciones no adaptadas, se agrega un peaje adicional denominado PEAJEMIN. Ese PEAJEMIN será pagado por todos los usuarios en función de su potencia representativa en el período representativo de uso de la malla central, independientemente que sean o no usuarios de dicha malla.

Cada agente usuario u de una etapa e pagará, además del PEAJEMIN, un peaje mensual calculado según:

$$\text{PEAJEMu,e} = \text{PEAJEUNITE} * \text{POTRESu,e}$$

Donde:

PEAJEM_{u,e} = peaje mensual del usuario u para la etapa e

PEAJEUNITE = peaje unitario de la etapa e

POTRES_{u,e} = potencia representativa del usuario u en la etapa e

Los contratos de importación o exportación pagarán los cargos de transporte por el uso de la etapa correspondiente determinada para la parte extranjera según su naturaleza equivalente de agente en el mercado uruguayo (generador o demanda).

Los Peajes unitarios resultan de determinar la remuneración total anual del transportista para la etapa, a la cual se le descontará el ingreso variable de la misma. El valor resultante es el PEAJE_e de la etapa, o sea el valor a ser abonado por todos los usuarios de dicha etapa.

Dividiendo ese valor por la suma de las potencias representativas de los agentes y de los contratos de importación y exportación para esa etapa y por 12 meses resulta el peaje unitario de la etapa PEAJEUNITE.

$$PEAJEUNITE = PEAJE_e / (12 * (\sum POTRES_{gen,e} + \sum POTRES_{cont,e} + \sum POTRES_{dem,e}))$$

Los valores unitarios para el presente son los siguientes:

Congestión en la red de transporte

La regulación vigente prevé que el Poder Ejecutivo determinará los procedimientos específicos para fijar los precios de nodo cuando actúen en el sistema interconectado restricciones de transmisión, y para los sistemas eléctricos aislados con criterios similares a los utilizados para el SIN.

No se ha avanzado más allá en este tema.

2.3. Procedimientos de expansión de la red.

No se han definido aún los procedimientos para la expansión de la red de transmisión al implementarse el modelo de mercado que prevé la legislación.

Al presente, las decisiones de expansión se adoptan con la ayuda de las herramientas clásicas de la planificación integrada, siendo que en general se realizan los estudios sobre partes concretas de la red, que evidencian algún inconveniente futuro: saturación, necesidad de respaldo, aumento de potencia de cortocircuito, identificando el inicio del período a considerar.

Los estudios eléctricos comprenden el análisis de escenarios, criterios de diseño y criterios operativos y condiciones en régimen permanente bajo situación N y N-1.: Definiendo los parámetros admitidos para cada caso bajo consideración.

En cuanto a los estudios económicos, estos comprenden la definición del período de estudio, las hipótesis base, la ponderación de escenarios, los componentes de costos, la simulación de las energías, culminando con un análisis beneficio-costos considerando energía adicional obtenida, reducción de fallas y disminución de pérdidas.

En cuanto a costos, se consideran el costo de inversión, el valor de rescate de las inversiones, los costos de operación y mantenimiento, el costo por fallas del sistema de transporte, los costos de pérdidas y el costo de energía no suministrada por falta de capacidad y fallas.

2.4. Peajes en la distribución

La reglamentación prevé que el distribuidor debe permitir el acceso de terceros a sus sistemas para el transporte de energía, percibiendo como contrapartida un peaje.

En el Reglamento de Distribución, aún por dictarse, se fijarán las condiciones de uso de las redes de distribución en estas circunstancias así como la retribución asociada a su uso.

Para los niveles de tensión inferiores a los 30 kV, correspondientes a la distribución, no se han establecido aún peajes para uso de las redes por terceros. No obstante, se encuentra a consideración de UTE al presente la concreción de un estudio para la determinación del Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), del cual resultarían valores que permitirían la determinación de los peajes para las redes de distribución.

No se conocen los criterios seguidos al presente para el establecimiento de las tarifas de distribución aplicadas por UTE. No obstante, los aspectos esenciales del VADE, tal como los define la regulación, son los siguientes:

- a Corresponde a los costos unitarios propios de la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de características determinadas, definida como área de distribución tipo.
- b Esos costos están conformados por la remuneración del capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución, para los diversos niveles de tensión, más los costos comerciales y los costos de pérdidas de energía eléctrica asociados a esta actividad.
- c Se calculará para un determinado número de áreas de distribución tipo, teniendo en cuenta entre otras la densidad de distribución. Las características que definan estas áreas y su cantidad serán determinadas por la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica.
- d Cada zona de servicio tendrá un VADE equivalente. Las áreas de distribución tipo aplicables a la zona de servicio serán determinadas por el Poder Ejecutivo.
- e Se expresará a través de las siguientes componentes:
 - 1) Costo fijo por cliente, asociado a los costos administrativos de explotación de la red y los costos comerciales.
 - 2) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
 - 3) Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución, para distintos niveles de tensión, dependientes de la potencia suministrada y contratada.
- f El costo de inversión por unidad de potencia será calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al valor nuevo de reemplazo de la red eficiente de referencia. La anualidad será calculada considerando una vida útil típica de instalaciones de distribución de treinta años y una tasa de actualización definida en el 10%. Los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia, así como las pérdidas unitarias de potencia y energía, se determinarán bajo el supuesto de un nivel de eficiencia estándar en las condiciones de gestión de la red de referencia.
- g Los componentes de los VADE señalados antes se calcularán para cada área de distribución tipo mediante estudios de costos contratados por el distribuidor, a empresas precalificadas por la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica. La Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica elaborará los términos de referencia correspondientes y supervisará los estudios.

- h) La Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica revisará los estudios señalados en el artículo anterior y formulará las observaciones que le parezcan oportunas elevando un informe al Poder Ejecutivo. En caso de discrepancia con la empresa contratada, primará el criterio de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, la que deberá fundamentarlo debidamente mediante un informe que deberá ser de acceso público.
- i) El Poder Ejecutivo podrá incluir una componente de mejora de productividad que implique una baja anual real de VADE, con un tope que fijará el Reglamento de Distribución.

Se estima que los peajes resultarán iguales a los valores del VADE menos la componente descrita bajo el inciso e), numeral 1) de la descripción precedente.

3. MERCADO SPOT Y A TERMINO.

3.1. Conformación del Mercado.

La legislación prevé que el mercado mayorista de energía eléctrica incluirá

- a) un mercado spot,
- b) un mercado de contratos a término y
- c) un sistema de estabilización de los precios previstos en el mercado spot destinado a la compra de energía por parte de los distribuidores.

El mercado spot de energía estará constituido por las transferencias de energía producidas como resultado de la optimización de la operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

El precio spot con que se valorizan estas transferencias corresponderá al costo marginal de corto plazo en el respectivo nodo, afectado por las correcciones que podrá establecer el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Dicho Reglamento establecerá pagos por potencia que complementen la remuneración de los generadores.

Los contratos en el mercado a término se celebrarán entre las partes acordando éstas las cantidades, precios y demás condiciones asociadas al suministro. El Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica podrá establecer requisitos mínimos de contratación para distribuidores.

La legislación prevé que los distribuidores adquirirán la energía no incluida en contratos, mediante un sistema precios estabilizados. A los efectos de posibilitar el funcionamiento del sistema de estabilización se constituirá un fondo de estabilización que será administrado por la ADME.

Los grandes consumidores podrán acceder al Mercado Mayorista en las condiciones que establezca el Reglamento de Operación.

3.2. Precios de la energía.

La normativa prevé que a la constitución del Mercado Mayorista estarán sujetos a regulación:

- a) Las remuneraciones de energía y potencia que resulten de la operación a mínimo costo.
- b) Los precios de compra de la energía no contratada por parte del distribuidor en el sistema estabilizado.

- c) La remuneración máxima por el uso de las redes de transmisión y distribución y subestaciones reductoras.
- d) Los precios de los servicios adicionales que se definan en los reglamentos.

Y aclara que los precios de suministros no señalados explícitamente en el listado anterior serán de libre fijación entre las partes.

La ADME efectuará, diaria y semanalmente, la programación de la operación de corto plazo, indicando los bloques de energía para días típicos de consumo y la generación media horaria de las diversas centrales y de las importaciones y exportaciones de energía, para cada una de las veinticuatro horas del día siguiente.

La programación de mediano y largo plazo considerará la producción de las centrales y las importaciones y exportaciones de energía, para los próximos 12 y 48 meses, respectivamente, expresada en bloques de energía para días típicos de consumo.

La programación a mediano y largo plazo deberá ser actualizada por la ADME de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aún por dictarse.

La programación derivará de estudios de planificación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleven a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

Los agentes entregarán a la ADME, con la periodicidad, características y plazos a fijarse en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, la información que ésta requiera para cumplir sus cometidos.

Los importadores y exportadores entregarán a la ADME, en los plazos a fijarse en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, la información relativa a cantidades y precios previstos en sus operaciones de importación y exportación, respectivamente.

La ADME determinará la previsión de demanda de potencia y energía, para el corto, mediano y largo plazo, tomando en cuenta su distribución geográfica, estacional, semanal, diaria y horaria. Para estos efectos los agentes proporcionarán la información detallada sobre la demanda abastecida o servida por cada uno de ellos.

La oferta de generación a utilizarse será conformada por la ADME consultando el plan indicativo elaborado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, y la información equivalente que suministren los despachos nacionales de los mercados interconectados.

La información relativa a precios y la calidad de combustible en centrales termoeléctricas para los primeros 12 meses de planificación, será proporcionada a la ADME por los generadores, acompañada de un informe que fundamente los valores entregados. Los precios de combustible declarados no podrán superar los valores de referencia que a tal efecto fije el Poder Ejecutivo.

La ADME podrá llevar a cabo auditorías técnicas a su cargo, con el fin de verificar los valores de consumos específicos, precios y calidad de combustible entregados por los generadores.

3.3. Transferencias de Potencia y Energía.

La ADME controlará que cada generador o importador esté en condiciones de satisfacer la demanda de energía que proyecte contratar con sus clientes, con energía firme propia, y la que tuviera contratada con terceros.

La energía firme de un generador será calculada de acuerdo a los procedimientos que establezca el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, de manera que refleje su capacidad de contribuir al abastecimiento de la demanda, aún en los períodos críticos del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

La energía firme de un importador será la energía firme anual comprometida en el contrato.

A los efectos del cálculo de la energía firme, la ADME fijará los factores de indisponibilidad a considerar para cada central sobre la base de los antecedentes de períodos de mantenimiento y falla proporcionados por su propietario. De no contarse con antecedentes, la ADME fijará una indisponibilidad por tipo de central sobre la base de estadísticas nacionales e internacionales. Los valores de indisponibilidad podrán ser variados por la ADME sobre la base del comportamiento estadístico que registre este factor para cada central.

La ADME calculará, para cada hora o grupo de horas, el costo marginal de corto plazo de energía del sistema en las barras de las subestaciones en que se produzcan entregas y retiros de energía.

También calculará el precio spot, que coincidirá con el costo marginal de corto plazo, excepto por las correcciones establecidas en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Los costos marginales de corto plazo de energía deberán considerar las cantidades y precios involucrados en las transacciones spot a través de las interconexiones internacionales.

Los costos marginales de corto plazo se determinarán sin considerar los precios de transferencias que se hubieren pactado mediante contratos.

Las transacciones de energía en el mercado spot serán registradas por la ADME de acuerdo con las siguientes normas:

- a) El generador venderá en el mercado spot la energía que haya generado por encima de la comprometida en sus contratos y comprará en dicho mercado la energía faltante al precio spot en su punto de conexión. Este último precio derivará de afectar al precio spot por el factor de pérdidas correspondiente.
- b) El generador recibirá el pago por potencia en las modalidades que establezca el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.
- c) El distribuidor comprará la energía no cubierta por contratos a su correspondiente precio de nodo (estabilizado).
- d) El distribuidor venderá los excedentes de energía de sus contratos en el mercado spot al precio spot en su punto de conexión.
- e) El gran consumidor comprará sus faltantes y venderá sus excedentes de energía respecto de sus contratos en el mercado mayorista, de acuerdo a lo que establezca el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.
- f) El distribuidor y el gran consumidor pagarán por potencia la remuneración que establezca el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

- g) El autoprodutor autorizado a participar en el mercado mayorista colocará sus excedentes con las mismas reglas establecidas para los generadores y será considerado como gran consumidor a efectos de cubrir su energía faltante y su potencia contratada.

En referencia a los precios a distribuidor, la regulación indica que el precio de nodo resulta de reflejar el efecto de las pérdidas marginales, sobre un precio estabilizado calculado en base a un modelo uninodal. Los precios de nodo estarán determinados en los puntos o nodos del sistema eléctrico en que se produce una transferencia de energía eléctrica al distribuidor. Si el distribuidor fuera además transmisor, se determinan precios de nodo en los puntos en que compra la energía eléctrica.

Tratamiento de la exportación e importación

La legislación prevé que las solicitudes de autorización de operaciones de importación y exportación de energía eléctrica, serán presentadas al Ministerio de Industria, Energía y Minería por los interesados, acompañadas por los siguientes antecedentes:

- a) El contrato respectivo, con todos sus parámetros físicos y económicos, en particular con indicación de cantidades físicas y forma de efectuar el suministro, plazos, condiciones de entrega y precios.
- b) El convenio de uso de los sistemas de transmisión del SIN. A los efectos de establecer este convenio los interesados se registrarán por las disposiciones aplicables a la conexión de centrales generadoras y líneas de transmisión al SIN.
- c) La aceptación por el interesado de que las importaciones o exportaciones estarán sometidas a las disposiciones de coordinación de la operación que se establecen en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.
- d) En el caso de las operaciones de importación, deberán identificarse las unidades generadoras ubicadas en el extranjero que aseguran el suministro, usando para la verificación los criterios que establezca la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica. Estas unidades generadoras no podrán tener compromisos que afecten el cumplimiento del contrato.

La ADME estará autorizada para ejecutar los intercambios de importación o exportación de energía eléctrica para transacciones ocasionales (spot), de acuerdo con las normas vigentes.

La autorización de las operaciones de importación y exportación deberá ser revisada anualmente por el Poder Ejecutivo, independientemente de la duración prevista en la misma. La renovación será automática, salvo pronunciamiento expreso en contrario. Será causa de caducidad de la autorización el incumplimiento reiterado de la capacidad comprometida o evidencias especulativas informadas por la ADME, pudiendo el Poder Ejecutivo retirar la autorización.

Se considerará que las operaciones de importación son respaldadas por el mercado exportador. En caso de incumplimiento del contrato o indisponibilidades de transporte en el mercado de origen, el sistema uruguayo sólo suministrará la energía requerida cuando esto no provoque falla en este mercado.

Para cada operación de intercambio internacional se establecerá un interlocutor ante el DNC, el que deberá ser un agente del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Dicho interlocutor será el distribuidor o el Gran Consumidor en las importaciones, y el generador en las exportaciones.

Hasta que esté vigente el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, el plazo de las operaciones de importación autorizadas será de 1 año. En ese

período, se autorizarán operaciones de importación de grandes consumidores por la totalidad de su demanda, incluidas las pérdidas medias correspondientes en el sistema de transporte.

Hasta aprobarse el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, los apartamientos entre las importaciones y el consumo efectivamente medido de los grandes consumidores, serán valorizados al costo marginal de corto plazo del sistema. Dicho costo marginal será calculado por el DNC, con una metodología aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería. Se admitirán apartamientos en energía semanal y potencia máxima diaria de hasta un 5 y 10% respectivamente.

Hasta la constitución de la ADME, la Tasa del DNC, establecida en el Artículo 10 de la Ley 16.832, será del 2% del valor de las transacciones involucradas en las operaciones de importación y exportación de energía, y será facturada por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas a la parte nacional interviniente en la transacción. Dicha recaudación será asignada al presupuesto del DNC.

Al presente el Uruguay se encuentra interconectado con Argentina mediante el sistema de Salto Grande, que se describe por separado.

Existen un proyecto de interconexión en 230 kV (Brasil) y 150 kV (Uruguay), con potencia 70 MW en la localidad de Rivera, que se llevó hasta la etapa licitatoria. Así como sobre interconexiones el EAT por las rutas Palmar-Alegrete, San Carlos-Presidente Medici y San Carlos-Gravataí, que indican que la alternativa San Carlos-Gravataí con línea de corriente continua sería la más conveniente, considerando a Argentina y Uruguay como los sistemas oferentes.

4. ASPECTOS COMERCIALES Y LEGALES

4.1. Mecanismos de pago y cobro

Las previsiones respecto a las responsabilidades de cobro y pago, son que estas corresponden institucionalmente a la Administradora del Mercado Eléctrico y a los Agentes, más los transportistas. Sin embargo, dado que el sistema eléctrico de mercado está aún por implementarse en Uruguay, no se han definido mayores detalles que los que contiene el Decreto Reglamentario de la Ley Marco, que se reseñan a continuación.

La ADME emitirá por cuenta y orden de los vendedores una factura a cada agente comprador, por los montos resultantes de las transacciones económicas del mes no correspondientes a contratos. La factura incluirá costos por compra de energía, cargos por concepto de potencia, costos de transmisión y otros servicios. A su vez, para cada uno de los agentes vendedores, la ADME emitirá una liquidación de su venta por el total resultante de su transacción económica. Las diferencias existentes entre lo facturado a los compradores y lo liquidado a los vendedores por aplicación de diferentes sistemas de precios (precios estabilizados y precios spot) deberán imputarse al fondo de estabilización.

También suministrará a cada agente la información necesaria para la facturación de sus contratos.

Por otra parte, la regulación prevé que hasta la constitución de la ADME, la facturación de los peajes estará a cargo de UTE y de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, en base a facturas que derivan de la aplicación del Pliego remuneratorio del transporte, según parámetros establecidos por el DNC. Las facturas tendrán frecuencia mensual, con un plazo

de pago de 15 días. La mora e intereses máximos a aplicar serán los mismos que rigen para las tarifas de energía eléctrica.

4.2. Previsiones en cuanto a solución de divergencias

En cuanto a la resolución de divergencias, la normativa prevé que las divergencias que se produzcan entre los agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica con motivo del establecimiento y ejecución del Convenio de Interconexión e Intercambio Energético, serán resueltas mediante procedimiento arbitral, de conformidad con las normas establecidas en la Ley Marco.

Al respecto, dicha Ley establece que la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica deberá constituir por sorteo el Tribunal Arbitral que dirimirá los conflictos que se susciten por la participación de los agentes. A tales efectos se procederá a que cada parte designe un árbitro y éstos, de común acuerdo, al tercero. No mediando este acuerdo lo designará dicha Unidad Reguladora.

El Poder Ejecutivo resolverá las discrepancias que se presenten entre los agentes y los propietarios del sistema de transmisión.

4.3. Garantías.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería podrá establecer requisitos de solvencia y liquidez acordes con los riesgos financieros asumidos por los agentes en la celebración de contratos.

5. ESTRATEGIA TECNICO-ECONOMICA APLICADA EN RELACION CON LA CALIDAD.

En la operatoria presente no existen criterios explícitos de desempeño mínimo ni de compensación por transferencia de calidad, en razón de carácter monopólico de UTE. Las previsiones de la regulación al respecto se describen a continuación.

5.1. Criterios de desempeño mínimo.

Las prescripciones sobre los criterios de desempeño se establecerán en el Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte, aún no dictado.

Los transmisores y los distribuidores deberán cumplir con las especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas, según determine la reglamentación.

El Reglamento de Acceso y Remuneración del Sistema de Transporte definirá y establecerá los límites de los índices de calidad que regirán en cada etapa.

5.2. Criterios de compensación por transferencia de calidad

Cuando los índices de calidad definidos no sean alcanzados los clientes deberán ser compensados económicamente. El cálculo y la modalidad de dicha compensación serán establecidos en el Reglamento citado.

Complementariamente, dichos Reglamento establecerá los mecanismos que se emplearán para el relevamiento y la forma en que se auditará la información relevada.

5.3. Penalidades y premios.

Las infracciones a las disposiciones de la normativa serán sancionadas por el Poder Ejecutivo, utilizando las facultades que por ley se le hayan conferido, o en aplicación de las disposiciones contractuales oportunamente concertadas.

5.4. Esquema de alivio de cargas (EAC).

La red de UTE posee un esquema de alivio de cargas ante caídas de frecuencia en el sistema, que utiliza relés de subfrecuencia ajustados de acuerdo a la siguiente tabla:

5.4.1.1.1 Etapa	Frecuencia (Hz)	Temporización (seg)
1	49	Instantáneo
2	48,5	Instantáneo
3	48,2	0,7
4	47,8	1,4
5	47,4	3,0

Los cortes se ejercitan sobre los circuitos de la distribución, aunque para la realización del presente estudio no se dispuso de información como para evaluar el % cortado. Existen facilidades para seleccionar por telecomando los interruptores que disparan los relés de subfrecuencia.

5.5. Costo de falla o racionamiento

El costo de racionamiento será fijado por el Poder Ejecutivo a propuesta del Ministerio de Industria, Energía y Minería, pudiendo variar en función de la profundidad de la falla.

Durante la elaboración de la programación estacional, en caso de prever la ADME condiciones de déficit interno de abastecimiento eléctrico originado en hidrologías secas, falla prolongada de unidades termoeléctricas, o incumplimiento prolongado de operaciones de importación, elevará un informe al Poder Ejecutivo.

De emitirse un decreto de racionamiento por el Poder Ejecutivo, el mismo será implementado de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y en el Reglamento de Distribución. El distribuidor deberá compensar económicamente a los suscriptores por concepto de la energía no suministrada. En el Reglamento de Distribución se definirán el monto, así como casos, formas y condiciones en que se hará efectivo el pago.

A efectos de poder realizar los pagos previstos en el artículo anterior, se incluirá entre los componentes de la tarifa un cargo por garantía de suministro cuyo monto se establecerá en el Reglamento de Distribución, aun por dictarse.

El distribuidor deberán constituir una garantía que permita cubrir las obligaciones derivadas de su energía no cubierta por contratos, cuyo monto, período y demás condiciones se definirán en el Reglamento de Distribución.

Los valores de costo de falla vigentes al momento, según lo declarado por la Delegación Uruguaya en el ámbito de la Comisión de Interconexión del Aprovechamiento Hidroeléctrico de Salto Grande, son los siguientes:

Profundidad de falla %	Costo US\$/MWh
Hasta 5	140
Entre 5 y 12,5	400
Entre 12,5 y 20	1200
Más de 20	2000

Algunos estudios económicos de UTE realizados durante los primeros años de la década pasada consideran costos de falla entre 60, 70, 90, 110, 200 y 450 U\$/MWh, tomando un valor de 110 U\$/MWh desde el punto de vista de optimización empresaria, siendo que la tarifa media de UTE es de ese orden, mientras adoptan un valor de 450 U\$/MWh desde el punto de vista del país.

6. PROCEDIMIENTOS DE OPERACION

La información disponible es la correspondiente a la operación de UTE, atento a que aún no se ha dictado el Reglamento de Operación del Mercado.

6.1. Jerarquías Operativas.

Respecto a las jerarquías operativas, puede indicarse que al presente el DNC se encuentra organizado como un Centro de Control nacional asistido por 7 Centros de Atención Zonal (CAZ).

6.2. Habilitación de Operadores

El personal de operación pertenece a la planta de UTE, quien establece su calificación.

6.3. Ejecución de maniobras

Respecto a la ejecución de maniobras existe un conjunto de Ordenes de Servicio donde se contemplan los procedimientos a seguir ante las situaciones normales y de emergencia de la operación de la red. Se trata de Ordenes que regulan la energización de líneas y transformadores.

6.3.1 Procedimiento de operación

Existe un procedimiento general de operación, que detalla las responsabilidades de los operadores del D.N.C., de las subestaciones y de las centrales en condiciones normales y de emergencia. El procedimiento detalla las acciones de telecomando desde el D.N.C. y las situaciones de excepción a ese telecomando.

Asimismo detalla los procedimientos a seguir para la solicitud de los Permisos de Trabajo en instalaciones (consignas).

Respecto a los equipos telecomandables, prevé que estos serán.

- interruptores y seccionadores de campo 500kV, mediante una llave por cada campo.
- seccionadores de línea en 500 kV, mediante una llave por cada seccionador.
- interruptores en 150 y 110 kV, mediante una llave por interruptor.
- interruptores de media tensión de transformadores, mediante una llave por interruptor.
- cambiadores de tomas en carga de los transformadores mediante una llave por transformador trifásico.
- desconexión de carga a través de los relés de frecuencia.

Respecto a la posición de las llaves Local/Distancia indica que estas permanecerán en posición Distancia, salvo las siguientes:

- llaves asociadas a los interruptores que desenergizan equipos indisponibles.
- cuando se efectúa una maniobra desde el tablero de la subestación, ya sea que se esté operando un interruptor (en este caso es inevitable) o un seccionador (como seguridad para el tablerista de que no se puede telecomandar el interruptor adyacente).
- cambiadores de toma de transformadores de 150 kV.

6.3.2 Filosofía de Operación.

La filosofía de operación prevé que ciertos equipos puedan ser comandados desde la sala de comando de la subestación y desde la sede del D.N.C. de acuerdo a la conveniencia según las siguientes situaciones:

- Perturbaciones en el sistema.
- Anomalías graves en una subestación.
- Maniobras no urgentes y programadas.
- Fallas en la telecomunicación.
- Fallas en el telecomando.
- Pasaje a barras auxiliares.

Ante situación de emergencia en una subestación, el tablerista se encuentra autorizado a pasar a comando local y efectuar la desenergización de la instalación. El comando quedará en posición local.

En caso de maniobras no urgentes y programadas, se asigna responsabilidad al D.N.C. que ejecutará el telecomando de interruptores, mientras la maniobra de seccionadores será a cargo del tablerista de la subestación, mediante confirmación telefónica con el D.N.C. En caso de que un equipo o instalación quede no disponible el comando de los interruptores que lo desenergizan quedará en local.

Para las maniobras urgentes, se confía en el telecomando, siendo este la herramienta más rápida y segura de recomposición del sistema luego de ocurrir una anomalía importante.

Ante fallas en las telecomunicaciones se prevé suspender toda maniobra no urgente y mantener el comando remoto.

Ante fallas en el telecomando, el D.N.C. ordenará el pasaje a comando local.

Respecto al pasaje a barras auxiliares, se prevé la responsabilidad del tablerista.

6.3.3 Comunicaciones de servicio.

Las comunicaciones de servicio, para disminuir los riesgos de error, establecen la identificación de interlocutores, la repetición del mensaje y que este se ajuste a la terminología preestablecida.

6.3.4 Permisos de Trabajo (consignas).

Respecto a los Permisos de Trabajo se prevé que el D.N.C. autorice la salida de servicio según el estado del sistema, abra los interruptores y autorice la apertura de los seccionadores correspondientes. Ejecutadas las maniobras, las partes involucradas convendrán declarar a la instalación como no disponible, para lo que las instalaciones deberán contar con puestas a tierra de seguridad. En ese momento se formaliza el Permiso de Trabajo.

Finalizada la tarea y retiradas las tierras de seguridad, se hará entrega de la instalación al tablerista, quien cerrará el Permiso de Trabajo y entregará la instalación al D.N.C.

Las consignas previstas son: Permiso de Trabajo Ordinario (con puesta a tierra), Extraordinario (sin puesta a tierra) y Con Tensión.

6.3.5 Procedimiento de maniobras.

Corresponde a las maniobras sistemáticas o no sistemáticas, programadas o no, pero que responden a un procedimiento rutinario o prefijado.

Considera los siguientes criterios básicos:

- 1) Asignación y delimitación de responsabilidades.
- 2) Doble verificación en puntos claves.

Bajo el primero se define que toda reconfiguración de la red de alta y extra alta tensión cae bajo la coordinación del D.N.C., mientras que las maniobras internas de las subestaciones corresponden a sus tableristas, con excepción de las puestas a tierra.

Respecto al segundo, se establece la conveniencia de efectuar verificaciones de control sin perder las responsabilidades finales. Esto se materializa mediante la comunicación de voz, permitiendo verificar la evolución de las maniobras, en particular del movimiento de interruptores energizantes y desenergizantes y la ejecución de las puestas a tierra.

Además de los criterios ya mencionados, prevé algunas técnicas comunes a todas las maniobras:

- a) Los interruptores serán maniobrados desde el D.N.C. tanto en situación normal como en caso de perturbación.
- b) Las maniobras de seccionadores serán realizadas desde la subestación.
- c) Las maniobras programadas se realizarán con comunicación telefónica previa entre el D.N.C. y la subestación.

- d) Previo a cualquier maniobra en subestación se pasará la llave local/distancia del interruptor correspondiente a posición local.
- e) La llave local/distancia permanecerá en posición local mientras el equipo asociado se encuentre indisponible.

El procedimiento tipifica las maniobras, clasificándolos en tres clases:

- Maniobras no urgentes, por razones de mantenimiento, comprendiendo la energización y desenergización de líneas de 150 kV y 110 kV, de equipos de subestación, el pasaje a barras auxiliares y las maniobras en 500 kV. Se exige comunicación previa entre el tablerista y el D.N.C.
- Maniobras no urgentes, por razones de operación de la red, comprendiendo entre otras el cambio de taps de los transformadores. Las decide el D.N.C. para adecuar la configuración de la red y se exige comunicación previa entre el D.N.C. y el tablerista.
- Maniobras urgentes, corresponden al telecomando realizado por el D.N.C. sin comunicación previa al tablerista de la subestación y son aquellas de energización o desenergización de equipos y líneas.

6.4. Coordinación para la ejecución de Mantenimientos

La normativa a este respecto se incluye en las partes generales de la regulación.

El mantenimiento mayor de las unidades generadoras y equipos de transmisión del sistema eléctrico será coordinado por la ADME de acuerdo con el procedimiento señalado en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Se entenderá por mantenimiento mayor aquel cuya ejecución requiera la indisponibilidad de la unidad generadora o equipo principal de transmisión. La calificación de equipo principal de transmisión será realizada por la ADME.

6.5. Procedimientos para Trabajos con Tensión

Existe un procedimiento detallado para trabajos con tensión (T.C.T.), que contempla los siguientes criterios:

- a) La realización de cualquier T.C.T. debe ser de conocimiento previo por parte del D.N.C.
- b) Dentro de los límites impuestos por la seguridad de terceros o de equipos relevantes del sistema, se deberá evitar realizar maniobras que pudieran introducir sobretensiones en el área de trabajo.

En particular no se admite:

- programación simultánea de maniobras en 500 kV sobre la Red Nacional, red de la C.T.M. e interconexiones del sistema argentino con la C.T.M.
- desconexión de la instalación objeto del T.C.T..

En particular se admite:

- programación simultánea de maniobras en 150 kV con T.C.T. en 500 kV.
- programación de maniobras en 150 kV con instalaciones separadas de la instalación objeto del T.C.T. por lo menos por 3 barras.

- c) Durante la ejecución del trabajo. Deberán: 1) permanecer desactivados los recierres automáticos de la instalación y 2) quedar habilitados solo localmente los comandos de las secciones correspondientes.
- d) No se admite la reconexión manual de instalaciones sobre las que se ejecutan T.C.T.
- e) En el caso de practicarse T.C.T. sobre un tramo de una línea radial, se considerará bajo trabajo al conjunto de instalaciones de igual tensión a la del tramo.
- f) Solo se admitirán T.C.T. bajo condiciones climáticas favorables.
- g) Las acciones deben tomarse a partir de información verificada por Interlocutores Válidos, entiendo por ellos a quienes emiten mensajes en ejercicio de sus funciones.

El procedimiento contempla las condiciones especiales de consigna para este tipo de tareas.

6.6. Procedimientos para estados de emergencia

Existen procedimientos para cubrir la recuperación del servicio ante desenergización total de las barras de 150 kV de Montevideo, que representa aproximadamente el 50% de la carga del sistema y colapsos parciales de otros subsistemas.

Las contingencias dobles en el sistema de EAT, las simples más fallas en las protecciones y otros escenarios de falla provocan afectaciones importantes del sistema. El caso más frecuente es la desconexión de ambas líneas Palmar-Montevideo con intervalo de minutos, provocando la desenergización de parte o todas las subestaciones de Montevideo.

Para minimizar ese efecto se ha previsto un interdisparo de cargas que permite mantener en servicio las líneas en AT que vinculan Montevideo con las centrales hidroeléctricas, con lo cual se facilita la reposición del servicio.

La contingencia más grave es la falla simultánea de las dos líneas EAT San Javier – Palmar, con lo cual el sistema uruguayo queda vinculado a CTM y el sistema argentino solo en AT. El desbalance de carga requiere desconexión de cargas mediante el esquema de alivio de cargas (EAC) y, si este no actúa correctamente, puede ocasionar el colapso total del sistema.

Se prevé que la recuperación del servicio en este caso extremo será iniciada preferentemente desde la barra San Javier, aprovechando la potencia de cortocircuito del sistema argentino, existiendo alternativas de menor eficiencia.

6.7. Obligaciones en cuanto al reactivo

La interconexión de Salto Grande exige restricciones al reactivo tomado en ese punto por el sistema uruguayo, previendo que el sistema no tomará más de $5/12 * (183 + Q_{gen})$ MVar.

Existe al respecto una Orden de Servicio de UTE donde se prevén los recursos a implementar para el cumplimiento de esas restricciones, que establece el orden de ingreso de dichos recursos:

- 1) Entrada en servicio de los reactores de Montevideo B y Palmar.
- 2) Entrega de reactivo de la generación hidroeléctrica en servicio de acuerdo al predespacho.
- 3) Entrega de reactivo de la generación térmica en servicio de acuerdo al predespacho.
- 4) Cambio de taps de los transformadores de 500 kV en Montevideo A y B hasta que la tensión en EAT alcance los 525 kV.

Si aun no se alcanzara a cubrir la exigencia, se disponen medidas adicionales de excepción, como ser la reducción de tensión en barras de 150 kV de Montevideo y el despacho de unidades hidroeléctricas y térmicas no previstas.

6.8. Normas y requisitos para la Incorporación de Nuevas Instalaciones

Existe un procedimiento que regula los procesos de recepción y puesta en servicio de obras en el Sistema de Transmisión de UTE. Se trata de un procedimiento provisorio destinado a reglar las relaciones administrativas con los proveedores de las expansiones de la red y no incursiona en los aspectos técnicos.

Respecto a las pruebas de unidades generadoras, se prevé que la misma se efectuará de acuerdo a criterios de seguridad y economía de operación.

7. REQUERIMIENTOS TECNICOS

Un estudio de UTE dedicado a la Interconexión entre Brasil y Uruguay, indica que se consideran de aplicación las siguientes hipótesis de expansión de la red:

Nivel de tensión en la red: $\pm 5\%$ en 500 kV, mientras en la red de 150 kV se adoptan valores de $\pm 3\%$ para las barras del área Montevideo y $\pm 7\%$ para el resto del sistema.

Contingencias aceptadas: la transmisión debe aceptar contingencias simples sin que estas provoquen la salida en cascada, en régimen estático, de otros equipos de transmisión. Por lo que no se aceptan configuraciones en que la indisponibilidad de una línea, un cable o un transformador provoque sobrecargas o desvío de tensión en otros componentes de la red de tal valor que se llegue a la actuación de protecciones.

Ello resulta en los siguientes criterios:

- Sobrecarga máxima de 5% en condiciones de máxima, régimen permanente y sin contingencias (situación N)
- Para líneas y cables, en régimen permanente y luego de contingencias (situación N-1), se determina un límite de sobrecarga admisible de 2 horas, variable según el tipo de equipo.
- Para los transformadores, en condición N-1, se admite sobrecarga de hasta el 30%.

Por otra parte, las Ordenes de Servicio de UTE prevén la operación en sobrecarga de los transformadores de 500/150 kV de la subestación Montevideo ante pérdida de un módulo.

7.1. Uso de elementos de control

Se encuentran en servicio sistemas de interdisparo de cargas asociado a líneas y transformadores.

7.2. Previsiones del Convenio de Interconexión de Salto Grande

El Convenio de Interconexión contiene provisiones que hacen a la operación interconectada de los sistemas argentino y uruguayo. Dicho Convenio prevé los siguientes aspectos:

- a) Cada Parte hará funcionar su sistema eléctrico interconectado de acuerdo a las normas previamente acordadas, tratando de reducir a un mínimo las oscilaciones de tensión y

frecuencia y ajustando la potencia intercambiada con la mejor aproximación al valor programado.

- b) Ambas Partes intercambiarán información sobre los sistemas eléctricos, gastos de funcionamiento, rendimiento de sus unidades generadoras y cualquier otra que razonablemente pueda ser requerida para la programación, operación y transacciones económicas entre las mismas.
- c) Los Despachos Nacionales de Carga intercambiarán oportunamente sus programas de trabajo indicando la demanda horaria de sus sistemas, la producción de sus fuentes para satisfacer dicha demanda la reserva horaria y la capacidad disponible para el intercambio.
- d) Cada Despacho revisará su operación para determinar las transacciones de intercambio convenientes y ambos Despachos acordarán un plan tentativo de intercambio hora por hora. Este plan podrá ser ajustado en cualquier momento, cuando las condiciones reales de operación sean diferentes de aquéllas que se previeron.
- e) La Comisión de Interconexión adoptará, a satisfacción de ambas Partes criterios de reserva de potencia rotante para el Sistema Eléctrico Interconectado Argentino-Uruguayo y determinará la participación de cada sistema en el criterio de reserva de potencia rotante establecido. Cada Parte se hará responsable por el mantenimiento de los valores establecidos que le correspondan.
- f) Las Partes operarán sus Instalaciones normalmente de manera tal que las perturbaciones originadas en las mismas no afecten al servicio eléctrico del otro sistema.
- g) En el caso que ocurra una perturbación en sus sistemas eléctricos, los operadores del Despacho Nacional de Carga del Sistema afectado, avisarán tan pronto como sea posible, la naturaleza de la perturbación. Si se requiere ayuda de emergencia, ambos Despachos consultarán entre sí, a fin de tomar las medidas necesarias para normalizar el sistema interconectado conjunto:
- h) La Parte a la que se ha solicitado ayuda de emergencia acudirá hasta donde sea necesario y en la medida de sus posibilidades sin afectar su propio servicio a todas las fuentes de potencia activa y reactiva disponibles para brindar la ayuda que se requiera con prioridad sobre todo otro intercambio previsto entre las Partes
- i) Como excepción ante situaciones de emergencia que puedan afectar la seguridad de las instalaciones, los Despachos Nacionales de Carga podrán independizar los sistemas.
- j) Regulación de tensión y frecuencia: La operación interconectada se llevará a cabo de modo que la tensión en los puntos de interconexión y la frecuencia del sistema no se aparten de los valores nominales con las tolerancias que fijará la Comisión de Interconexión.

Cada uno de los sistemas operará de manera que el intercambio de potencia reactiva sea el mínimo posible, es decir que cada sistema compensará sus propios requerimientos tratando de mantener en todo momento los niveles de tensión dentro de los valores que estipulará la Comisión de Interconexión. Las Partes reconocen no obstante que en determinados casos podrá ser deseable un intercambio de energía reactiva, lo que será hecho de común acuerdo entre las mismas.

En cuanto a regulación primaria de frecuencia, las actas de la Comisión de Interconexión indican que cada país contribuirá según su requerimiento. Para la regulación secundaria, cada parte contribuirá en función de las demandas de sus sistemas. Se prevé además que en ningún

caso el margen de regulación superará el 2% de la potencia de demanda prevista en ambos sistemas; de excederse ese valor, cada parte se hará cargo de su requerimiento en exceso.

8. SITUACION OPERATIVA.

Los resultados de explotación de la red de UTE para los años 1997 y 1998 se resume en los cuadros que siguen. En general se observa una muy baja tasa de fallas en líneas.

Tasa de incidencias λ en 500 kV [fallas/año-100 km] para el año 1998.

Líneas	Largo	Incidencias			Reconexiones		Total
	(km)	Program	Forzada	Intempes	Autom.	Manual	
Palmar B	220,30		0,43			0,43	0,43
Palmar A	228,90						
Mont A-B	9,70						
Palmar – S. Javier 1	77,70						
Palmar – S. Javier 2	80,20						
C.H. Palmar – Palmar 1	3,40						
C.H. Palmar – Palmar 2	3,40						
C.H. Palmar – Palmar 3	3,40						
A – Maldonado	18,70						
A – S. Carlos	136,00						
Total	781,70		0,12				0,12

Tasa de incidencias λ en 500 kV [fallas/año-100 km] para el año 1999.

Líneas	Largo (km)	Incidencias			Reconexiones		Total
		Program	Forzada	Intempes	Autom.	Manual	
Palmar B	220,30		0,43			0,43	0,43
Palmar A	228,90						
Mont A-B	9,70						
Palmar – S. Javier 1	77,70						
Palmar – S. Javier 2	80,20						
C.H. Palmar – Palmar 1	3,40						
C.H. Palmar – Palmar 2	3,40						
C.H. Palmar – Palmar 3	3,40						
A – Maldonado	18,70						
A – S. Carlos	136,00						
Total	781,70		0,12				0,12

9. ASPECTOS INSTRUMENTALES.

9.1. Modelos Utilizados.

Respecto a este particular, la regulación prevé que la ADME deberá entregar al Ministerio de Industria, Energía y Minería y a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y todo otro antecedente y herramienta que disponga y respalde la determinación de los precios de nodo.

Asimismo se indica que la ADME deberá proponer al Ministerio de Industria, Energía y Minería el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y sus modificaciones, el que será aprobado por el Poder Ejecutivo, previo asesoramiento de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica. Asimismo la ADME propondrá los cambios en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales y precios spot.

Respecto a la situación presente, no existe información sobre el programa utilizado para el despacho diario por UTE, disponiéndose de los criterios para programación de mediano y largo plazo, que se reseñan a continuación.

Al respecto debe tenerse presente que si bien el parque hidroeléctrico uruguayo es capaz de enfrentar la totalidad de la demanda, el sistema no dispone de reservas hidráulicas suficientes para enfrentar sequías plurianuales ni capacidad térmica instalada suficiente para reserva en esa condición. Ello obliga a efectuar una programación de operación de largo plazo (plurianual) que optimice el uso del agua de los reservorios.

9.1.1 Mediano plazo.

Para la programación de mediano plazo (trisemanal) el modelo utilizado contempla los siguientes elementos:

9.1.2 Objetivo.

Realiza la programación prevista para las próximas 3 semanas, considerando los aportes previstos de las centrales, la demanda prevista, las restricciones a la generación (de cota o por indisponibilidad de unidades), y el despacho más probable de la importación. El paso de tiempo es generalmente de una semana, aunque en algunos casos particulares, se modela la demanda con paso horario para días sábado, domingo y hábil.

9.1.3 Principales características:

- Permite evaluar diversas alternativas de generación y descarga de vertederos.
- No utiliza técnicas de optimización.
- Despacho de máquinas realizado en base a heurísticas: se confecciona una lista de prioridades de entrada de máquinas e intercambios establecidos a priori por el operador, según su conocimiento del sistema, costos de producción de las máquinas y pronósticos de demanda, aportes y lluvias.

9.1.4 Datos de entrada:

- Demanda: escenarios de demanda esperada baja, media y alta.
- Aportes hidráulicos determinados tal que aseguren una probabilidad de cubrimiento del 95% o superior.
- Mantenimiento de unidades.
- Coeficientes energéticos (considerados constantes en la semana).
- Turbinados máximos por central.
- Potencias máximas de las térmicas.
- Costos: valor de agua de Bonete, costos de combustibles, de falla, de importación y exportación.
- Niveles de los embalses iniciales.
- Stock de combustibles.
- Intercambios máximos.
- Generación mínima debida a restricciones de la red, mínimos técnicos y mínima compra en Salto Grande por regulación o caudal del río.

9.1.5 Criterios prefijados

- Reservas finales a alcanzar los embalses de Palmar y Salto al final del periodo.
- Operar las centrales en las zonas de rendimiento óptimo.
- Encontrar un despacho en el entorno del mínimo costo (suma de costos de producción, falla e intercambios).

9.1.6 Metodología de cálculo

Se sigue un procedimiento iterativo, según:

1. Con la lista de prioridades establecida y objetivos prefijados, realiza el despacho semanal
2. Verifica coeficientes energéticos, rendimiento óptimo de las centrales, ubicación de la energía despachada dentro de la curva de demanda, cambios en el valor del agua (cambios de stock), mínimos impuestos.
3. En caso de no cumplirse alguna de las verificaciones, se corrige y se vuelve al paso 1.

9.1.7 Datos de salida utilizados para el despacho semanal

- Energía en Salto Grande (1er semana)
- Cotas finales mínimas en Palmar y Baygorria (al final de la primer semana).
- Descargas por vertedero (por central hidráulica total de la 1er semana).
- Intercambios de energía.

- Valor de agua de Bonete.

9.1.8 Largo plazo

Para la programación de largo plazo (anual o plurianual) destinada a la planificación de la operación y el análisis de inversiones, el modelo utilizado contempla los siguientes elementos.

9.1.9 Principales características

- Paso de tiempo semanal, distinguiendo 5 bloques de demanda dentro de la semana.
- Centrales térmicas a vapor, con su mínimo técnico.
- Turbinas de gas.
- Centrales hidráulicas con embalse: Bonete y Palmar.
- Centrales hidráulicas sin embalse: Baygorria y Salto (en el largo plazo).
- Centrales hidráulicas de Bonete, Baygorria y Palmar ligadas por restricciones de pasaje del agua.
- La red de transmisión no está modelada.
- Importación y exportación de energía
- Intervalos de Falla

9.1.10 Modelo MURVAGUA -MURDOC.

- Creado en 1987-88 por la consultora EDF.
- Modelo estocástico: demanda, aportes, disponibilidad de equipos, precios y disponibilidades de importación/exportación
- Periodo de optimización anual o plurianual y paso de discretización semanal

9.1.11 Principales características

- Centrales térmicas a vapor (TV) modeladas incluyendo mínimo técnico.
- Turbinas de gas y TV modeladas igual: la potencia generada debe estar entre 0 y un máximo.
- Centrales hidráulicas: Se dispone de funciones cota-volumen de ambos embalses, coeficientes energéticos en función del erogado y el salto, evaporación para las Centrales Bonete, Baygorria y Palmar. Las centrales de Bonete, Baygorria y Palmar están ligadas por restricciones de pasaje del agua.
- Aportes: en la optimización no se trabaja con todas las crónicas, se procede a clasificar todas las series en 5 clases de hidraulicidades y se trabaja con los aportes medios en cada clase.
- Importación y exportación de energía: en la optimización no se trabaja con todas las crónicas, se calculan los precios medios de importación/exportación correspondientes a cada clase hidrológica.

- Demanda: se prevé la demanda de energía para el período en cuestión y en base a coeficientes de distribución apropiados (actualizados anualmente) se calculan las demandas horarias, que luego son agregadas (mediante un algoritmo de clasificación) en 5 clases o postes.
- Disponibilidad de equipos: se reduce la producción máxima semanal en un porcentaje correspondiente a la indisponibilidad.
- Disponibilidad de importación: se procede por sorteo de fallas con distribución uniforme

9.1.12 Módulos.

Comprende los siguientes módulos:

- Módulo de optimización Murvagua, para el cálculo de valores del agua por programación dinámica estocástica, que determina el valor a partir del costo futuro esperado para el lago de Bonete.
- Módulo de simulación de la operación Murdoc, que simula la operación con los valores de agua calculados con técnicas de programación lineal, calcula para cada semana la mejor operación del sistema, optimizando la operación en la semana solamente.
- Para la demanda se utiliza los modelos auxiliares Murcarga y Murmonot que generan series de demanda semanales.
- Para los aportes: se utiliza el modelo auxiliar Murida, basados en series históricas (se disponen de datos desde 1909 a la fecha).
- Para la disponibilidad de equipos e importación se sortean las fallas con distribución uniforme.

9.1.13 Metodología

- Programación dinámica estocástica (modelo markoviano de los aportes de ríos)
- Para cada instante de tiempo t (semana), el estado del sistema se determina dando: la clase hidrológica y el nivel de stock en la represa de Bonete.
- La evolución de los estados del sistema que garantiza una operación de costo esperado mínimo en el periodo T , se calcula eligiendo para cada paso de tiempo t la transición entre estados del sistema desde el paso de tiempo $t-1$ al t de la siguiente forma:

Estando en la etapa $t-1$ con el stock p , los aportes medios correspondientes a la clase hidrológica de la etapa t y con el valor de agua correspondiente a la etapa t , clase y stock (p + aportes de la clase), se calcula la operación de costo mínimo. El valor de Bellman en la etapa $t-1$ en el paso de stock p es la esperanza de los costos mínimos de transición más los valores de Bellman en la etapa t (cada transición es ponderada por la probabilidad de pasaje de una clase hidrológica a la siguiente).

- El valor de Bellman, en un estado dado en el instante t , es el mínimo de la esperanza de los costos de explotación futuros desde t hasta el final del periodo T considerado.

- El valor de agua es la derivada respecto al stock del valor de Bellman (con signo cambiado). Se mide en unidades monetarias por unidad de volumen de agua en el embalse considerado.
- La variable de estado hidrológico ESHY resume el estado hidrológico del sistema y se calcula para cada instante de tiempo t , como la media de los aportes registrados en las 12 semanas precedentes para cada una de las represas, ponderadas con los coeficientes energéticos medios de cada central. Se clasifica, cada semana, ese valor en 4 clases hidrológicas: muy secas, secas, medias y fuertemente hidráulicas que contienen respectivamente el 4, 7, 20y 69% de las crónicas de aportes históricas.

9.1.14 Sistema de medición comercial

La red de UTE dispone de telemedición, dispuesta en centrales y subestaciones, destinada al control de las pérdidas en el sistema.

A ese efecto se instalaron medidores electromecánicos clase 1% en la Generación y la frontera Transmisión - Distribución, entendiéndose como tal el lado media tensión (60, 30, o 15 kV) de los transformadores de 150 kV ó 110 kV.

El cálculo del porcentaje de pérdidas se realiza mensualmente, con un software creado a tales efectos, que es alimentado con las lecturas de los medidores tomadas los días primero de mes a la hora cero, sincronizadamente en todo el país.

El sistema se verifica mediante contraste con la energía calculada a partir de datos obtenidos de otras procedencias:

- sistema Scada del Despacho Nacional de Cargas.
- Centros de Atención Zonales (CAZ).
- otros tipos de medidores.

En el marco de la implementación del Mercado Eléctrico, surgió la necesidad de disponer de medidas más precisas de energías y de potencias activas horarias por subestación, a efectos de cálculos de facturación de peajes en los intercambio energéticos.

A consecuencia de ello, se inició a implementar un plan de Telemedidas en la red de Transmisión y en las Centrales de Generación, que comprende:

- instalación de medidores de lectura remota vía módem en las estaciones frontera de Transmisión, Centrales de Generación y Grandes Clientes a nivel 150 kV. Se trata de medidores electrónicos, clase 0,2s con módem interno.
- instalación de un Centro de Recolección dotado con el software necesario para la interrogación automática de los nuevos medidores.
- diseño y creación de bases de datos adecuadas, facilitando los cálculos de pérdidas y la facturación de los peajes.

Actualmente, se encuentran instalados medidores del nuevo tipo en 23 subestaciones, de las que 14 están bajo consulta remota en período de verificación.

Se estima que durante el curso del año, se finalizará con la instalación de medidores en la totalidad de subestaciones frontera Transmisión - Distribución (44 subestaciones).

Respecto al sistema Salto Grande, se han instalados medidores electrónicos clase 0,2s con acceso por módem, cuyo proceso de lectura automático se encuentra en implementación. Por otra parte, el sistema de Salto Grande posee un sistema de medición comercial ajustado a la regulación argentina, utilizado por CAMMESA a los fines del control de las transacciones entre países realizadas en el marco del Convenio de Interconexión.

Al presente se encuentra en proceso de proyecto un sistema de medición en tiempo real de la generación de Salto Grande, adaptado a las exigencias de la regulación argentina.

9.1.15 Sistema de adquisición de datos en tiempo real.

Se trata de un sistema SCADA, que recibe información en tiempo real de la mayoría de las centrales y las subestaciones de AT y de todas las de EAT, permitiendo el telecomando de estas.

La vinculación entre las computadoras del D.N.C. y la Unidades Remotas de las subestaciones se efectúa por onda portadora, cable piloto o UHF. Para las principales subestaciones, la comunicación esta duplicada.

Se recibe medición de tensión en todas las barras de EAT, AT y MT de las subestaciones de transmisión, de potencia activa y reactiva en los dos extremos de las líneas de EAT y AT y los arrollamientos de los transformadores y se mide la frecuencia del sistema.

Se recibe también medición de temperatura de cables, meteorología en una subestación de Montevideo y cotas de los embalses.

Se reciben señales de actuación de protecciones y alarmas en subestaciones, agrupadas por nivel, así como de los sistemas de comunicaciones.

También se reciben señales duplicadas (abierto + no cerrado) de posición de equipos de maniobras, inclusive seccionadores de puesta a tierra, en EAT y AT.

El sistema permite el envío de telecomandos y valores de consigna.