



**COMISION DE INTEGRACION
ENERGETICA REGIONAL**

SEÑALES REGULATORIAS PARA LA
INVERSIÓN Y EL ABASTECIMIENTO
EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA
OCTUBRE 2002

**SERIE:
DOCUMENTOS
DE ANALISIS Y
DISCUSION**



**INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO CIER 08
“REGULACION DE LOS MERCADOS ELECTRICOS”**

**SECRETARIA EJECUTIVA
MONTEVIDEO - URUGUAY**

Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica

Octubre/2002



EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) es una organización internacional sin fines de lucro que agrupa a empresas e instituciones del área de la energía eléctrica, cuyo objetivo principal es promover y estimular la integración del sector energético de América del Sur, satisfaciendo las necesidades de sus miembros en relación con la integración, intercambio y comercialización de bienes y servicios, a través del desarrollo de proyectos, eventos y productos de información.

La CIER atiende las necesidades del sector y sus Miembros a través de una organización por áreas típicas: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y procesos del Área Corporativa, todo ello para mantener la CIER como:

- Una organización de gran prestigio en la región, útil para apoyar el desarrollo del sector y la competitividad empresarial, funcionando además como catalizador de negocios relacionados con el sector eléctrico, que resultan del efecto integrador de mercados.
- Un Organismo con una presencia internacional, reconocido tanto por las organizaciones de tipo similar como por las entidades financieras y de promoción de inversiones. Por ello se mantiene una activa presencia en eventos de relevancia internacional, con contactos institucionales con entidades, tales como el Banco Mundial, la Corporación Andina de Fomento (CAF), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Eurelectric de la Unión Europea, el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de América, IEA, WEC, CIGRE, CIRED y otros.
- Un Organismo dispuesto a brindar información sobre noticias, oportunidades y actividades del Sector Eléctrico, siempre dispuesto para servir a sus miembros a través de un sistema informática de acceso directo a su Banco de Datos, a través de la red de Internet y de Foros de Discusión en su página en Internet.

La Comisión se estructura en Comités Nacionales, que agrupan a las empresas y organismos del Sector eléctrico en sus respectivas naciones abarcando a los 10 países de raíces ibéricas en la América del Sur, más los Miembros Asociados, que son entidades del Sector Eléctrico ubicadas fuera de la Región, pero con intereses en ella.

El órgano de máxima decisión de la CIER es el Comité Central, donde participan las autoridades de los Comités Nacionales. El Presidente conduce la organización durante un período de dos años con el apoyo de dos Vicepresidentes con quienes constituye la Mesa Directiva.

El mercado de energía eléctrica de la CIER

Población: 345.739.000 hab.

Superficie: 17.347.150 km²

Energía generada: 681.942 GWh

Potencia instalada: 159.279 MW

Clientes: 83.932.000 cl

INDICE

INTRODUCCIÓN	11
AGRADECIMIENTOS	13
PRESENTACIÓN	17
SEÑALES REGULATORIAS PARA LA INVERSION Y EL ABASTECIMIENTO EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	18
1 ARGENTINA	22
2 BOLIVIA	32
3 BRASIL	40
4 COLOMBIA	52
5 CHILE	60
6 ECUADOR	68
7 ESPAÑA	77
8 PARAGUAY	83
9 PERÚ	87
10 URUGUAY	94
11 VENEZUELA	103
TABLA RESUMEN ESTRUCTURA SECTORIAL Y MARCO REGULATORIO	109

INTRODUCCIÓN

El documento que presentamos a continuación describe los aspectos de la regulación económica que, a juicio de los Delegados, más gravitan en las decisiones de inversión en el sector eléctrico de los países de la CIER y España. El propósito es presentar los puntos trascendentes de la regulación que propician la expansión de los sistemas. Las relaciones entre las decisiones de inversión y el marco regulatorio son indiscutibles, para lo cual se ha entendido necesario profundizar en aquella normativa con impacto en el negocio de la generación, transmisión y distribución. La inversión para asegurar el abastecimiento y el suministro de energía adquiere significativa relevancia en el contexto de los acontecimientos que estamos viviendo en la región.

La estrategia del Grupo de Trabajo CIER 08 «Regulación de los Mercados Eléctricos» es continuar desarrollando Documentos de Análisis y Discusión en temas específicos, de menor alcance pero de mayor profundidad. Este documento es el segundo de una serie de trabajos previstos. En este caso, el documento aborda aspectos como ser: características principales de la normativa que transmiten señales para la expansión del sistema, mercado para los generadores, contratos iniciales, mercado de clientes regulados, acceso al gas como insumo, incentivos para el ahorro energético, seguridad en el cobro de créditos en el mercado eléctrico, comercio internacional de energía, expansión de la red de transmisión, planificación y formas de participación estatal directa para asegurar el abastecimiento, regulación en situaciones de racionamiento, costo de falla, evolución del marco regulatorio.

Los temas tratados en el documento de por sí actualizan varios aspectos tratados en el primer Documento de Análisis y Discusión «Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano» editado por CIER en Agosto de 2001. Asimismo por razones de extensión y alcance definidas expresamente, no incluye aspectos de incidencia en la inversión como ser: análisis de las principales variables económicas de los países, evolución de los procesos de reforma sectorial, seguridad jurídica en toda su dimensión.

La CIER cuenta con estudios realizados sobre el marco regulatorio a partir de varios proyectos. Al respecto, es altamente recomendable referirse a otros documentos que amplían y profundizan el conocimiento, como sigue: Grupo de Trabajo CIER 02 «Mercados Mayoristas y Factibilidad de Interconexiones», Grupo de Trabajo CIER 06 «Calidad del Servicio de Distribución», Grupo de Trabajo CIER 03 «Interconexiones regionales de los Mercados Eléctricos» en sus Fases I y II

AGRADECIMIENTOS

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) agradece a los Delegados y Representantes Invitados que integran el Grupo de Trabajo CIER 08 “Regulación de los Mercados Eléctricos” el tiempo, aporte de conocimiento y talento profesional que en forma voluntaria han dedicado su tiempo para elaborar el presente Documento de Análisis y Discusión. Este trabajo forma parte de una serie de documentos a desarrollar en el ámbito de la CIER que abordan el marco legal y regulatorio en Sudamérica, junto a los países Miembros Asociados de la CIER. El aporte intelectual de los profesionales que indicamos en la siguiente página, nos ha permitido ofrecer al lector ésta información considerada de interés relevante para las empresas, organismos e instituciones. También agradecemos a las empresas, organismos e instituciones por la generosidad en asignar el tiempo de dichos profesionales para desarrollar este importante trabajo. Asimismo expresamos un especial reconocimiento al Ing. Jordi Dolader por su aporte a este documento a través del Resumen Ejecutivo que presentamos en esta edición.



GRUPO DE TRABAJO - CIER 08

“Regulación de los Mercados Eléctricos”

Delegados y Representantes Invitados

Coordinador Internacional – Área Corporativa: Cr. Juan Carlos Belza

COORDINADORES DEL GRUPO DE TRABAJO

Coordinador Principal:
Ing. Helio Mitsuo Sugai
Departamento de Proyectos de Ingeniería
COPEL Generación

Integrante del Equipo:
Dra. Silvana do Rocio Oliveira Geara
Asesora del Director de Relaciones Institucionales
de COPEL

DELEGADOS

Argentina

- Dra. Graciela Andina Silva de Alfano
Sector Calidad Comercial Dpto. Distrib.EE-ENRE

Bolivia

- Ing. Eddy Iporre Durán
Intendente de la Superintendencia de Electricidad
- Dr. Adhemar García Agreda
Analista de Movimiento de Energía-CORANI

Brasil

- Dr. Luiz Geremias de Aviz
Coordinador de Asuntos Jurídicos-COPEL

Chile

- Dr. Rodrigo Pérez Stieповic
Abogado PPL Global EMEL S.A.

Colombia

- Ing. Fabio Quitian Romero
Jefe División Bolsa de Energía-EMGESA
- Ing. Omar Serrano
Grupo Gerencia de Regulación-CODENSA

Miembro Asociado UNESA-España

- Dr. Alberto Bañón
Director de Regulación UNESA

Ecuador

- Ing. Juan Saavedra
Gerente Técnico-HIDRONACIÓN
- Ing. Eduardo Cazco Castelli
Director de Regulación-CONELEC

Paraguay

- Ing. Ernesto Samaniego
Director de la Dir. Planific.-ANDE
- Ing. Sixto Amarilla
Dpto.de Ingen. de Com. y Control-ANDE

Perú

- Ing. Miguel Révolo Acevedo
Jefe División Distribución-CTE

Uruguay

- Ing. Jorge G. Cabrera Lestegas
Gerente Div.Planificación Inv. y Medio Ambiente-UTE
- Dra. Ethel Ramón
Sub-Gerente. Coordinación Asuntos Industriales UTE

Venezuela

- Ing. Fidel Pérez Morgade
Gerente Div. Planif. Sistemas Eléctricos-EDELCA
- Dr. Felipe Hernández
Consultor Jurídico-ENELVEN

REPRESENTANTES INVITADOS A FORMAR PARTE DEL GRUPO DE TRABAJO

Venezuela

- Dr. Simón Saturno - Consultor Jurídico FUNDELEC
- Ing. Rafael Zamora - Jefe de la oficina Planificación y Reg. Eléctrica-MEM

Bolivia

- Ing. Osvaldo Irusta Zambrana
Director de Gestión Estratégica

PRESENTACIÓN

A más de dos décadas del inicio de la transformación del sector eléctrico sudamericano, acompañamos desde nuestra organización, el grado de avance de las modificaciones de la industria, en cada uno de los países de la CIER.

Con el objetivo de contar con un instrumento de referencia sobre cada uno de los estados en esta materia, el Grupo de Trabajo CIER 08, ha desarrollado y presentado el documento, Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano, editado en agosto del 2001, en el cual ha sido introducido España como Miembro Asociado.

A partir de ese documento y, con el objetivo de seguir aportando al análisis del desarrollo de los distintos marcos regulatorios, el Grupo de Trabajo, ha propuesto la preparación de otro documento, el cual, partiendo del análisis de la regulación económica permita construir una matriz de decisiones para favorecer las inversiones en el sector eléctrico, en los países sudamericanos y España.

En esta oportunidad, a partir de la decisión de la CIER de apoyar la iniciativa del Grupo de Trabajo, este esfuerzo se concreta en el documento que le presentamos: SEÑALES REGULATORIAS PARA LA INVERSIÓN Y EL ABASTECIMIENTO EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Un documento que recorre su contenido por el Contexto Institucional, Estructura Empresarial y la Participación Empresarial del Estado; la Generación; el Suministro a Clientes Regulados y a Clientes Libres y, por la Transmisión e Interconexión Internacional.

En cumplimiento de nuestros objetivos primordiales de, Intercambiar Informaciones, Conocimientos y Experiencias; Desarrollar Actividades de Cooperación Técnica y, Promover y Favorecer la Integración del Sector Eléctrico Sudamericano, ponemos a su disposición este documento, en el afán de apoyar y acompañar los cambios permanentes del sector y que forma parte de otra serie que seguiremos editando, en función de los aspectos que más nos demanden las empresas y organismos que conforman la CIER.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Juan Carlos Alvarez Salomón', is positioned above the printed name of the Director.

Ing. Juan Carlos Alvarez Salomón
Director Ejecutivo CIER



SEÑALES REGULATORIAS PARA LA INVERSIÓN Y EL ABASTECIMIENTO EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Por Jordi Dolader i Clara, Consejero de la CNE
Madrid, 8 de noviembre de 2002

El sector eléctrico tiene una historia más que centenaria.

Hace pocas semanas, aquí en Madrid, se estaba celebrando el sesquicentenario de la primera iluminación pública de la capital de España. Y en el año 1883, hace 120 años, en la ciudad de La Plata, capital de la provincia de Buenos Aires, se inauguró la primera iluminación eléctrica en América Latina.

Se trata pues, el sector eléctrico, de una industria muy madura, si bien en continua revisión.

Se inició como un experimento tecnológico manifestándose en sus primeras apariciones en público como alumbrado de calles y de interiores; posteriormente fue utilizado en la industria como elemento motor en sustitución del vapor o de la fuerza hidráulica mecánica y sus aplicaciones fueron introduciéndose cada vez y de una forma más extensiva a todas las actividades.

Si bien en sus principios fue promovido, como en todo sector incipiente, por la iniciativa privada, hubo una tendencia, posterior a la II Guerra Mundial, tanto en Europa como en Iberoamérica hacia la nacionalización de la industria.

A mediados de la década de los 80 se inicia la revisión de los principios que justificaron la masiva presencia pública en el sector energético y se observa una paulatina introducción de competencia mediante una redefinición de roles. Se produce la separación de las actividades en las que podía introducirse competencia de aquellas otras a las que, por su condición de monopolio natural, les convenía seguir siendo actividades reguladas.

Hoy estamos ante una nueva tendencia en la que la regulación está conduciendo a la industria hacia la liberalización acompañada además en muchas ocasiones de procesos de privatización.

Subsiste, mientras tanto, el debate entre la Seguridad en el Abastecimiento y la mayor presencia de actividades sujetas a reglas de Mercado. Desde la función de gobierno puede percibirse como que la cesión de determinadas iniciativas al mercado hacen perder el control sobre la cobertura de la demanda y la seguridad en el abastecimiento. La pregunta es inevitable: ¿La iniciativa privada asumirá el rol que el modelo

le asigna y realizará los emprendimientos de inversión necesarios? ¿Son las señales económicas contenidas en la regulación las adecuadas?

El excelente trabajo que sigue, consecuencia de la decisión de crear el Grupo de Trabajo CIER08, pasa revista a once países, diez del ámbito sudamericano más España.

Puede constatarse en dicho trabajo que de los once países bajo estudio, ocho han optado por avanzar en el camino de apertura e introducción de condiciones de mercado con la excepción de Venezuela, Uruguay y Paraguay, en los que se ha iniciado esta nueva regulación con menor velocidad.

Todos los países están de acuerdo en dividir el conjunto de las actividades en dos clases: las liberalizadas y las reguladas. En el primer bloque, aparece siempre la actividad de generación. En la mayoría de países se incluye asimismo la actividad de comercialización así como la presencia gradual de consumidores con capacidad de elección: grandes consumidores, clientes elegibles, etc.

En el segundo bloque de actividades existe amplio consenso en que las de red, transporte y distribución, pertenezcan a la categoría de reguladas. Diversos países consideran también incluidos en este bloque los operadores de sistema y de mercado, con variadas funcionalidades y vinculaciones con la industria.

Atendiendo a la forma en el que esta creciente presencia de competencia se ha ido produciendo, nos encontramos con que los procesos europeo y sudamericano han respondido a muy diferentes causas originales.

En Europa, se ha asistido a una dinámica top-down. A partir de la expresión de una voluntad política del Consejo de Europa y del Parlamento Europeo, la Comisión Europea ha redactado directivas de carácter sectorial que, una vez aprobadas, han obligado a los estados miembros a las correspondientes trasposiciones en leyes nacionales.

Estas leyes sectoriales de electricidad, gas natural e hidrocarburos, han precisado de una regulación secundaria que las ha reglamentado.

Salvo en muy contadas excepciones, todos los estados miembros de la Unión Europea al día de hoy, tienen leyes nacionales y su consiguiente regulación secundaria en materia de energía que las obligan a la introducción de crecientes mecanismos de mercado.

En América del Sur, si bien el proceso se inició una década antes que en Europa –no olvidemos que Chile inicia su proceso en el año 1982-, la innegable introducción de competencia ha respondido, casi en la mayoría de los casos, más a un estado de necesidad de cambio -colapso de modelos anteriores, falta de inversiones, necesidad de presencia de inversión privada-, que a un proceso regional instado desde acuerdos políticos.

Además, los organismos multilaterales han jugado un destacado papel en la implantación de modelos abiertos al facilitar estos el flujo de capitales hacia las necesarias inversiones en medios.

Previo a los marcos normativos sectoriales, en muchos países de América del Sur ha sido preciso el establecimiento de normas financieras permitiendo la libre circulación de capitales, así como la repatriación de beneficios.

En estos últimos tiempos parece que pueda producirse un proceso inverso debido a la inestabilidad en algunos países de la región. Vuelven a oírse voces defendiendo el proteccionismo y la reserva para el Estado de la actividad energética. Es de esperar que sea sólo un problema pasajero ya que de lo contrario esta dinámica daría al traste con los importantes avances hasta ahora logrados en materia de apertura de mercados.

Situaciones como el default argentino, fenómenos atmosféricos como los del Niño con las consiguientes crisis de abastecimiento en Brasil y Chile, problemas cambiarios de las monedas locales en su relación con el dólar, están afectando de forma puntual al éxito indudable de la implantación de marcos regulatorios impulsores de competencia.

Lo dicho anteriormente, no obsta para que las relaciones bilaterales hayan aumentado en el campo de intercambios energéticos transfronterizos arropados por los acuerdos de Mercosur y del Pacto Andino, habiéndose obtenido resultados positivos en materia de interconexiones.

Descrito este panorama inicial, el trabajo CIER08 focaliza la atención sobre el rol que desempeñan las señales regulatorias, tales como los Cargos por Capacidad, la Obligación de Contratar que tienen algunos agentes, la Expansión del parque Generador, la Expansión de Infraestructuras de Transmisión y los Procesos Administrativos para la obtención de Licencias.

Otros temas analizados son la separación de actividades, el llamado unbundling, la existencia de un Regulador Independiente y su grado de independencia respecto al poder político y la industria, el Régimen Especial, incluidas las fuentes renovables, los Contratos Iniciales, los Costes de Transición a la Competencia y la cada vez mayor presencia del Gas Natural para su aplicación térmica en las centrales de nuevas tecnologías de tipo ciclo combinado, CCGT.

La Obligación de Suministro que tienen la mayoría de los Distribuidores se configura como el elemento motor más importante de la expansión del Sistema Eléctrico en su conjunto.

Seis países traducen esta obligación de suministro en la de obtener contratos superiores a dos años: Bolivia, Brasil, Colombia al inicio, Chile, Perú y Uruguay.

Otros países, Argentina y España, sin obligar a establecer contratos, designan al distribuidor como responsable último de asegurar el suministro, si bien esta obligación se ve modificada al migrar los consumidores de tarifa integral a mercado.

Tanto los porcentajes de los contratos como los plazos son muy diversos, siendo mayoría los países que permiten el traspaso a tarifa de los precios obtenidos mediante mecanismos concurrenciales, tipo licitación.

Algunos países ponen especial énfasis en el establecimiento de penalidades por falta de suministro, Argentina, Chile, España, Perú, Uruguay, siendo muy diversas las cuantías de las mismas.

Claramente, estas penalidades hacen más a las obligaciones de invertir en redes de los propios distribuidores que a la asunción de compromisos derivados de contratos.

La segunda señal que resulta importante para el análisis de la expansión del sistema es la existencia de planes determinativos o sólo indicativos de la expansión de la red de transmisión. Siete países, Brasil, Colombia, Ecuador, España, Paraguay, Uruguay y Venezuela, poseen una planificación vinculante; tres sólo indicativa, Bolivia, Chile, Perú; finalmente, Argentina establece como obligación a los transportistas la confección de "Guías de Referencia" con periodicidad anual.

Resulta significativo que de los once países en estudio, ocho no mantienen la exclusividad de monopolio para las nuevas redes, y dos sí, Ecuador y Paraguay.

En siete casos la expansión de la transmisión no responde a una obligación del concesionario principal creándose, en la mayoría de éstos, la figura del transportista independiente que asume, mediante contratos Boot, el desarrollo, la posterior operación, el



mantenimiento y la consiguiente amortización de los activos puestos a disposición de un conjunto de beneficiarios.

En casi ningún país existen derechos de congestión con los que abordar la eliminación de cuellos de botella, si bien en algunos países, Brasil, España y Uruguay es en estos momentos materia en estudio, sobre todo en las interconexiones transfronterizas.

El grado de avance en el comercio internacional debido a la presencia de líneas de transmisión dispuestas a este fin es débil, excepto Paraguay y Uruguay, por las centrales hidráulicas binacionales de Itaipú y Yacretá.

Sólo Argentina muestra un 18% de intercambio con sus vecinos, Brasil un 10% y el resto valores inferiores.

Analizando con más detalle el comportamiento de los mercados, resulta muy interesante conocer si los precios spot han resultado estables o si, por el contrario, han presentado volatilidad.

De los once países bajo estudio, en siete se han producido fuertes oscilaciones.; en dos, Paraguay y Venezuela no existe por el momento mercado spot, y los dos restantes, Argentina y España, cabe mostrarlos como ejemplos de estabilidad, si bien en este último país, con alguna aleatoriedad debida a la variabilidad en la generación hidráulica. Además, en España algunas decisiones regulatorias, como el sistema de cobros de los CTC o una metodología de tarifa integral, no suficientemente transparente, pueden estar afectando a la formación de precios del mercado.

Es interesante analizar en qué proporción la generación está siendo ofrecida a través de contratos. En cuatro países, Brasil, Chile, Ecuador y Perú, la totalidad de la generación lo está; en tres, Bolivia, Colombia y Argentina, la proporción es superior a una tercera parte e inferior a dos terceras partes y en el resto, la proporción es nula o insignificante.

La remuneración de la capacidad parece ser la señal regulatoria por excelencia. En un buen número de países se reconoce como elemento de estabilidad en la actividad de generación a largo plazo.

Seis países remuneran la potencia firme mediante simulaciones a futuro y la utilización de series históricas pasadas. En tres, Paraguay, Brasil y Venezuela, no existe esta remuneración específica.

Resulta interesante el análisis de qué condiciones deben cumplir los generadores para ser acreedores de esta remuneración y aquí la apertura es amplia, ya que tres países, Colombia, Ecuador y España, retribuyen a todos los actores; dos, Argentina y Uruguay, retribuyen sólo a los generadores sin contrato, y algunos países,

Bolivia, Chile y Perú, establecen condiciones especiales ligadas a confiabilidad,

Un último aspecto importante en la remuneración de la capacidad es la cuantía de ésta. La variación entre países es amplia, oscilando entre los 12\$/MWh en el caso de Argentina, 5'25\$/kWmes en el caso de Colombia, o su traducción a energía demandada de 0'48c€/kWh en el caso de España.

Otro aspecto analizado en el campo de la generación ha sido la intervención de la autoridad pública en el caso de situación de emergencia. En cuatro casos dicha intervención no está prevista, y en otros cuatro se ha producido como consecuencia de crisis determinadas.

En el otro extremo de la cadena de valor, el estudio analiza cómo se produce en los once países el suministro a clientes regulados y cuáles son las condiciones para su migración a mercado libre.

En el primer segmento, en cinco países se establece como obligatoria la licitación de contratos con el fin de poder trasladar los precios de compra a las tarifas reguladas, no siendo así en otros tres países, y no concretándose la regulación en otros tres.

Los umbrales que definen la opción de elegibilidad de los grandes consumidores son bien distintivos en los once países, siendo de 1MW o más en cinco casos, Bolivia, Brasil, Chile, Ecuador y Perú, inferiores en cuatro, Argentina, Colombia, España, Uruguay, y sólo para los dos restantes no está establecido dicho umbral.

En pocos países el porcentaje de consumo que está liberalizado para ser transaccionado en el mercado libre supera un valor significativo. Perú con el 47%, Chile con el 40%, y Colombia con el 25%, son los mercados abiertos que pueden calificarse de una cierta importancia. En el caso de España, la energía liberalizada es del orden del 54%, si bien la que se adquiere en el mercado libre está en torno al 40%.

En la mayoría de países se permite la opción de mantener tarifas reguladas junto con la capacidad de elegir suministrador y sólo dos, Chile y Perú, han eliminado esta dualidad.

Existe amplio consenso en la aplicación del principio de unbundling, es decir, la separación de actividades, identificándose en la mayoría de los casos las cuatro categorías: generación, transporte, distribución y comercialización; así como la presencia, en algunos países, de operadores de sistema y operadores de mercado.

Asimismo, en la mayoría de los países que han adoptado modelos abiertos, e incluso en aquellos en

que el proceso de apertura aún no ha concluido, existe la figura del regulador independiente, algunas veces solamente con competencia sobre la actividad eléctrica y otras, cubriendo el sector gas e incluso el de hidrocarburos líquidos.

El proceso de liberalización pasa inexorablemente por la presencia de actores en competencia por lo que la facilidad de implantación de nuevos medios de producción e infraestructuras de transporte es esencial.

En la mayoría de los países, las exigencias medio ambientales que se insertan en los procedimientos administrativos y técnicos para la entrada de nueva generación y transmisión se han relevado como las barreras más importantes para la implantación de estos medios.

En la mayoría de los países, salvando los aspectos medio ambientales, la autorización de estas instalaciones deviene simplemente en autorizaciones administrativas, conservando pocos países la figura de contrato de concesión.

El ahorro energético y la utilización de energías no convencionales parece el gran excluido ante el nuevo paradigma liberalizador; así, sólo Brasil y Ecuador mantienen algún tipo de campaña de ahorro energético y uso eficiente de la energía, no existiendo en el resto de países prácticamente ningún tipo de programa al respecto.

Pocos países establecen ayudas al uso de fuentes no convencionales o renovables para la generación eléctrica, con la excepción de España, en la que a través del denominado régimen especial se prima el uso de energías renovables, residuos y cogeneración con un límite de potencia de 50 MW.

Asimismo, Ecuador da una preferencia de despacho a las fuentes renovables con precios regulados según tecnología.

La mayoría de países, sin embargo, confían simplemente en la señal de precios tanto para incentivar el uso eficiente y racional de la energía como la utilización de fuentes renovables.

En el caso de España la regulación ha establecido el reconocimiento de Costes de Transición a la Competencia, CTC's, para aquellos generadores con implantación anterior al cambio de modelo.

Seguramente, la práctica total pertenencia al sector público de los medios de generación en las empresas de los países de América del Sur, permitió que estos costes hundidos fueran asumidos por los Estados en los procesos subsiguientes de privatización.

Al existir empresas públicas y privadas en España, tuvieron que reconocerse derechos pasados, lo que se tradujo en el monto inicial de CTC's.

Por último, el estudio recorre la presencia de gas natural en la región. Los países pasan a ser clasificados automáticamente como productores, Argentina, Perú, Bolivia, Venezuela, o consumidores, ellos mismos o el resto de países.

La integración regional de mercados está logrando que las interconexiones internacionales permitan el suministro a los países consumidores desde las fuentes de producción con mutuo beneficio e interrelación entre los sectores gasístico y eléctrico; ejemplos de ello son, entre otros, los gasoductos Argentina-Chile y Bolivia-Brasil.

Sin pretender ser una conclusión, puede finalizarse esta presentación del excelente trabajo del proyecto CIER08 diciendo que la introducción de lógicas de mercado en el sector eléctrico, se ha demostrado eficiente en la totalidad de los países bajo estudio y que en el futuro, la formación de mercados supranacionales será el driver de la próxima regulación, incrementándose los intercambios interfronterizos y alcanzando la calificación de mercados regionales.

Será necesario ir introduciendo desde la regulación las modificaciones o adaptaciones que sean necesarias, en aquellas partes del diseño que muestren debilidades o que necesiten ser mejoradas, como resultado de la experiencia y discurrir de los sectores energéticos en este nuevo escenario de regulación.

Adicionalmente, en muchos casos, las debilidades de los modelos surgen como consecuencia de que la regulación es incompleta, porque todavía no se han acometido todos los desarrollos, y se tiende a confundir "mala regulación" o debilidades del modelo con "falta de regulación" o desarrollos incompletos. Esto suele ser un argumento muy utilizado por las opiniones que van en contra de los procesos de regulación

Las señales económicas son y serán los elementos de control más importantes que los gobiernos y los reguladores tendrán a disposición para ajustar el comportamiento de los agentes en este mercado. Una deseable estabilidad regulatoria será indispensable para que la discrecionalidad no sea el nuevo paradigma de este modelo abierto que impera en el sector eléctrico de la mayoría de países de América Latina y Europa.



1 ARGENTINA

Debido a los problemas económicos que actualmente afectan a la República Argentina, algunos de los mecanismos y normativas que se describen aquí han sido modificados en forma temporaria por la Secretaría de Energía de la Nación y resulta dificultoso realizar previsiones respecto a la vigencia de las mismas. Ello comprende a las transacciones económicas dentro del Mercado Eléctrico.

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La expansión de la generación en Argentina ha tenido lugar principalmente para la venta en el mercado spot de energía. La expansión de la transmisión no resulta de un procedimiento planificado centralmente sino de iniciativas de los agentes.

El marco regulatorio indica que los distribuidores deben satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de su contrato de concesión, pero no obliga a los distribuidores a ningún mecanismo particular para abastecerse, pudiendo establecer contratos con generadores o comprar en el mercado spot a su propio criterio. En caso de comprar en el mercado spot, lo hacen a un precio spot estabilizado estacional, que atenúa las variaciones del precio spot mediante un fondo de estabilización. Los generadores deben contar con respaldo de generación asegurado, para cubrir el compromiso que surge de la energía que venden mediante la suscripción de contratos.

Las primeras privatizaciones de los sistemas de distribución incluyeron contratos iniciales entre los generadores y los distribuidores del área del Gran Buenos Aires por los primeros ocho años, los que vencieron en el año 2000.

Aproximadamente el 64% de la energía generada se vende en el mercado spot.

Existe una remuneración a la capacidad de generación, que se paga por la contribución de las centrales a la garantía de suministro, bajo la forma de un cargo fijo por potencia con independencia del despacho de la central en el período. Existen dos productos diferenciados, potencia base y reserva de confiabilidad.

La remuneración de Potencia Base es percibida sólo por la potencia no vendida en contratos. Para las centrales hidráulicas se remunera la potencia media despachada para el conjunto de las series de aportes

hidráulicos históricos, en las horas remunerables (90 por semana). Las centrales térmicas se remuneran si contribuyen a la garantía de suministro en las simulaciones con las series más secas.

La expansión del transporte resulta de varios procedimientos, en los que la iniciativa es responsabilidad de los usuarios de la red, generadores, distribuidores y grandes consumidores.

La participación empresarial del Estado Nacional se limita a la propiedad de las dos centrales nucleares y la comercialización de la energía de las dos centrales hidroeléctricas binacionales en las que participa Argentina, lo que representa alrededor del 28% de la capacidad instalada en el país.

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

El proceso de privatización llevado a cabo en 1992 permitió una importante fragmentación de la generación. Existen en Argentina varias decenas de generadores. El mayor generador privado tiene menos del 10% de la capacidad instalada de generación.

Desde la privatización hasta el año 2001 se ha observado un incremento de la capacidad de generación por encima del crecimiento de la demanda, que permite la existencia de potencia firme excedente destinada en parte a la exportación.

Existe una infraestructura de producción de gas natural en el país, que permite su aprovechamiento en la generación eléctrica.

La potencia instalada total al fin del año 2001 era de 23189 MW. El tipo de centrales existentes se describe en los cuadros siguientes.

Capacidad instalada por tipo de central al fin del 2001

	Porcentaje de la potencia instalada total
Hidráulica	40.7 %
Ciclo combinado	25.5 %
Turbo vapor	19.5 %
Turbina de gas a ciclo abierto	9.9 %
Nuclear	4.3 %

Energía generada por origen en el período 1992-2001

	Porcentaje de la energía
Hidráulica	40 %
Térmica	48 %
Nuclear	11 %
Importación	1 %

Existen interconexiones con Brasil de 2000 MW, con Uruguay de 2000 MW, con Paraguay de 200 MW y con Chile de 600 MW, (no integrada a la red principal de Argentina).

Argentina exportó en el año 2001 el 6.3% de su generación bruta, y recibió a su vez importaciones por el 8.2% de dicha generación Bruta.

En el período 1995-2000, la energía generada creció a una tasa acumulativa anual del 7.2%. El último estudio de prospectiva realizado por la Secretaría de Energía previó en el período 1999-2010, tasas de crecimiento de la demanda de electricidad entre el 3.5 y 5.9%, según el escenario de crecimiento económico tomado.

1.2.2 Transmisión

El SADI (Sistema Argentino de Interconexión) abarca casi 8.000 km de líneas de 500 kV y más de 13.000 km de líneas de 132 y 220 kV, que cubren casi toda la extensión del país.

Existe un único transportista para la red troncal principal de 500 kV (Transener), y una serie de empresas de transmisión regional.

Los transportistas no tienen exclusividad en la inversiones en expansión en sus áreas respectivas, ni obligación de realizar dichas expansiones. Pueden entrar nuevas empresas a prestar servicios de transporte en la medida en que obtengan concesiones en el marco de los procedimientos de expansión de la red.

Dada la gran extensión del país pueden existir restricciones del sistema de transporte al despacho de la generación, originadas en límites de capacidad de las líneas o de estabilidad del sistema de transmisión, por ejemplo las que existían en el transporte de energía desde la región del Comahue (exportadora de energía hidráulica en el suroeste del país), hasta la zona de Buenos Aires donde se encuentra la mayor concentración de demanda, aliviadas por la entrada en servicio de una cuarta línea de 500 kV entre ambas regiones en 1998.

1.2.3 Distribución

Existe en Argentina un gran número de empresas y cooperativas distribuidoras de energía. La tabla siguientes presenta los datos de las más importantes de las mismas por su energía vendida.

Empresa	Area de concesión (km2)	Nº Clientes	Energ. Vend(GWh)
EDENOR	4637	2265519	13709
EDESUR	3309	2096673	12891
EPESF	114690	877621	4193
EPEC	165321	637094	4063
EDEMSA	109908	311946	2189
EDEN	110543	275211	1812
EDEA SA	105438	412222	1739
EDEERSA	56287	235383	1266
EDET SA	22524	318863	1191
EDELAP	5780	277512	1091
ESJ S.A	85226	151461	829
EMSA	16206	116816	826

El servicio eléctrico llega al 94.9% de las viviendas, según datos del año 2001.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

Las ofertas de generación se desarrollan en un mercado de libre competencia, en el que las unidades de generación de electricidad ofrecen su energía a un costo denominado Costo Variable de Producción (CVP).

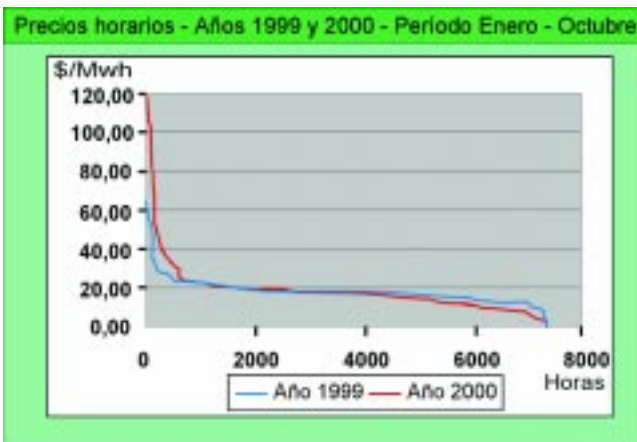
Este costo es declarado trimestralmente por los generadores, limitados por un tope que representa, para los generadores térmicos, el 115% de los costos de referencia de combustibles determinados por CAMMESA (organismo encargado del despacho) en base a precios nacionales e internacionales. En el caso de las centrales hidráulicas el límite para las declaraciones se ubica en el 50% del primer escalón de costo de falla, que actualmente es 120 \$/MWh.

Los costos variables resultantes de las ofertas de generación para tres años recientes, se indican en el siguiente gráfico.



El siguiente gráfico muestra curvas monótonas de los precios spot horarios de la energía de los años 1999 y 2000.

Se observa que existió en el período una razonable permanencia y estabilidad de los precios en torno a su valor medio. Si bien la disponibilidad de generación hidroeléctrica es fuertemente aleatoria, la diversidad de fuentes y la existencia de un aporte del orden del 60% de fuentes no hidráulicas, hace que la varianza de los precios spot respecto a su valor medio sea menor que en los restantes países de la región, en los que predomina la energía hidráulica.



El precio que pagan los usuarios del MEM, resulta de la combinación del precio de la energía con la remuneración por capacidad a los generadores y el costo de los distintos servicios adicionales. Este precio, denominado Precio Monómico, tuvo la evolución que se muestra en la figura.

A raíz de la situación económica del país a partir de diciembre del año 2001, los precios regulados de los servicios públicos, medidos en dólares, experimentaron una reducción muy grande como resultado de la depreciación del peso argentino respecto al dólar y del mantenimiento del valor nominal en pesos de los precios regulados.



Como resultado los precios monómicos del mercado mayorista eléctrico se han reducido al orden de aproximadamente 8-10 US\$/MWh.

1.3.2 Señales para los distribuidores y mercado de energía para los clientes regulados

1.3.2.1 Contratos iniciales

A partir del año 2000 no existen contratos iniciales en vigor.

Existieron contratos iniciales en vigor entre el año 1992 y el año 2000 que se diseñaron para facilitar la privatización de un conjunto de centrales térmicas de generación en la zona del Gran Buenos Aires, que representaban aproximadamente un 25% de la capacidad de generación. En esos contratos las centrales vendían a las distribuidoras de la misma zona a un precio de 40 US\$/MWh.

1.3.2.2 Precio estabilizado estacional e incentivos para contratar

Los distribuidores no tienen obligación de contratar su abastecimiento en forma anticipada para abastecer a los clientes regulados. Pueden o no contratar, a su criterio.

La energía que no contratan, la adquieren en el mercado spot, a un precio estabilizado estacional. Los precios estacionales de la energía para distintos períodos horarios del día son calculados semestralmente, como el valor esperado de los precios spot promedio en un horizonte futuro de seis meses, con una corrección destinada a trasladar a dichos precios estacionales los eventuales sobrantes anteriores del fondo de estabilización (rebajando el precio estacional respecto al spot medio esperado) o a recaudar faltantes si el fondo se encuentra en un nivel bajo (aumentando el precio estacional respecto al spot medio esperado). Para determinar el precio estacional se realizan simulaciones del funcionamiento del

mercado en el período analizado.

Los distribuidores pueden pasar a las tarifas que cobran a sus usuarios finales el costo de comprar la energía en el mercado mayorista, a precio estacional, el mismo al cual adquieren la energía en el mercado spot.

Por otra parte, no existen en lo inmediato riesgos de desabastecimiento de energía que induzcan a los distribuidores a asegurar el suministro mediante contratos con generadores.

Como resultado, los distribuidores tienen un fuerte incentivo para no celebrar contratos a precio fijo, ante el riesgo de que el precio estacional que se le permite trasladar en las tarifas, se haga menor al precio del contrato, en cuyo caso el distribuidor incurre en esas pérdidas.

Por dicha razón, la mayor parte de la energía comprada por los distribuidores proviene del mercado spot a precio estabilizado y ello determina que el volumen del mercado de contratos sea menor que el de las compras a precio estabilizado.

1.3.2.3 Indexación del precio trasladable por los distribuidores a los consumidores finales. Cobertura del riesgo inflacionario y cambiario que suelen obtener los generadores

El mecanismo de pasaje a las tarifas descrito en el punto anterior se basa en el cálculo anticipado del precio promedio del mercado spot para un trimestre, que en forma transparente realiza CAMMESA, lo que se expresa en los precios estacionales que, una vez sancionados por la Secretaría de Energía de la Nación, deben pagar los distribuidores durante todo ese trimestre por sus compras en dicho mercado.

Hasta fines de 2001 estos precios pagados en el mercado mayorista, los precios pactados en los contratos y las tarifas aplicadas a los usuarios finales, estaban determinados en dólares estadounidenses. A partir de principios de 2002 se eliminaron los precios y tarifas en dólares y las cláusulas de ajuste vinculadas,

pasándose los valores a pesos a relación de conversión entonces vigente de un peso por dólar (Ley 25.561). Actualmente todos los precios y tarifas en el mercado mayorista y en los cuadros tarifarios están determinados en moneda nacional corriente, no previéndose mecanismos automáticos de ajuste o indexación.

Sin embargo, los generadores que ofertan sus costos variables de producción (CVP) en el mercado mayorista, pueden variar su declaración de precios (habitualmente por un trimestre), cada quince días.

No obstante lo cual, se mantiene por el momento el mecanismo de precio estacional trimestral para la compra de los distribuidores, dado que existe un Fondo de Estabilización que zanja las diferencias entre los precios previstos en la programación trimestral y los precios efectivamente sancionados por el mercado horario, el cual por el momento tiene previsto cubrir las diferencias que pudieran producirse.

La experiencia inflacionaria en Argentina es incipiente en esta nueva etapa macroeconómica (desde 1991 a 2001 hubo cambio fijo y estable a la razón de convertibilidad de \$1 = U\$S 1), por lo que es posible que, de volverse a un escenario de inflación sostenida, se introduzcan reformas a los mecanismos actuales para atender las nuevas circunstancias.

1.3.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

Como una forma de incentivar el desarrollo de este tipo de operaciones, los niveles de potencia requeridos para poder aspirar a ser Gran Usuario se han ido reduciendo desde el comienzo de la vigencia del Marco Regulatorio de 5.000 kW a 30 kW. No hay restricción en el nivel de tensión para ser Gran Usuario

Existen tres categorías de grandes usuarios: Gran Usuario Mayor (GUMA), Gran Usuario Menor (GUME) y Gran Usuario Particular (GUPA).

Las características de cada tipo de gran usuario se describen en el cuadro siguiente:

Los futuros Grandes Usuarios que por sus característi-

	GUMA	GUME	GUPA
Potencia y energía mínimas	Más de 1000 kW y 4380 MWh/año	30 kW hasta 2000 kW	30 kW hasta 100 kW
Requerimiento de contratación	mínimo 50% de su demanda	100% de su demanda	100% de su demanda
Duración mínima de contratos	1 mes	6 meses	1 año
Responsabilidad de la medición	del gran usuario	del distribuidor	del distribuidor
Percepción de la señal de precios del mercado	son activos a las señales	son pasivos a las señales	son pasivos a las señales



cas de potencia y energía puedan ser categorizados como GUMA o GUME, deben optar, a la presentación de su solicitud de ingreso al MEM, por ser incluidos inicialmente en una de dichas categorías. Igualmente deben optar los futuros Grandes Usuarios que por sus características de potencia y/o energía puedan ser categorizados como GUME o GUPA,

Los GUME y los GUPA no están habilitados a operar en el Mercado Spot y no deben abonar el cargo por Gastos de Administración del Mercado. Su relación es con el Distribuidor, en lo que hace a la operación física en el Mercado Eléctrico Mayorista.

1.3.4 Remuneraciones a la capacidad de generación

Existen una remuneración a la capacidad de generación, que se paga con independencia del despacho en el período corriente, por el concepto de remuneración base de potencia. Se remunera mediante por él, la energía generable hidráulica media (en el conjunto de las series de aportes hidráulicos históricos y en el período de remuneración de potencia, fuera del valle de la demanda semanal), y la capacidad de generación de las centrales térmicas que contribuyen al abastecimiento en situaciones de sequía.

La cantidad de potencia remunerada por concepto de base de potencia, se determina con los siguientes criterios:

- A los generadores hidráulicos se les remunera como potencia base mensual, la potencia media despachada en una simulación estacional, para el conjunto de las series hidrológicas, en las horas con remuneración de la potencia (que corresponden a 90 horas semanales).
- Para determinar la potencia base remunerada de las centrales térmicas, se estima para cada central y en cada mes la distribución de la potencia media despachada de la central en una simulación estacional, en las horas con remuneración de la potencia, para el conjunto de las series históricas de aportes. Se determina para cada central un requerimiento térmico mensual, igual a la potencia que tiene probabilidad 5% de ser superada en dicha distribución de potencias despachadas de la central.
- Si el requerimiento térmico mensual así definido excede al 80% de la potencia efectiva de la central, la misma es considerada como generador de base y su potencia base remunerada es la potencia efectiva neta afectada por la indisponibilidad declarada.
- Si el requerimiento térmico mensual no excede al 80% de la potencia efectiva de la central, la central no es considerada generador de base, y se recurre

a la distribución de potencias semanales que genera, en una segunda simulación, en la que se eliminan los mantenimientos programados de las centrales térmicas que no son de base. En esta distribución de potencias generadas mensualmente, se estima el requerimiento térmico como la potencia que tiene probabilidad 5% de ser superada en dicha distribución de potencias despachadas de la central. Si dicho requerimiento térmico es superior al 10% de la potencia efectiva neta de la central, entonces la potencia a remunerar es igual a la potencia efectiva neta afectada por la indisponibilidad declarada.

El precio con que se remunera a la reserva base de potencia fue fijado en junio de 2002 en 12 pesos argentinos por MW.(hora de remuneración de potencia-hrp), equivalentes aproximadamente a 3.3 US\$/MW.hrp.

Las máquinas convocadas en el despacho diario con una potencia mayor a su compromiso de base de potencia reciben, exclusivamente por dicho excedente, una remuneración en las horas en que se remunera potencia.

Existe además un conjunto de servicios de reserva de corto plazo, de diferentes tiempos de respuesta (instantánea, regulante, de 5 y 10 minutos, reserva fría, reserva de cuatro horas) y reserva de confiabilidad de mediano plazo destinada al cubrimiento de los picos de demanda, cada uno con su remuneración específica.

Las cantidades de reservas de corto plazo requeridas son definidas semanalmente por el organismo encargado del despacho y son cubiertas con las ofertas de cantidad y precio que realizan los generadores. La reserva de confiabilidad se determina con la programación del invierno y da lugar a una licitación estacional (a menos que se determine un plazo menor), con ofertas de cantidad y precio de los generadores.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

La mayor parte de la generación térmica emplea como combustible el gas natural.

Argentina dispone de una red de transporte de gas muy extensa, que transporta el mismo desde las diversas cuencas de producción hasta los principales centros de consumo, convergiendo en Buenos Aires.

La disponibilidad de gas para las centrales se ve limitada en una parte de los días del invierno debido a la restricción que impone el sistema de gasoductos troncales, por lo que se requiere en ese período del

empleo de un combustible alternativo. Las restricciones aparecen debido al aumento invernal del consumo de gas de los restantes consumidores, principalmente residenciales, para quienes está contratada la capacidad firme de transporte de los gasoductos.

Por esa razón el consumo en las centrales está supeditado en el invierno a la existencia de capacidad remanente de transporte luego de abastecer el consumo residencial y los restantes clientes de gas no interrumpibles, ya que las centrales no suelen contratar transporte de gas en firme por los gasoductos, sino modalidades con diverso grado de interrumpibilidad.

Desde 1993 se han producido ampliaciones en la capacidad de transporte de gas a fin de poder cubrir los requerimientos de distribuidoras y grandes usuarios, mejorando sensiblemente la condición de operación en época invernal. El aumento de la capacidad de transporte se alcanzó mediante la construcción de cañerías paralelas ("loops") y plantas compresoras optimizando los gasoductos existentes.

Por otra parte, la aparición de centrales eléctricas cercanas a la boca de pozo (Filo Morado, Agua del Cajón, Neuquén, S.M.Tucumán, etc) produjo un desplazamiento de parte del consumo de gas por usinas desde regiones que requerían transporte de gas hacia regiones que no lo precisan, apareciendo una competencia en la colocación del gas en usinas entre ambas regiones y entre distintas distribuidoras dentro de las que necesitan transporte.

Dado que el requerimiento de gas para uso eléctrico crece más rápido que la demanda de transporte de gas firme y no interrumpible, que es la que determina las expansiones principales de la red, es de esperar que se incremente en el futuro el tiempo con restricción en el uso de gas para centrales eléctricas. Este efecto tendrá lugar siempre y cuando las centrales no decidan comprar capacidad firme en los gasoductos o pacten contratos con una cantidad máxima de días al año con restricción de suministro, lo que eleva los precios del gas. La exportación en período invernal agudiza el efecto señalado de restricción en el suministro de gas.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

El incentivo al ahorro energético en el marco regulatorio vigente, radica en las señales de precios hacia el consumo, de forma de incentivar el uso eficiente y racional, desde el punto de vista económico, no existiendo otros mecanismos sistemáticos de fomento al mismo.

La generación eólica tiene establecido un subsidio es-

pecial de \$ 0,1/MWh a cargo de un impuesto sobre el consumo total de electricidad vendido en el mercado eléctrico mayorista.

1.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

Hasta el momento no han existido problemas sustanciales para los generadores en el cobro de sus créditos en el mercado mayorista, o problemas de insolvencia de los distribuidores o grandes usuarios para el pago de los contratos y compras en el mercado.

El mercado mayorista tiene previsto un esquema de penalidades pecuniarias por atrasos en los pagos y un esquema progresivo de cortes de suministro.

En algunos casos puntuales, algunas situaciones de incumplimiento han tenido el respaldo de medidas judiciales de amparo que impidieron o demoraron la acción punitiva (recargos e intereses y cortes de suministro) prevista en la reglamentación del mercado mayorista.

1.7 Comercio internacional de energía

La normativa argentina, por medio de la Resolución 21/97 de la Secretaría de Energía, reglamentó la exportación e importación de energía eléctrica. De acuerdo con esta reglamentación, el comercio exterior de electricidad puede canalizarse según dos tipos de transacciones:

- contratos de importación o exportación de potencia firme, con energía asociada convocada por el comprador dependiendo de sus necesidades
- comercio spot o de oportunidad

1.7.1 Contratos

La firma de contratos de exportación e importación requiere autorización previa de la Secretaría de Energía. Los contratos se hacen a precios y cantidades acordadas libremente por las partes, de conocimiento público.

Los precios pactados son fijos, en el caso de las exportaciones a Brasil y Chile o se relacionan con los precios que rijan en el mercado spot del país exportador en el momento en que se efectivicen las exportaciones, en el caso de las exportaciones a Uruguay

Si el generador tiene disponibles las máquinas



comprometidas en el contrato, la exportación tiene prioridad respecto del abastecimiento del mercado spot interno, a menos que haya restricciones en el sistema de transporte para colocar su oferta en el nodo frontera.

Cada contrato de importación o exportación tiene que contar con una reserva firme de capacidad de transporte en el vínculo internacional, contratada con el transportista internacional que explota las instalaciones asociadas al nodo frontera asignado a ese contrato de exportación/importación. Existe una reglamentación detallada y en aplicación, para la construcción de interconexiones internacionales y la asignación de su capacidad firme.

Dentro de la red nacional de transporte no existe la figura de reserva de capacidad. Por tanto, el exportador o el importador con contratos de comercio exterior sufren los mismos efectos que los agentes nacionales frente a restricciones en la capacidad de transporte.

Los intercambios spot o de oportunidad son operaciones interrumpibles en el mercado spot en las que se comercializan excedentes de energía sin pagos asociados de capacidad.

Las importaciones spot requieren la intervención de un comercializador del MEM, encargado de presentar al OED los precios ofertados en el nodo frontera, para distintos volúmenes de importación, que tendrán vigencia durante todo el período estacional. Sólo quienes hacen esta presentación están en condiciones de ofertar excedentes de importación en el despacho diario y ante situaciones de emergencia en el abastecimiento del MEM podrán ampliar sus ofertas.

Los ingresos del comercializador importador corresponderán a los precios ofertados, con independencia del precio spot en el nodo frontera.

Cuando hay operaciones de importación y exportación spot, los precios en el mercado local se ajustan a las nuevas condiciones de oferta y demanda en el mercado. Esto es, las importaciones se suman como una oferta adicional, reduciendo el precio spot, y las exportaciones se consideran como una demanda adicional, incrementando el precio spot.

La reglamentación en contratos está plenamente operativa y existen varios contratos en los que generadores argentinos exportan a Brasil, Chile y Uruguay:

- Se exporta a Chile través de la interconexión Güemes–Paso Sico, con el Sistema Interconectado Norte Grande de Chile, puesta en servicio en 1999, mediante una central termoeléctrica en la Provincia de Salta, no interconectada al resto del sistema argentino, con una capacidad de 600 MW.

- Se exporta a Brasil a través de la interconexión Garabí-Itá en 500 kV, que requiere conversión de frecuencia de 50 a 60 hz, mediante contratos por una capacidad de 2000 MW
- Se exporta a Uruguay un total de 365 MW de potencia firme.

1.7.2 Comercio spot internacional

Para el comercio internacional spot, la regulación prevé que las ofertas de países interconectados se incluyan en el despacho como máquinas adicionales al precio ofertado, y que en caso de ser despachadas se remuneren por dicho precio.

Paralelamente se realizan operaciones de comercio spot con Uruguay, mediante un régimen diferente acordado entre ambos países con anterioridad a la instalación del marco regulatorio, en el que se aplica la modalidad de comercio denominada de sustitución, en la que se tiende a repartir los beneficios conjuntos del comercio en partes iguales, considerando el costo variable de las centrales exportadoras y el costo variable de las centrales desplazadas en el país importador.

La interconexión con Chile no da lugar a importaciones spot dado que no está conectada el sistema de transmisión argentino.

1.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

La remuneración fijada a los transportistas por las líneas existentes en el momento de la privatización, en 1992, cubre solamente los costos previstos de operación y mantenimiento de su sistema.

Correlativamente, no se asigna a dichas transportistas la responsabilidad de la expansión para cubrir el incremento necesario en la capacidad de transporte o para mejorar su calidad. Esta responsabilidad está puesta en los usuarios del sistema de transporte, generadores, distribuidores y grandes usuarios, quienes deben solicitar la realización de las ampliaciones a través de los procedimientos establecidos.

No existe por lo tanto una planificación centralizada de la expansión de la transmisión, sino varios procedimientos que requieren participación de los interesados, siendo los principales:

- Ampliaciones por contratos entre partes
 - Ampliaciones por concurso público
 - Ampliaciones menores
- Las ampliaciones por contratos entre partes se realizan

a iniciativa de uno o más agentes que celebran un contrato con un transportista existente o un transportista independiente, por la construcción operación y mantenimiento de instalaciones nuevas. Las mismas quedan sujetas a las reglas de remuneración del transporte existente antes de la privatización, que como se dijo no cubre los costos de inversión incurridos. De tratarse de instalaciones radiales para el abastecimiento de una demanda, si el consumidor ha sido promotor de la expansión puede requerir prioridad de acceso por un plazo no superior a seis años.

Las ampliaciones por concurso público se originan ante diversas situaciones por iniciativa de los agentes, entre ellas:

- Cuando un conjunto de beneficiarios de la ampliación solicitan la realización de una licitación, en la que se adjudica la concesión de la ampliación a quien demande el menor canon anual. El regulador debe verificar que la inversión permite una reducción de los costos totales actualizados del sistema y autoriza el empleo en el financiamiento de la obra de fondos de las cuentas SALEX (generadas por la existencia de precios locales debido a las restricciones de transmisión existentes). Todos los beneficiarios de la obra, determinados por el método de áreas de influencia, pagan la obra, incluso los costos de inversión, aún cuando no hayan solicitado la ampliación.
- Un transportista tiene la potestad de iniciar un concurso público, previa aprobación del regulador, para la ampliación de sus estaciones de transformación.
- La Ampliación Menor está a cargo del transportista, el que puede pactar el costo de amortización con los usuarios directos de la ampliación en el régimen de contratos entre partes. Se considera ampliación menor a aquella cuyo monto no supera un valor preestablecido en el Régimen Remuneratorio del Transporte. Alternativamente el transportista puede requerir al regulador que autorice tal inversión y defina la proporción en que cada beneficiario deberá contribuir a su pago.

1.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.9.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

No existe planificación centralizada de la generación y el transporte.

La Secretaría de Energía prepara una prospectiva anual

del sector eléctrico, que informa las tendencias en la oferta y la demanda en base a la información disponible suministrada por todos los agentes del mercado mayorista. Dicho documento prevé los precios de mercado y abarca la consideración de factores importantes para la evaluación del mercado a futuro, tales como el abastecimiento y precio de los combustibles, disponibilidad hidrotérmica, intercambios internacionales, uso racional de la energía y demás factores de interés.

Por su parte, las concesionarias del sistema de transporte en alta tensión, a nivel interregional, regional y local tienen la obligación de producir informes anuales denominados "Guías de Referencia", con la prospectiva del uso de dichos sistemas y con la indicación de las probables restricciones a futuro, indicando cuáles serían a su entender las ampliaciones a la capacidad necesarias para superarlas.

1.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos y existencia de fondos específicos para la expansión de la generación y transmisión

No existen incentivos generales para la expansión de generación o transmisión.

Existe un Fondo Nacional de Energía Eléctrica, constituido mediante un gravamen de 0,3 \$/kWh que se aplica sobre toda demanda en el mercado eléctrico mayorista, que se destina a dos fines específicos: a) Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas y b) Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior. Estos fondos subsidian tarifas y la construcción de líneas y redes en el interior del país.

Además, existen los fondos de las cuentas SALEX, ya mencionadas, que se nutren de las diferencias entre los precios locales y los precios de mercado ante restricciones en el sistema de transporte, que son de aplicación específica a las inversiones en corredor de transporte que los produce. Un caso destacado de su aplicación fue su uso para financiar parcialmente la construcción de la Cuarta Línea, Comahue-Buenos Aires.

1.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

La legislación prevé que el Estado, por sí o a través de sus organismos o entes dependientes, la prestación del servicio de transporte o distribución ante situaciones de emergencia con la finalidad de garantizar la continuidad, sin establecer procedimientos específicos.

Hasta el presente no han tenido lugar intervenciones



de este tipo.

1.10 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

La regulación argentina no presenta limitaciones para la construcción de nuevos proyectos. Los procedimientos administrativos y técnicos han resultado suficientemente permisivos y a la vez exitosos en la instalación de nueva capacidad en generación, lo cual permitió el importante aumento en la capacidad de generación habida en la última década.

También se ha registrado un importante incremento en la capacidad de transmisión, aún cuando la misma se produjo no tanto mediante la construcción de nuevas líneas sino por la optimización de las instalaciones preexistentes y la introducción de avanzados automatismos.

Sin embargo, dado que la decisión de inversión en nueva capacidad de transmisión no depende de decisiones centralizadas sino del conjunto de decisiones individuales orientadas por los incentivos transmitidos mediante señales de precios, éstos incentivos no han resultado suficientes para la solución de ciertos problemas de confiabilidad global del sistema, tales como el mallado de redes y otras soluciones técnicas generales. Para ellos, se han diseñado mecanismos específicos basados en decisiones administrativas centralizadas, que promueven el concurso de la iniciativa y la toma de riesgo por parte de empresas privadas.

La regulación medioambiental es rigurosa y contempla estándares de elevada exigencia, si se los compara a nivel internacional, no obstante lo cual no han resultado ser traba o impedimento para el aumento de la capacidad en generación o transmisión.

1.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.11.1 Normas sobre racionamiento

De resultar en la programación semanal una previsión de racionamiento, se considera necesario prever un programa de restricciones al abastecimiento. En este caso el organismo encargado del despacho define un programa tentativo de cortes para la próxima semana, que informará conjuntamente con la programación semanal.

Se analiza en primer lugar la parte de la demanda que

no se podrá abastecer por restricciones en el Sistema de Transmisión o Distribución. De contar alguna de estas demandas con contrato de abastecimiento, se informará al Generador correspondiente la parte de su demanda contratada que se prevé no poder abastecer por imposibilidad de llevar la energía hasta el punto convenido.

Se excluye de la aplicación de restricciones por déficit de generación a la demanda de Distribuidores y Grandes Usuarios cubierta por contratos de abastecimiento del Mercado a Término con garantía de suministro, siempre que el Generador correspondiente que debe abastecerlo cuente con la disponibilidad necesaria para cubrir todos sus contratos, ya sea con generación en sus máquinas o en máquinas de terceros con los que tenga contratos de reserva y que hayan sido convocadas.

El OED programa las restricciones al abastecimiento suponiendo en primer lugar que se retira la demanda interrumpible de los Grandes Usuarios comprometidos. Se distribuye el déficit restante previsto proporcionalmente a la demanda de cada comprador en el Mercado Spot, incluyendo toda la demanda sin contratos que no sea interrumpible y la compra de los generadores que no pueden cumplir sus contratos de abastecimiento.

Cuando un Generador con contratos, por falta de generación propia, dada como la suma de la disponibilidad de sus máquinas más la de los grupos convocados con quienes tenga contratos por reserva fría, no alcanza a cubrir todos sus contratos de abastecimiento, se convierte en un demandante en el Mercado Spot por la diferencia entre la potencia comprometida y su generación propia, al precio spot, que coincide en ese caso con el costo de falla.

1.11.2 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

Los costos de falla para la optimización y operación del sistema son los siguientes:

Energía no suministrada en porcentaje de la demanda	Costo unitario de energía no suministrada (CENS) (\$/MWh)
Hasta 1,6%	120
Hasta 5,0%	170
Hasta 10,0%	240
Más de 10,0%	1500

Cada costo de falla se incluye como una máquina adicional en la estimación de los valores del agua de

los embalses y de los costos marginales de generación resultantes, que determinan el precio spot.

1.11.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

Las responsabilidades económicas de los generadores que venden en contratos son fijadas libremente por las partes en dichos contratos.

En el caso de los distribuidores, los contratos de concesión fijan bonificaciones a los usuarios por los cortes en el suministro que son función del número y tiempo acumulado de cortes, cuando estos superan cierto valor límite. La valoración económica de la bonificación se realiza en base al Costo de la Energía no Suministrada.

Cada contrato de concesión establece los valores máximos admitidos de interrupciones admisibles para las distribuidoras y penalizaciones por cortes superiores a los máximos.

Por ejemplo, para el caso de las distribuidoras del Gran Buenos Aires, si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes que los estipulados, o el usuario estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, la distribuidora deberá conceder al usuario un crédito en sus facturaciones del semestre inmediatamente posterior al semestre, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

Tarifa Residencial	1.40 \$ / kWh
Tarifa General y Alumbrado	1.40 \$ / kWh
Tarifa Comercial e Industrial	2,27 \$ / kWh
en baja tensión	
Tarifa en media y alta tensión	2,71 \$ / kWh

1.12 Estabilidad del marco regulatorio

El marco regulatorio establecido en 1992 se ha mantenido estable en sus líneas fundacionales hasta el año 2001, en todos los segmentos de la cadena eléctrica. Las reformas regulatorias que se fueron introduciendo paulatinamente, no han variado los principios básicos establecidos originariamente.

Esta situación de estabilidad ha variado por causas externas al sector eléctrico, a partir del dictado de la Ley de Emergencia Económica del 6 de enero de 2002, cuando se inició un proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos que aún está en marcha.

1.13 Análisis de situaciones de cri

sis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

No ha habido situaciones de racionamiento que hayan ocurrido recientemente.

En ese sentido, hasta el momento el diseño del marco regulatorio y su reglamentación e implementación han conducido a asegurar el abastecimiento, incrementando la oferta de generación.

Sin embargo, aún antes de diciembre de 2001, existía incertidumbre sobre las nuevas inversiones en generación, debido a la caída de los precios en el mercado por la oferta abundante, y la metodología de fijación de precios en el mercado. Además, al no permitirse el pase a tarifas de contratos firmados entre distribuidores y generadores, ya que el precio a transferir se define en base al precio spot estabilizado esperado en cada trimestre, no existe prácticamente demanda por contratos de largo plazo de los distribuidores.

Por otro lado, el desarrollo de la red de transporte no ha sido el esperado, principalmente por señales insuficientes para encarar obras por confiabilidad y por la complejidad de los problemas jurisdiccionales.

A esto se suma a partir de enero de 2002, la reducción de las remuneraciones de los generadores y transportistas, medidas en dólares, como resultado de la devaluación y la Ley de Emergencia Económica.

1.14 Referencias

1.14.1 Principales normas consultadas

Procedimientos de CAMMESA.
Resolución 246 de la Secretaría de Energía de junio de 2002

1.14.2 Sitios web consultados

Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A (CAMMESA):

<http://www.cammesa.com.ar/>

Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica:

<http://www.adeera.com.ar/>

2 BOLIVIA

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La remuneración que reciben los generadores por sus ventas de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista, tanto en el mercado spot como en el mercado de contratos, constituye la fuerza económica para promover el crecimiento de la capacidad de generación.

No existe planificación centralizada de carácter obligatorio para la expansión de la generación y transmisión, y las decisiones de expansión son adoptadas libremente por las empresas. El Viceministerio de Energía e Hidrocarburos tiene la obligación de elaborar anualmente el Plan Referencial de Expansión del SIN, que comprende el programa de obras de generación y transmisión, para satisfacer la demanda de los próximos diez años.

Existe una remuneración de potencia para los generadores por las cantidades de potencia firme que aportan para cubrir la demanda máxima anual del sistema, en condiciones de sequía, valoradas con los precios de potencia.

La remuneración de la transmisión es regulada y cubre tanto los costos de inversión como los costos de operación, mantenimiento y administración de un sistema económicamente adaptado. Las ampliaciones de la transmisión son responsabilidad de los usuarios que las requieren, debiendo acordar con un transmisor su financiamiento o pago con la aprobación de la Superintendencia de Electricidad.

Los distribuidores tienen la obligación de contratar como mínimo el 80% de la demanda bajo su responsabilidad, por un período mínimo de tres años. Si el distribuidor no recibe ofertas o estas no son suficientes para cubrir sus requerimientos, compra en el mercado spot el remanente de su obligación de compra por contratos.

Las actividades de la industria eléctrica están asignadas al sector privado, la regulación no considera la participación del estado ni siquiera en casos de emergencia o desabastecimiento.

La Superintendencia de Electricidad puede intervenir preventivamente a una empresa cuando existe riesgo para el suministro. Al presente no se ha realizado ninguna intervención.

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

Como resultado de la capitalización de la Empresa Nacional de Electricidad se conformaron tres generadores: Empresa Eléctrica Guaracachi S.A., Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. y Empresa Eléctrica Corani S.A. que conjuntamente con la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. constituyeron el conjunto que inició la operación en el nuevo esquema de mercado. Posteriormente se constituyeron como agentes generadores las empresas SINERGIA S.A., Hidroeléctrica Boliviana S.A., Río Eléctrico S.A. y la Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A. En el cuadro siguiente se muestra la capacidad instalada en las centrales de generación de las referidas empresas.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
CAPACIDAD INSTALADA -2002
(MW)

GENERADOR	HIDRO	TERMO	TOTAL	Part.(%)
CORANI	126.0	0.0	126.0	11%
COBEE	210.0	29.8	239.8	21%
GUARACACHI	0.0	369.5	369.5	33%
VALLE HERMOSO	0.0	172.4	172.4	15%
RIO ELÉCTRICO	19.8	0.0	19.8	2%
HIDROBOL	85.0	0.0	85.0	8%
SINERGIA	7.6	0.0	7.6	1%
CECBB	0.0	101.2	101.2	9%
TOTAL	448.4	672.9	1121.3	100%
Part.(%)	40%	60%	100%	

En el presente año 2002, la capacidad instalada de generación es de 1.121 MW de los cuales el 40% corresponden a centrales hidroeléctricas y el 60% a centrales termoeléctricas, Guaracachi tiene la participación mayor con 33% y las dos pequeñas hidroeléctricas solo participan con el 3%.

Como consecuencia de las nuevas condiciones de desarrollo establecidas por la reforma del sector eléctrico, a partir del año 1996 se produjo un importante incremento en la capacidad de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con la instalación, por parte de empresas generadoras privadas, de nuevas centrales de generación; la Potencia Instalada de Generación que en 1996 era de 696 MW pasó a 1121 MW en 2002, incrementándose en 61%. La Potencia Efectiva de Generación en el SIN en el año 2002 es de 942 MW y la demanda máxima estimada para este año alcanza a 676 MW, por lo tanto existe una capacidad de reserva de 266 MW que equivale al 39% de la demanda máxima.

La generación total en el año 2001 fue de 3529.6 GWh, la generación hidroeléctrica alcanzó al 60%, y la termoeléctrica participó con el 40%.

La importante participación en la generación de centrales termoeléctricas con turbinas a gas de ciclo simple y módulos adecuados a la demanda, posibilita la utilización de un sistema de precios basado en costos marginales de energía y potencia.

Los generadores pueden comprometer en contratos la venta de su potencia firme, la contratada con otros generadores o la que adquiera en el mercado; por otra parte no existen limitaciones a las cantidades de energía que pueden comprometer en contratos, pero debe tomarse en cuenta que los contratos no influyen en la programación de la operación del sistema a costo mínimo ni en la asignación de potencia firme a las unidades generadoras.

1.2.2 Transmisión

La transmisión en el SIN consta de 2034 km de líneas y subestaciones en tensiones de 69 kV, 115kV y 230 kV. El Sistema Troncal de Interconexión (STI) comprende las instalaciones de transmisión que unen los principales centros de producción y consumo.

Existen además líneas no pertenecientes al STI, que transportan electricidad para el suministro a poblaciones menores, y líneas asociadas a la generación. La transmisión opera bajo la modalidad de acceso abierto, lo que permite su uso por cualquier agente del mercado sujeto al pago correspondiente.

El sistema de transmisión es prácticamente radial y existen restricciones de transmisión, particularmente a las regiones sur y este, que provocan limitaciones en el uso de las plantas de generación disponibles, desviaciones en la operación a costo mínimo del sistema y distorsiones en el funcionamiento del MEM.

Las ampliaciones de la transmisión son responsabilidad de los usuarios que las requieren, debiendo acordar con un transmisor su financiamiento o pago con la aprobación de la Superintendencia de Electricidad. Los transmisores tienen la obligación de informar semestralmente a los agentes del mercado sobre las previsiones de oferta y demanda de capacidad de transporte para los siguientes cuatro años.

Las expansiones del STI se consideran necesarias para el funcionamiento del MEM y consecuentemente son pagadas por todos los agentes del mercado. Las expansiones del STI pueden ser solicitadas por un transmisor u otro agente del MEM, adjuntando el estudio correspondiente; este estudio es evaluado por el CNDC, quien presenta a la Superintendencia de Electricidad un informe técnico de evaluación, en base al cual el

regulador aprueba las instalaciones propuestas y determina la fecha, el valor y las dimensiones con que dichas instalaciones pasarán a formar parte del STI.

La ejecución de las ampliaciones debe ser realizada necesariamente por un transmisor, el cual con este propósito obtendrá de la Superintendencia de Electricidad una licencia de transmisión.

Cuando los proyectos de ampliación del STI sean identificados por el Estado o cuando hayan sido identificados con el proceso indicado en el párrafo anterior, pero ningún transmisor tenga interés en ejecutarlos, la Superintendencia de Electricidad debe realizar una licitación pública para el otorgamiento de la correspondiente licencia de transmisión.

La remuneración de la transmisión cubre tanto los costos de inversión como los costos de operación, mantenimiento y administración de un sistema económicamente adaptado. Los costos anuales de inversión se determinan como la anualidad de la inversión calculada con una tasa de descuento de 10% y un período de pago de 30 años, los costos anuales de operación, mantenimiento y administración se calculan como el 3% del valor de la inversión.

1.2.3 Distribución

Las empresas de distribución que actúan en el mercado se enumeran en la siguiente tabla.

EMPRESA	POTENCIA DE PUNTA MW (año 2001)
CRE	215.0
ELECTROPAZ	204.8
ELFEC	114.7
ELFEO	42.2
CESSA	22.4
SEPSA	16.1

A fines del 2001, el servicio eléctrico alcanzaba al 52% de las viviendas.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

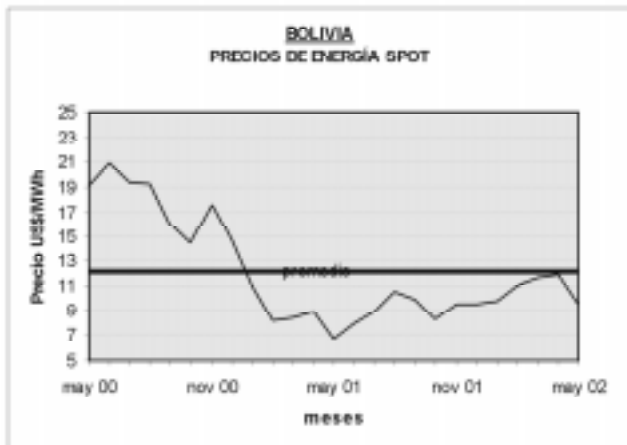
Los costos marginales de corto plazo de energía se determinan con base en el costo de producción de la unidad generadora más económica requerida por el despacho económico para cubrir la demanda adicional de energía del sistema. Si la referida unidad es termoeléctrica el costo marginal de corto plazo de

energía del sistema será igual a su costo de producción, si la unidad es hidroeléctrica el costo marginal de corto plazo de energía del sistema será igual al costo de producción de la unidad termoeléctrica más barata disponible.

En consecuencia, el costo marginal de corto plazo de energía del sistema siempre está dado por el costo de producción de unidades termoeléctricas, que depende principalmente del costo de combustible (gas natural) determinado con los precios de combustible que semestralmente declaran los generadores, los precios del gas natural están limitados en el rango comprendido entre el precio referencial como máximo y la tarifa de transporte como mínimo.

Los referidos precios del gas natural actualmente son regulados en los valores siguientes: máximo 1.3 US\$/mpc y mínimo 0.41 US\$/mpc, consecuentemente el rango de variación de los costos marginales de corto plazo de energía tiene una relación aproximada de 3 a 1.

En el gráfico siguiente se muestran los valores promedio mensuales de los precios horarios de energía en un nodo típico para 24 meses entre mayo de 2000 y mayo de 2002.



Los generadores que operan en el MEM son siempre vendedores de energía en el mercado spot a los precios de energía de los nodos a los cuales están conectados.

Un generador con contrato produce energía según el despacho económico determinado por el CNDC y la inyecta al sistema, esta energía se valora con los precios de energía del nodo respectivo vigentes en las horas en las que se realiza dicha inyección; por otra parte retira del sistema la energía requerida por su cliente en su nodo de conexión, a los precios de energía de ese nodo y la entrega a su cliente valorizada con precios libremente pactados. La existencia de contratos no influye en la operación económica del sistema ni en los precios del mercado spot.

1.3.2 Señales para los distribuidores y mercado de energía para los clientes regulados

1.3.2.1 Obligación de contratar de los distribuidores

Los distribuidores tienen la obligación de contratar con los generadores como mínimo el 80% de la demanda bajo su responsabilidad, por un período mínimo de tres años. Los contratos de abastecimiento son pactados libremente en cuanto a las cantidades de energía y potencia de punta contratadas con cada Generador. Los contratos que suscriben los distribuidores en el Mercado de Contratos deben ser informados al CNDC por lo menos un mes antes de su entrada en vigencia. Los contratos de suministro deben ser realizados mediante concurso entre los Generadores.

El distribuidor debe realizar el llamado a concurso, con una anticipación no inferior a dos meses a la fecha de entrada en vigencia, estableciendo el o los nodos de abastecimiento y el requerimiento de energía y potencia en cada uno de ellos.

El distribuidor debe adjudicar a la oferta y/o combinación de ofertas para la cual el costo de abastecer el requerimiento resulte el más conveniente. Si no recibiese ofertas o éstas no sean suficientes para cubrir la totalidad de su requerimiento, comprará en el Mercado Spot el remanente de su obligación de compra por contratos.

En caso que el costo del suministro solicitado, evaluado con las ofertas recibidas en el concurso, no le resulte conveniente en relación con el precio de nodo que puede transferir a las tarifas, el distribuidor puede solicitar a la Superintendencia que rebaje el porcentaje mínimo de contratación.

Pese a la obligación que tienen los distribuidores de contratar la mayor parte de su demanda, prácticamente no se tienen contratos de abastecimiento entre generadores y distribuidores, salvo el caso del generador COBEE que tiene contratos con los distribuidores ELECTROPAZ y ELFEO, vigentes desde antes de la reforma del sector.

Los distribuidores están motivados a la realización de contratos de suministro, por un lado para asegurar su abastecimiento en caso de racionamiento en el mercado y por otro para evitar el riesgo que resulta de las diferencias entre los precios de nodo y los precios spot de energía. En la operación del MEM se han producido precios spot que en promedio son mayores a los precios de nodo, lo cual determina que los generadores no tengan interés en realizar contratos de suministro con precios iguales o menores a los precios de nodo.

1.3.2.2. Mecanismos de traslado a las tarifas de los clientes regulados, de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores

Los costos de compra de electricidad que se consideran para la determinación de las tarifas de distribución son determinados con los precios de nodo de los nodos en los que se realiza el suministro al distribuidor. Los precios de nodo se reflejan directamente en los cargos que conforman las tarifas base de distribución.

El costo de compra de electricidad que un distribuidor puede transferir a sus consumidores regulados está limitado por los precios de nodo, en consecuencia si un distribuidor contrata el suministro con precios distintos a los precios de nodo debe asumir la diferencia, lo cual constituye un riesgo importante que le induce a condicionar que los precios de sus contratos sean iguales o menores a los precios de nodo.

1.3.2.3 Indexación del precio trasladable por los distribuidores a los consumidores finales por compras en el mercado mayorista.

Semestralmente, para su aplicación en los semestres que se inician en los meses de mayo y noviembre, la Superintendencia de Electricidad aprueba los precios de nodo de energía, los precios de nodo de potencia y los peajes en moneda local y aprueba también las respectivas fórmulas de indexación mensual.

La fórmula de indexación de los precios de nodo de energía considera las variaciones del precio del gas natural para la generación de electricidad y las variaciones del Índice de Precios al Consumidor.

La fórmula de indexación de los precios de nodo de potencia considera las variaciones del precio del dólar, las variaciones de la tasa arancelaria de importación de equipo electromecánico y las variaciones del Índice de Precios al Consumidor.

Como los precios de nodo indexados son los que se transfieren a las tarifas de los consumidores regulados, el distribuidor no tiene necesidad de trasladar riesgos cambiarios o inflacionarios a los generadores y consecuentemente este aspecto no afecta a los inversionistas en generación.

1.3.3. Mercado de grandes usuarios no regulados

Los grandes consumidores con capacidad instalada superior a 1 MW pueden constituirse como

Consumidores No Regulados (CNR) y operar como agentes del MEM. Para constituirse como no regulado el consumidor debe obtener una autorización de la Superintendencia de Electricidad y cumplir con los requerimientos técnicos del CNDC.

Los consumidores no regulados pueden suscribir contratos de abastecimiento con generadores o distribuidores, pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y potencia de punta. Los consumidores no regulados no están obligados a suscribir contratos de suministro. Si un consumidor no regulado no cuenta con contratos de suministro para toda o parte de su demanda, puede comprar energía del mercado spot previa suscripción de un contrato de adhesión con el CNDC en el que se establecen las garantías de pago y otras condiciones definidas por el CNDC.

1.3.4. Remuneraciones a la capacidad de generación.

Toda unidad generadora requerida para el abastecimiento de la demanda máxima anual del sistema recibe una remuneración por potencia, determinada por el precio de nodo de potencia del nodo al cual se conecta por la cantidad de potencia firme que le asigna el CNDC para el abastecimiento de la demanda del mercado.

El precio de la potencia se determina semestralmente en función del costo marginal de potencia, definido como el costo de proveer al sistema una unidad adicional de potencia. Este costo se determina tomando el costo anual de inversión y los costos anuales fijos de operación, mantenimiento y administración correspondientes a la unidad generadora más económica destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema, el valor resultante es ajustado por factores que reflejan la indisponibilidad forzada y programada en condiciones de eficiencia. El precio básico de potencia vigente para el semestre mayo – octubre de 2002 es de 8.5 US\$/kW-mes

Este precio se aplica a la potencia firme de las unidades generadoras. La potencia firme de una unidad generadora es la fracción de su potencia efectiva con la cual contribuye a cubrir la demanda de punta anual del sistema, con una probabilidad de 95% a 98%. El conjunto de unidades generadoras a las cuales se les asigna potencia firme se establece en función de su costo de producción procurando el costo mínimo para abastecer la demanda en condiciones de hidrología seca.

La remuneración por potencia que recibe un generador térmico cubre el costo total de instalar y operar una máquina de punta incluyendo una renta sobre su



inversión, lo que constituye un importante atractivo para participar del mercado eléctrico. Cuando se presentan condiciones de sobreoferta de capacidad de generación en el mercado, el generador enfrenta el riesgo de no ser requerido para el abastecimiento de la demanda y consecuentemente de no recibir la remuneración por potencia.

Un aspecto que se cuestiona en este modelo es que prácticamente toda la reserva es provista por los generadores térmicos lo que puede resultar en valores bajos si se incrementa mucho la participación de los generadores hidráulicos en la capacidad efectiva de generación del sistema.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

Bolivia cuenta con grandes reservas de gas natural certificadas a enero de 2002 en 52.3 billones de pies cúbicos entre probadas y probables. Existe amplia disponibilidad de gas natural en las regiones este y central del país y disponibilidad limitada por la capacidad de transporte en el área accidental.

Existen limitaciones al funcionamiento competitivo del mercado de gas para la generación de electricidad, por lo que existe un precio máximo regulado que actualmente tiene un valor de 1.3 USD/mpc en los puntos de suministro.

Los precios del transporte interno de combustibles están regulados, mediante un sistema de precios estampilla. El precio actual de transporte interno de gas natural es de 0.41 USD/mpc. La red de gasoductos para el abastecimiento interno de gas natural es de libre acceso para los productores, que entregan el gas natural a los generadores en los puntos de suministro a precios libremente pactados, limitados por el precio máximo.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

No existen incentivos específicos para el ahorro energético, la generación distribuida o la generación mediante fuentes no convencionales. En el SIN, prácticamente no existe generación distribuida, cogeneración o generación con fuentes no convencionales.

1.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

El derecho a cobrar de los agentes acreedores y la obligación de pagar de los agentes deudores están establecidos tanto en la Ley de Electricidad y su reglamentación, como en los contratos de concesión y licencia de cada uno de los agentes del mercado. Desde el inicio de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista en el año 1996 no se ha presentado ningún problema por falta de pago de los montos establecidos en los documentos de transacciones que mensualmente emite el CNDC.

1.7 Comercio internacional de energía

Las interconexiones internacionales y el comercio internacional de electricidad están normados por el Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales aprobado mediante Decreto Supremo N°25986 de 16 de noviembre de 2000. Dicho instrumento legal norma las actividades de la Industria Eléctrica dedicadas a la exportación e importación de electricidad en bloque, así como las interconexiones internacionales de electricidad y las transacciones comerciales relacionadas con el comercio internacional de electricidad.

Para la importación de electricidad se requiere una licencia de importación que otorga la Superintendencia de Electricidad a sociedades anónimas constituidas de conformidad al Código de Comercio.

Para la obtención de una licencia de importación, además de la documentación legal del peticionario, información técnica del proyecto incluyendo estudio de impacto ambiental y garantías de cumplimiento del contrato y cumplimiento de los requerimientos técnicos del sistema al que se integran, se requiere una carta de intención de compra de electricidad, características técnicas del suministro, cantidades y período de duración, cumplimiento de tratados internacionales y normas de comercio exterior y principalmente la documentación de la autoridad competente que acredite que la importación en cuestión es concordante con las políticas establecidas por el Poder Ejecutivo.

No existen proyectos de interconexión potencialmente rentables, que se hayan visto desincentivados por problemas regulatorios o por ausencia de regulación.

1.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

La expansión de las instalaciones de transmisión es responsabilidad de los usuarios que la ocasionen, debiendo acordar estos la modalidad de su financiamiento o pago con el transmisor previa aprobación de la Superintendencia de Electricidad.

El sistema de transmisión del Sistema Interconectado Nacional está compuesto por instalaciones pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión (STI), cuyo pago es realizado por todos los agentes del mercado (25% los generadores y 75% los consumos) mediante peajes de tipo estampilla; y por instalaciones no pertenecientes a dicho sistema que son pagadas por los agentes que las utilizan. La expansión de las instalaciones de transmisión se realiza según los mecanismos que a continuación se detallan.

Las instalaciones para la expansión del Sistema Troncal de Interconexión, que la empresa propietaria de este sistema u otro agente considere necesarias para la óptima operación del transporte y para satisfacer la demanda de capacidad de transporte, sólo pueden ejecutarse previo informe del CNDC y aprobación de la Superintendencia de Electricidad, mediante Resolución que determina la fecha y el valor económicamente adaptado de dichas instalaciones.

Las licencias correspondientes a las ampliaciones del STI pueden ser otorgadas a solicitud de parte de un agente transmisor o ser licitadas por la Superintendencia de Electricidad, cuando presenten ciertas condiciones establecidas en la reglamentación. Las ampliaciones de instalaciones no pertenecientes al STI pueden ejecutarse por iniciativa de un agente transmisor previa presentación a la Superintendencia de su solicitud y estudio que demuestre la necesidad y conveniencia de su incorporación al sistema; a solicitud de uno o varios agentes, previa presentación del estudio a la Superintendencia, en cuyo caso estos asumen la responsabilidad de los costos de inversión, operación y mantenimiento; y por iniciativa del Ministerio de Desarrollo Económico.

La Superintendencia, previa justificación, puede autorizar la sustitución de un componente de transmisión, cuando este haya alcanzado los dos tercios de su vida útil, en los casos en los que, por el efecto de las economías de escala de la transmisión y los beneficios de sustituirlo por un componente de mayor capacidad, se beneficie el mercado.

Existen actualmente restricciones de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional, que provocan un menor aprovechamiento de la capacidad de generación existente, déficit de reserva en los nodos con restricción

y principalmente introducen distorsiones en el mercado al restringir la competencia entre generadores

El procedimiento de ampliación del sistema de transmisión promovido por los usuarios que la requieren no ha funcionado correctamente, por lo que las obras e inversiones realizadas a partir del año 1996 han sido muy pequeñas.

Tres proyectos de expansión del sistema de transmisión, requeridos para eliminar las restricciones existentes y mejorar el desempeño del Sistema Interconectado Nacional, han sido identificados y promovidos por los organismos competentes del estado y no a través de los usuarios del sistema de transmisión. Actualmente la Superintendencia de Electricidad está realizando un proceso de licitación para el otorgamiento de las respectivas licencias de transmisión.

1.8.1. Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transmisión. Existencia de derechos de congestión

No existe normativa que regule el derecho de reservar capacidad de transmisión. Tampoco existen derechos de congestión. La transmisión opera bajo la modalidad de acceso abierto lo que permite su uso por cualquier agente del mercado sujeto al pago correspondiente, limitado por el precio regulado que aprueba la Superintendencia de Electricidad.

1.9. Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.9.1. Planes para la generación y la transmisión eléctrica

El Viceministerio de Energía e Hidrocarburos tiene la responsabilidad de elaborar el Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional (con base en proyectos de generación y transmisión factibles, considerando un horizonte de diez años) y de actualizarlo anualmente.

En octubre de 1999, el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos emitió el Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional para el período 2000 – 2008, que no fue posteriormente actualizado.

El Plan Referencial en la forma en la cual ha sido concebido tiene muy poca utilidad. Las proyecciones de oferta y demanda para períodos de cuatro años que realiza semestralmente el CNDC y los informes de



demanda y oferta de capacidad de transmisión para períodos de cuatro años que realiza semestralmente la empresa de transmisión, en la práctica constituyen la planificación para el mediano plazo.

1.9.2. Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

Las disposiciones de carácter impositivo vigentes no establecen ningún incentivo arancelario o impositivo destinado a la expansión de la generación y transmisión, así como tampoco existen fondos estatales o privados creados al efecto.

1.9.3. Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

La Superintendencia de Electricidad, debe velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los titulares de licencias de generación y transmisión. Los contratos de licencia incluyen el programa de inversiones y cronograma de ejecución de obras e instalaciones comprometidas, incluyendo fechas de iniciación y conclusión.

Dicho programa de inversiones es de obligatorio cumplimiento. Se produce una causal de revocatoria de licencia, cuando el Titular no inicie o no complete las obras o instalaciones, ni efectúe las inversiones requeridas en los plazos establecidos en el respectivo contrato, salvo casos de fuerza mayor establecidos en el contrato, debidamente comprobados.

Cuando se ponga en riesgo la normal provisión del servicio, la Superintendencia de Electricidad, mediante procedimiento público y resolución administrativa debidamente fundamentada, podrá decidir la intervención preventiva del titular, por un plazo no mayor a un año prorrogable por una sola vez.

Como resultado de la intervención, la Superintendencia de Electricidad puede disponer la revocatoria de la licencia o suscribir con el titular un convenio debidamente garantizado en el que se establecerán las medidas que el titular deberá adoptar para continuar ejerciendo la titularidad de la licencia.

Al presente no ha sido necesaria la realización de acciones de intervención o de revocatoria de licencias de generación y transmisión por parte de la Superintendencia de Electricidad.

La Superintendencia de Electricidad puede otorgar nuevas licencias y concesiones únicamente a empresas sociedades anónimas, constituidas de conformidad al Código de Comercio. La regulación no ha previsto la

participación del estado en las actividades de la industria eléctrica, ni siquiera en casos de emergencia o desabastecimiento.

1.10. Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

Para el ejercicio de las actividades de generación y transmisión se requieren licencias que otorga la Superintendencia de Electricidad a sociedades anónimas constituidas de conformidad al Código de Comercio, mediante solicitud de parte interesada o mediante licitación pública, en el caso de concurrencia de solicitudes o cuando se trata de proyectos identificados por el Estado. Las licencias de generación y de transmisión se otorgan mediante Resolución Administrativa de la Superintendencia de Electricidad que se complementa con un contrato.

Los requisitos para la obtención de una licencia son mínimos y corresponden a la documentación legal del peticionario, información técnica del proyecto incluyendo estudio de impacto ambiental y garantías de cumplimiento del contrato, no existen restricciones de mercado y solamente se requiere el cumplimiento de requisitos técnicos para la operación de la instalación en el sistema eléctrico.

Para el caso de centrales hidroeléctricas se requiere obtener un permiso para el aprovechamiento del recurso agua. El trámite para la obtención de la Resolución de Licencia tiene una duración aproximada de 60 días a partir de la entrega de la solicitud con la información requerida hasta la emisión de la resolución administrativa.

En el plazo de 15 días de emitida la resolución el titular debe constituir una boleta bancaria de garantía de cumplimiento del contrato y de la inversión comprometida por un monto equivalente al 5% de dicha inversión con vigencia a la fecha de conclusión de la obra; y en el plazo de 60 días de emitida la resolución se debe suscribir el contrato tipo de licencia y protocolizarlo. El proceso concluye con el envío por la Superintendencia de Electricidad de un testimonio del contrato a la Contraloría General de la República.

1.11. Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.11.1 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

En la programación de la operación del SIN se utiliza un costo de falla de 1500 USD/MWh, que se asigna a una central ficticia que operaría en caso de que la demanda no sea abastecida con las unidades generadoras reales. En caso de racionamiento el precio spot de energía estará dado por el costo de falla.

En los casos de déficit de generación, cada generador tiene el derecho de satisfacer sus contratos con su generación propia y con la que tuviese contratada con otros generadores. Las restricciones al consumo abastecido por cada generador surgen como diferencia entre sus compromisos de entrega y su disponibilidad de generación propia y contratada con otros generadores más el aporte que pueda hacerle el mercado spot. En condiciones de déficit este último aporte deberá ser racionado.

1.11.2. Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

La regulación no responsabiliza a ninguno de los agentes del mercado por la seguridad del abastecimiento. Los generadores solo son responsables por mantener sus unidades generadoras disponibles salvo interrupciones forzadas o programadas debidamente justificadas; el transmisor es responsable por operar sus instalaciones con la calidad establecida en el Reglamento de Calidad de Transmisión y los distribuidores son responsables por mantener las interrupciones dentro de los márgenes establecidos en el Reglamento de Calidad de Distribución, que sólo considera interrupciones de origen interno ocurridas en las instalaciones de distribución, excluyendo expresamente las interrupciones provocadas por racionamientos por falta de capacidad de generación o transmisión.

La seguridad del abastecimiento en caso de racionamiento es una de las condiciones que son libremente establecidas en los contratos de suministro entre generadores y distribuidores. Actualmente no se tienen contratos de suministro establecidos dentro del nuevo marco legal, consecuentemente no se cuenta con valores de multas convenidas por falta de abastecimiento.

1.12. Estabilidad del marco regulatorio

La Ley de Electricidad aprobada el 21 de diciembre de 1994, que constituye el instrumento legal de mayor importancia para la regulación del sector, no ha sido modificada. Los reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico y de Precios y Tarifas aprobados en el mes de junio de 1995, fueron sustituidos por nuevos reglamentos aprobados en el mes de marzo de 2001, luego de una evaluación de cuatro años de funcionamiento del mercado eléctrico y con un amplio consenso del poder ejecutivo, el regulador y las empresas eléctricas.

Existe la posibilidad de cambios futuros en los reglamentos con base en las evaluaciones periódicas del funcionamiento del mercado, que como resultado podrían determinar la necesidad de realizar cambios reglamentarios a fin de mejorar las condiciones de su funcionamiento; dichos cambios se realizarían en consulta con las empresas eléctricas.

1.13. Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

No han ocurrido recientemente en el sistema eléctrico boliviano, eventos de racionamiento de electricidad.

1.14. Referencias

1.14.1. Principales normas consultadas

Ley 1604 de 21 de diciembre de 1994:
Ley de Electricidad
Decreto Supremo 24043 de 28 de junio de 1995,
Reglamento de Precios y Tarifas.

1.14.2. Sitios web consultados

Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia:
<http://www.cnb.net/cndc/mem.html>
Superintendencia de Electricidad:
<http://www.superele.gov.bo/>

3 BRASIL

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La regulación está diseñada en Brasil para que la expansión tenga lugar por la demanda de contratos de los distribuidores y los grandes consumidores. La expansión de la transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente y de licitaciones para ejecutar las obras del plan.

El mecanismo central para asegurar el abastecimiento en el mercado mayorista de Brasil es la obligación que la regulación impone a los distribuidores de realizar contratos por el 85% de su demanda de energía, con una anticipación de dos años. El 10% restante debe ser contratado sin límite de plazo.

Existe un incentivo adicional para la contratación por la existencia de períodos de sequía muy prolongados, similares a otros ocurridos históricamente, durante los cuales los precios de compra de la energía en el mercado spot pueden volverse extremadamente elevados. Los generadores deben contar con respaldo de generación asegurado, para la energía que venden en contratos. No existen remuneraciones específicas adicionales a la capacidad de generación.

En el inicio de la transición hacia el nuevo marco regulatorio del sector, se diseñaron contratos iniciales entre los generadores y los distribuidores existentes, que teóricamente aseguraban el abastecimiento hasta el año 2002 y que caducarán paulatinamente en el período 2003-2006.

La ampliación del sistema de transmisión troncal se decide mediante planificación centralizada y la ejecución de las obras es concedida mediante licitaciones.

El estado federal mantiene una participación importante en el sector, a través de la propiedad de las principales empresas de generación hidráulica (el 80% de la generación permanece en manos del estado) y de la mayor parte de la red de transporte troncal. Una parte de los estados de la federación, mantiene la propiedad de empresas de distribución que cuentan también con instalaciones de generación y transporte.

Las medidas descritas en lo que sigue presentan la situación a agosto del año 2002, si bien existen propuestas de perfeccionamiento del marco regulatorio en su fase de análisis, que se describen brevemente al final de este capítulo.

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

El sistema de generación de Brasil es el mayor de la región, con una potencia instalada de 67 713 MW y una generación anual de 325 000 GWh, según datos del año 2000. En el período 1990-2000, la energía generada creció a una tasa acumulativa anual del 4.4%. Las tasas de crecimiento previstas en 1999 en el Plano Decenal de Operaciones de Eletrobras (según datos recopilados por Abrace – Asociación Brasileña de Grandes Consumidores Industriales de Energía) fueron del 5 y del 4.6% en los dos escenarios considerados. Cabe hacer notar que estas previsiones fueron realizadas antes de la reducción del consumo debida al racionamiento del año 2001.

Existen interconexiones con Paraguay de 6370 MW, con Argentina de 2000 MW, con Venezuela de 200 MW (no integrada al sistema interconectado de Brasil) y con Uruguay de 70 MW. En el año 2001 la importación desde los distintos países interconectados fue la siguiente:

País	Importación en GWh	Importación en % de la generación bruta local
Paraguay	33997	10,5%
Argentina	3983	1,2%
Venezuela	211	0,1%
Uruguay	73	0,02%

Las exportaciones fueron insignificantes.

Cerca del 90% de la energía generada en Brasil es de origen hidroeléctrico. El conjunto de las centrales hidráulicas permite al sistema eléctrico disponer de una gran capacidad para almacenar energía en los años húmedos, y conservarla en previsión de años secos. Esta capacidad de transferencia de excedentes puede permitir su aprovechamiento para cubrir situaciones prolongadas de generación hidráulica por debajo de la media, por hasta cuatro o cinco años.

Esa gran capacidad de almacenamiento debería permitir la administración de las situaciones de escasez potencial con una gran anticipación, disponiendo las medidas de restricción de la demanda o de incentivo de la oferta capaces de resolver los problemas que se prevén.

Por otro lado, la capacidad de almacenamiento puede ocultar por algunos años la existencia de un desajuste estructural entre la demanda y la capacidad de

generación, al permitir cubrir dicho desajuste por el consumo de las reservas acumuladas en los embalses.

La aleatoriedad de las energías afluentes a las centrales hidráulicas en un año en Brasil, es muy significativa.

Por ejemplo, si se observan las energías afluentes en las series históricas de caudales disponibles desde 1930 en las centrales de la región Sudeste, (la que cuenta con la mayor capacidad instalada en generación) la relación entre la energía máxima y la mínima de la serie es de tres a uno. Para la región Sur, esta relación es de seis a uno.

Dado que las centrales hidráulicas de Brasil se encuentran en siete grandes cuencas dispersas en todo el enorme territorio del país, esta aleatoriedad queda mitigada por el aprovechamiento de la complementariedad de los aportes en las distintas cuencas.

En un sistema con una componente hidráulica tan alta, y en el que existe la posibilidad de sequías severas y prolongadas, existe siempre un riesgo de falla no despreciable. Históricamente, la planificación centralizada del sector, se proponía como objetivo dimensionar la capacidad de generación con el fin de mantener el riesgo de tener algún tipo de falla, por debajo del 5%.

1.2.2 Trasmisión

El sistema eléctrico interconectado de Brasil consta en realidad de cuatro subsistemas vinculados entre sí:

- Sudeste y Centro-Oeste, que comprende los principales centros consumidores y áreas de población del país, en los estados de Sao Paulo, Río de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo, Matto Grosso y Goias

- Norte, que comprende los estados de Pará, Tocantins y Maranhao, en una zona excedentaria en generación hidráulica
- Nordeste, que incluye los estados de Bahía, Alagoas, Sergipe, Pernambuco, Ceará, Paraíba, Río Grande do Norte y Piauí
- Sur, que incluye los estados de Río Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná y Matto Grosso do Sul.

Las interconexiones existentes vinculan a los subsistemas:

- Sur y Sudeste, Centro-Oeste, junto a la central hidroeléctrica de Itaipú, la principal del sistema.
- Sudeste, Centro-Oeste y Norte
- Norte y Nordeste.

Los niveles de interconexión entre las regiones, no alcanzan para aprovechar íntegramente las complementariedades hidráulicas entre los sistemas. Es así que durante la reciente crisis energética, por ejemplo, la región Sur ha presentado excedentes de energía que no ha sido posible transportar en su totalidad a la región Sudeste. Análogamente, durante el año 2000 y parte del 2001, no fue posible transportar la totalidad de la energía generable por la central de Itaipú hasta los centros de carga, por el retraso en la entrada en servicio de un tercer circuito de trasmisión hacia Sao Paulo.

1.2.3 Distribución

Existen en Brasil más de cuarenta empresas distribuidoras. La tabla siguiente presenta datos para el año 2001 de las mayores entre ellas, según la energía vendida. (Fuente Abradee – Asociación de empresas distribuidoras de Brasil)

Empresa	Estado	Control estatal o privado	Número de clientes	GWh vendidos	Area de concesión en Km ²
CEMIG	Minas Gerais	E	5.412.068	34.279	567.265
ELETROPAULO	Sao Paulo	E	4.745.428	32.485	4.526
LIGHT	Río de Janeiro	P	3.233.042	20.065	10.970
CPFL	Sao Paulo	P	2.891.949	18.386	90.440
COPEL	Paraná	E	2.937.571	17.018	194.854
BANDEIRANTE	Sao Paulo	P	1.142.034	13.194	9.600
CELESC	Santa Catarina	E	1.773.457	12.633	92.015
PIRATININGA	Sao Paulo	E	1.102.533	10.156	6.785
ELEKTRO	Sao Paulo	P	1.716.558	9.996	120.884
COELBA	Bahia	P	3.032.697	8.807	567.295
AESSUL	Río Grande do Sul	P	948.088	7.195	99.267
CELPE	Pernambuco	P	2.121.242	6.769	102.745
CERJ	Río de Janeiro	P	1.691.228	6.682	37.741
CEEE	Río Grande do Sul	E	1.228.534	6.039	74.000
CELG	Goias	E	1.642.543	5.957	337.008
ESCELSA	Espírito Santo	P	922.577	5.790	41.372
RGE	Río Grande do Sul	P	993.853	5.766	90.718
COELCE	Ceará	P	1.916.764	5.367	146.348

En el año 2001 el 95.4% de las viviendas del país accedían a la red eléctrica.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

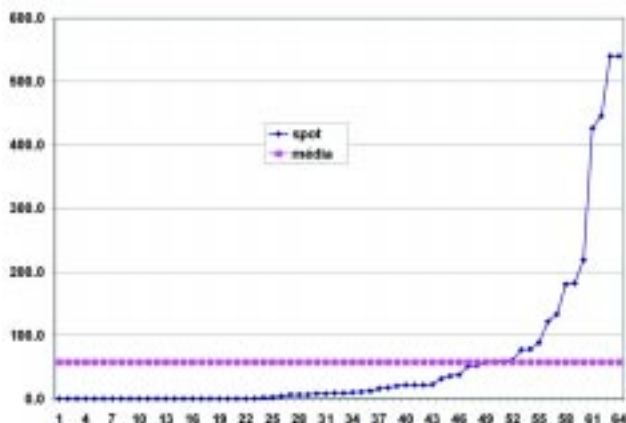
1.3.1 Mercado spot

En Brasil, en situaciones en las que la capacidad de generación es adecuada a la demanda, existe una alta probabilidad de que el costo marginal de generación de energía y los precios spot por lo tanto, tomen valores muy bajos, incluso próximos a cero. No obstante, es previsible, si bien mucho menos probable, la ocurrencia de períodos de sequía prolongados en el país, como consecuencia de los cuales, los costos marginales de generación, subirían durante períodos de uno o más años a valores muy elevados, próximos a los costos de racionamiento.

El despacho de las centrales hidráulicas y los valores del agua de las mismas, que son el principal determinante de los costos marginales y los precios spot, resultan de modelos centralizados de optimización del uso de los embalses.

Dado que en Brasil la cantidad de centrales térmicas es relativamente reducida, en la determinación del costo marginal del sistema, a través de la optimización y simulación del sistema de generación en el largo plazo, es muy importante la incidencia de la probabilidad de falla. Si la probabilidad de falla es reducida, los costos marginales son pequeños y a la inversa, si es alta, o se está en una situación de racionamiento, los costos marginales son altos.

La gráfica siguiente muestra la distribución de probabilidad de los precios spot previstos para enero del 2004, e ilustra uno de los puntos descritos antes. Existe una probabilidad superior al 50% de que el precio sea prácticamente nulo.



Distribución de probabilidad de los precios spot previstos para enero del 2004, en R\$/MWh Fuente: Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico (julio de 2001)

Dado que el precio spot de energía del MAE es igual al costo marginal, en situaciones normales la remuneración spot de energía de los generadores sería por completo insuficiente para asegurar su sobrevivencia. La entrada en servicio de "merchant plants" es decir centrales destinadas a la venta en el mercado spot, es poco probable, incluso en períodos como el de la sequía reciente en que los precios del mercado aumentaron, ya que durante el período de construcción de una central, es muy probable que los precios de mercado bajen nuevamente como consecuencia de la aleatoriedad hidrológica.

Por lo anterior, la clave para la realización de inversiones de generación consiste en la obtención por anticipado de un contrato de suministro de energía a precios predecibles y estables, o bien en la existencia de remuneraciones a la energía firme y disponible que la regulación pueda proporcionar a las centrales. Como se observará mas adelante, la regulación de Brasil se basa en la primera de ambas alternativas.

Otro punto a destacar es que por las razones antedichas, el precio en el mercado de contratos, no guardará en Brasil ninguna relación con el precio spot de la energía, y aún con el precio spot medio o valor esperado del spot, lo que suele ocurrir en sistemas de generación en los que el precio spot tiene una oscilación muy reducida respecto a su valor medio.

1.3.2 Señales para los distribuidores y mercados de energía para los clientes regulados

La reforma regulatoria en Brasil, a partir de 1998, se propuso transferir a los distribuidores la mayor responsabilidad de promover la expansión de la capacidad de generación del sistema, sustituyendo el procedimiento anterior de planificación centralizada. Los instrumentos diseñados para cumplir este propósito se describen en lo que sigue.

1.3.2.1 Contratos iniciales

Las autoridades regulatorias determinaron que partir de 1999, todos los contratos preexistentes entre generadores y distribuidores fuesen sustituidos por los llamados Contratos Iniciales, creados en el marco de la transición hacia el nuevo modelo regulatorio.

Los Contratos Iniciales tienen validez hasta el año 2006, y se reducen en su magnitud en un 25% por año, a partir del año 2003. El objetivo de los contratos iniciales fue permitir una transición predecible hacia el funcionamiento del mercado mayorista, y establecer ingresos predeterminados para las empresas generadores de modo de facilitar su privatización.

Los contratos iniciales cubrían teóricamente con energía asegurada, el 100% de los requerimientos de energía firme de las distribuidoras, en el período 1999-2001. Por esta razón, no existió un incentivo para los distribuidores en los últimos años, que los motivase a demandar contratos de suministro de largo plazo con nuevos generadores.

1.3.2.2 Obligación de contratación para los distribuidores

La regulación establece la obligatoriedad para las distribuidoras de tener contratos por al menos el 85% de la demanda energética de sus clientes regulados, con un plazo de dos años de anticipación y por un 10% adicional sin especificar plazo (resolución 511 del 12 de setiembre de 2002). A partir del 2003, luego de la Medida Provisoria 64/2002 y su reglamentación a ser emitida, es esperable que existan cambios.

La regulación establece que los vendedores en los contratos con los distribuidores, deben tener un respaldo físico procedente de centrales de generación hidráulica o térmica.

En el caso de las centrales hidráulicas, el respaldo se asegura estableciendo que la energía que el generador puede vender en contratos, no exceda la energía asegurada de la central. La energía asegurada de cada una de las centrales hidráulicas, se calcula de modo que éstas en su conjunto puedan abastecer la suma de energías aseguradas de todas ellas, con elevada probabilidad, aún en situaciones de sequía. Este mecanismo, de ser aplicado eficazmente, debería asegurar el abastecimiento de los contratos con razonable seguridad.

1.3.2.3 Otros incentivos a los distribuidores respecto a la celebración de contratos.

El precio spot del MAE (mercado mayorista) puede experimentar oscilaciones muy grandes en Brasil, y en particular puede alcanzar el nivel de los costos de falla en caso de registrarse escasez de energía hidráulica, como ocurrió en el año 2001.

Por lo tanto existe para los distribuidores un incentivo adicional para contratar también el restante 15% de su demanda de energía firme, no alcanzada por la obligación de contratar. En teoría los distribuidores deberían intentar evitar la eventualidad de comprar a precios muy elevados en el mercado spot, lo que los induciría a realizar contratos por la totalidad de su demanda.

1.3.2.4 Mecanismos de traslado a las tarifas de los clientes regulados, de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores

Los costos para los distribuidores originados en la compra de energía por contratos iniciales son íntegramente trasladables a las tarifas.

Para el traslado de los costos originados en la compra en contratos pactados libremente por el distribuidor con generadores, o bien en la compra de energía en el MAE (mercado spot), se define un conjunto de Valores Normativos (VN), revisados anualmente, o en situaciones de cambio estructural en la cadena de producción de energía (Resolución 22 de ANEEL del 1/2/2001). Se establece un VN diferente, según el origen de la energía que respalde la realización de los contratos, existiendo las categorías:

- Energía competitiva (que incluye las centrales termoeléctricas nuevas que emplean gas natural, las centrales hidráulicas, la energía procedente de las interconexiones internacionales, la de compras en contratos de plazo menor a dos años y en el mercado spot)
- Termoeléctrica con carbón nacional
- Pequeñas centrales hidráulicas
- Termoeléctrica con biomasa y residuos
- Eólica
- Fotovoltaica

Si bien ANEEL no ha establecido el criterio de cálculo del VN de manera explícita, es posible suponer que para la energía competitiva, el mismo se calcularía de modo de viabilizar la instalación de una central de ciclo combinado empleando gas natural, tomada como tecnología de referencia para la expansión de la generación.

El criterio general para trasladar a las tarifas los precios de los contratos pactados libremente es permitir que el distribuidor obtenga beneficios por lograr precios por debajo de los VN respectivos, que se comparten con los consumidores finales, en tanto que si los precios obtenidos por el distribuidor son superiores a los VN, el traslado de dicho sobreprecio a los consumidores es sólo parcial, de modo que la pérdida resultante es compartida entre el distribuidor y los consumidores.

Para implementar este criterio se han establecido fórmulas de traslado a precios, diferentes según la relación entre VN y el precio del contrato, cuyos parámetros han variado a lo largo del tiempo.



1.3.2.5 Indexación del precio trasladable por los distribuidores a los consumidores finales. Cobertura del riesgo inflacionario y cambiario que suelen obtener los generadores

Las resoluciones sobre el valor del VN y el traslado a las tarifas de los contratos pactados libremente, establecen también las normas sobre reajustes tarifarios a los consumidores finales. Los reajustes son realizados anualmente y el índice de actualización resulta de ponderar los reajustes del índice general de precios local, el índice del tipo de cambio del dólar en el país, y un índice de precios de los combustibles aplicados al contrato. Las ponderaciones de cada uno de estos índices, denominadas respectivamente K_1 , K_2 y K_3 son elegidas por el generador al comienzo de su contrato.

El reajuste de las tarifas a los clientes regulados es de periodicidad anual, por disposición legal. Las variaciones no esperadas de los índices de precios a lo largo del año, en especial de la moneda extranjera, generan un riesgo que debe ser compartido entre los generadores y los distribuidores al firmar los contratos. Los proyectos de generación térmica emplearán gas natural procedente de Bolivia, cuyo precio de venta por Petrobrás, está indexado por el precio de una canasta de crudos. Por lo tanto el precio de compra para las centrales, expresado en reales, depende del tipo de cambio y de los precios de los crudos incluidos en la canasta.

Esta situación ocasionó dificultades para los inversores en proyectos de centrales térmicas, ya que las fórmulas de reajuste de los contratos con los distribuidores no podían compensar adecuadamente las variaciones de costo de los generadores.

Recién a mediados del 2001, parecen haberse resuelto las dificultades en el reajuste de precios, mediante resoluciones de ANEEL (que modificó los parámetros del cálculo del VN), y de los Ministerios de Hacienda y de Minas y Energía (que permitieron resolver el efecto de las variaciones cambiarias sobre el precio del gas).

1.3.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

Respecto al acceso de los consumidores en forma directa al mercado, se está en un período de transición, estipulado en las Leyes Federales (números 9.074/1995 e 9.648/1998) que prevén una liberación del llamado mercado cautivo territorial de las distribuidoras. A partir de julio de 2000, los consumidores con carga igual o superior a 3000 kW, atendidos en tensión superior o igual a 69 kV, estaban habilitados a optar por

la compra de energía a cualquier suministrador, si bien la generación existente se encontraba comprometida por los contratos iniciales, por lo que el mercado de grandes usuarios es muy reducido.

Después de julio de 2003, ANEEL podrá disminuir los límites anteriores. El ejercicio de la opción por esos consumidores no podrá resultar en un aumento tarifario para los consumidores restantes. Antes de la reciente crisis energética, se preveía que para el año 2005, la posibilidad de seleccionar su proveedor de energía se extendería a todos los consumidores.

La incertidumbre respecto a la cantidad de clientes libres que podrían emigrar en el proceso de liberalización, puede constituirse en un desincentivo para que los distribuidores firmen contratos de largo plazo con nuevos generadores¹

1.3.4 Remuneraciones a la capacidad instalada de generación

No existen remuneraciones significativas a la potencia instalada de generación, que complementen los ingresos por contratos bilaterales y las ventas en el mercado spot de energía.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

Si bien Brasil posee un potencial abundantísimo de generación hidroeléctrica aún no explotado, un factor clave para el desarrollo de centrales de generación en el corto y medio plazo es el aprovisionamiento de gas natural para las nuevas centrales térmicas.

Brasil dispone de reservas nacionales de gas natural, pero la principal fuente de abastecimiento en lo inmediato es el gas natural procedente de Bolivia, a través de un gasoducto entre Bolivia y San Pablo: La capacidad de suministro inicial es de 30 millones de metros cúbicos diarios, en tanto que su prevé ampliación en otros 25 millones.

La construcción del gasoducto y la realización de los contratos de aprovisionamiento fue realizada con participación de la empresa estatal de hidrocarburos, Petrobrás.

Petrobrás, controladora de la sociedad propietaria del gasoducto Bolivia-Sao Paulo, monopolizó hasta muy recientemente el empleo de la capacidad de transporte del gasoducto. Sin embargo, la Agencia Nacional de Petróleo ha permitido a otras empresas el uso de capacidad remanente del mismo.

No existe por lo tanto un mercado fuertemente competitivo para el abastecimiento de gas natural a

las centrales de generación, ya que el abastecimiento proviene principalmente de Petrobrás.

Los precios del gas resultan de las disposiciones administrativas del Ministerio de Minas y Energía, regulando el precio de suministro de Petrobrás a los generadores, del gas importado de Bolivia. Como se indicó al tratar el pasaje de los costos de generación a las tarifas, el traslado de las variaciones del precio del gas suministrado por Petrobrás, ha sido un punto de discusión que ha dificultado hasta ahora el desarrollo de proyectos de generación térmica.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

Eletrobrás y el Ministerio de Minas y Energía lanzaron en febrero del 2001 un programa de Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCH), para centrales con potencias entre 1 y 30 MW, por el que Eletrobrás se compromete a garantizar a los propietarios de dichas centrales la compra de la energía generada, hasta una cantidad máxima de 1200 MW. El BNDES, banco estatal de desarrollo, financia hasta el 85% de las inversiones. Estudios de Eletrobrás estiman un potencial de PCHs de hasta 6000 MW. Se estudió también la posibilidad de un programa similar para centrales de cogeneración térmica.

Por otro lado, desde hace más de diez años, Eletrobrás ha llevado adelante un programa para el ahorro energético, el PROCEL.

1.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

La liquidación de las transacciones en el MAE (mercado spot) está suspendida desde el año 2001.

Durante la primera mitad del 2000, la empresa de generación estatal Furnas, acumuló un fuerte endeudamiento con el MAE por concepto de energía comprada por esta empresa, a raíz de la demora en la entrada en servicio de la central nuclear de Angra II, lo que impidió a Furnas suministrar los contratos de abastecimiento con su propia energía y generó una divergencia entre esta empresa y las autoridades del mercado sobre los compromisos contractuales adquiridos. Correlativamente y como resultado de un efecto "cascada", un conjunto de generadores públicos y privados permanecieron como acreedores por ventas de energía al mercado spot.

A partir de julio del 2001, la situación de racionamiento condujo a precios de mercado muy elevados, y a la cesación de los mecanismos de contabilización, facturación y pagos en el MAE.

Esto determina que existan centrales de generación prontas para generar, que deberían vender su energía en el mercado spot, pero que no lo hacen dada la situación de inseguridad jurídica respecto al cobro de la energía vendida en dicho mercado.

1.7 Comercio internacional de energía

Existen contratos de importación desde Argentina y Venezuela, los que se realizaron en el marco de la normativa vigente y un acuerdo de compra de la parte de la energía correspondiente a Paraguay en la central binacional de Itaipú, que no es tomada por dicho país.

La energía que llega desde Argentina, es importada mediante un contrato por 1000 MW entre CEMSA, filial argentina del grupo Endesa de España y CIEN, su análoga en Brasil, a través de una interconexión entre Garabí e Itá. CIEN vende a su vez la energía a las estatales Furnas y Eletrosul. La energía es convocada al despacho de la misma forma que la de una central, y despachada por el ONS al precio de oferta de la energía previsto en los contratos entre CIEN y los compradores de Brasil. CIEN ha ofertado también excedentes eventuales de energía de la región Sur de Brasil a la Argentina.

Se encuentran en distintos grados de desarrollo otros contratos de importación desde Argentina, en particular la ampliación a 2000 MW de la interconexión citada.

1.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

El mecanismo para la expansión de la red básica de transmisión troncal del sistema brasileño es el de la planificación determinativa centralizada, cuyos mecanismos se describen más adelante. La construcción, operación y mantenimiento de las obras incluidas en la red básica son licitadas y concedidas al oferente que solicite el menor ingreso anual.

1.8.1 Iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común.

Por la forma de decisión de las expansiones de la red, no existen incentivos de este tipo.



1.8.2 Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transmisión. Existencia de derechos de congestión

No está prevista aún la existencia de derechos físicos o financieros de congestión para nuevas líneas de transmisión, si bien la existencia de restricciones de transmisión entre los cuatro submercados, genera la necesidad de la creación de instrumentos de este tipo. Así por ejemplo, la región Sur podría ser excedentaria en energía firme, ya que puede recibir importaciones de energía de los países vecinos, y ese excedente debería aplicarse a la contratación con demandas de la región Sudeste.

Los derechos de congestión permitirían a los vendedores cubrirse del riesgo de apartamientos de los precios del Sudeste, por encima de los del Sur.

1.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.9.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

Existe un Comité Coordinador del Planeamiento de la Expansión de los Sistemas Eléctricos (CCPE), con la atribución de coordinar la elaboración de los planes de generación. El CCPE fue creado en mayo de 1999 (Portaría No. 150 del Ministerio de Minas y Energía), con el fin de continuar la tarea que venía realizando hasta ese momento el Grupo Coordinador del Planeamiento de los Sistemas Eléctricos (GCPS), coordinado por la ELETROBRAS.

El CCPE debe elaborar para la generación, y con carácter indicativo, los Planes Decenales de Expansión y Planes Nacionales de Largo Plazo, con periodicidad anual. A su vez, el CCPE elabora un Programa Determinativo de Trasmisión, para las obras que el dicho comité considere impostergables.

El CCPE está dirigido por un Consejo Directivo, presidido por el Secretario de Energía del Ministerio de Minas y Energía, e integrado por un Comité Directivo coordinado por ELETROBRAS, constituido por representantes de las empresas seleccionados por esta última y de otras interesadas y por comités técnicos y comisiones y grupos de trabajo.

1.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

La situación de crisis energética, previsible en el año 2000, originó una serie de incentivos para la construcción de centrales de generación que se describen en el punto siguiente.

1.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

A mediados de 1999, el holding estatal Eletrobrás, propietario de las principales generadoras estatales, realizó una serie de gestiones para contratar generación de emergencia, en particular centrales montadas en barcasas, para compensar el retraso en la entrada de Angra II. Estas gestiones no prosperaron.

La presidencia de la República instituyó en febrero de 2000 (decreto 3371 del 24/2/2000) el Programa Prioritario de Termoelectricidad, buscando agilizar la implantación de centrales térmicas, en el ámbito del Ministerio de Minas y Energía (MME).

Los objetivos de creación del Programa fueron:

- Conceder a un conjunto de proyectos a determinar, garantías para el abastecimiento de gas natural por un plazo de hasta veinte años, con reglas a determinar por el MME
- Garantizar la transferibilidad a las tarifas de los costos de generación resultantes de contratos de distribuidores con las centrales del Programa, por un plazo de veinte años.
- Conceder a los proyectos de esas centrales, el acceso al Programa de Apoyo Financiero a Inversiones Prioritarias en el Sector Eléctrico, financiado por el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES).

El programa debía ser coordinado por el MME, quien dictaría las normas para su ejecución. Se identificaron e incluyeron en el programa 49 proyectos de centrales térmicas.

Posteriormente, el Programa Prioritario se reorientó, concentrando esfuerzos en la construcción de 15 proyectos de centrales térmicas a gas, con la participación principal de Petrobrás en su construcción. Finalmente, a fines del año 2000, la ANEEL estableció criterios y directrices para la licitación de capacidad térmica de emergencia por 2500 MW, y determinó que el MAE promoviese dichas licitaciones, cuyos costos serían pasados a las tarifas.

Ninguna de las iniciativas anteriores se concretó a tiempo para mitigar los efectos de la crisis.

1.10 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

1.10.1 Generación

Salvo las empresas que obtuvieron el derecho de prorrogar concesiones y autorizaciones con la promulgación de la Ley Federal n° 9.074/1995, todas las nuevas concesiones, por la Constitución Federal (Art. 175), deben ser licitadas, lo que es realizado por la ANEEL para los aprovechamientos hidroeléctricos de potencia mayor a 30 MW. Los aprovechamientos de potencia entre 1 y 30 MW y la generación térmica y de fuentes alternativas, son objeto de autorización otorgada por la ANEEL (Ley 9074, art. 5° y Ley 9427, art. 26)

Las concesiones son formalizadas mediante contratos y las autorizaciones mediante actos administrativos de la ANEEL. Los plazos de vigencia de los contratos de concesión y autorizaciones para hidroeléctricas resultantes de las prórrogas legales, son normalmente de 30 años, pudiendo ser prorrogadas por otro período igual.

Las concesiones para la producción independiente y las que resultan de procesos de privatización, pueden llegar a períodos de 35 años, prorrogables por otro período igual. (Ley 9074, art. 4°)

Las autorizaciones para centrales termoeléctricas pueden variar a criterio de ANEEL, habiéndose registrado generalmente autorizaciones por 30 años prorrogables por otros 30.

La generación nuclear deberá ser tratada especialmente, en los términos previstos en la Constitución Federal

1.10.2 Transmisión

Con la excepción de los agentes que obtuvieron el derecho de prorrogar las concesiones de transmisión por la Ley Federal n° 9.074/1995, todas las nuevas concesiones, por la Constitución Federal (Art. 175), deben ser licitadas, lo que es realizado por la ANEEL, para la llamada Red Básica.

La Red Básica está compuesta por las redes eléctricas de tensión igual o mayor a 230 kV y aquellas que, por autorización de la ANEEL, sean incorporadas a la Red Básica, por su función para el sistema eléctrico, en especial por conectar sistemas de distribución con la

Red Básica, o sistemas de generación con la Red Básica.

El plazo de vigencia de los contratos de concesión, cuando se trata de prórrogas es de veinte años, prorrogables a su vez por 20 más. Para las concesiones licitadas el plazo que se está otorgando habitualmente es de 30 años, prorrogables por otros 30.

1.10.3 Permisos ambientales

Por la importancia de la hidroelectricidad, y dado que los proyectos hidroeléctricos previstos inundan en general grandes superficies, los aspectos ambientales son esenciales en el sistema eléctrico de Brasil. Las principales obras del sector requieren la realización de un relatorio de impacto ambiental previo.

Existe un órgano regulador ambiental con importantes repercusiones para el sector eléctrico, el Consejo Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), cuyas atribuciones incluyen establecer normas para la realización de estudios de impacto ambiental, en obras e instalaciones del sector.

Entre los aspectos tratados en la legislación general o específica se encuentran: tratamiento de bienes públicos, crímenes ambientales, desapropiación de tierras, deforestación y poda de árboles, estudios de impacto ambiental, gestión ambiental, licenciamiento ambiental, reforestación y reposición forestal, reservas, responsabilidad civil y daño ambiental y uso múltiple de embalses hidráulicos.

1.10.4 Ejecutividad en el otorgamiento de permisos y autorizaciones

Los procedimientos técnicos y administrativos necesarios para obtener los permisos y autorizaciones no se han constituido en barreras a la entrada que hayan dificultado particularmente la realización de nuevas obras de generación y transmisión.

En cuanto a los permisos ambientales, en algunos casos han tenido lugar dificultades, para la concesión de los mismos, provocando retrasos prolongados en el proceso de construcción de los proyectos. A título de ejemplo puede tomarse la central hidroeléctrica de Belo Monte, la mayor proyectada en Brasil, de 11000 MW, cuyo desarrollo se ha detenido, aparentemente por tiempo indeterminado, por dificultades ambientales.

1.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.11.1 Normas sobre racionamiento



La regulación preexistente sobre la materia era escasa o no fue aplicada cuando se produjo la crisis energética del año 2001, diseñándose en cambio un conjunto de disposiciones específicas a medida que se hicieron necesarias.

El Poder Ejecutivo creó con motivo del agravamiento de la crisis del abastecimiento, la Cámara de Gestión de la Crisis Energética, con el cometido de administrar los mecanismos de racionamiento energético.

El sistema de racionamiento propuesto consistió en el establecimiento de cotas máximas al consumo de energía para cada tipo de consumidores, en cada región del sistema eléctrico, que implicaron reducciones respecto a los consumos del año anterior.

La meta de reducción propuesta fue del 20% en las principales regiones del país. Los consumidores que no alcanzasen la meta de reducción fueron sujetos a multas y cortes de suministro. La aplicación del sistema de racionamiento obligó al Poder Ejecutivo a oponerse en los tribunales a distintas acciones judiciales de agentes que se consideraban lesionados por el racionamiento.

El resultado del plan de racionamiento puede considerarse exitoso, ya que en general la meta del 20% fue alcanzada durante la totalidad de la segunda mitad del año 2001.

Los incumplimientos de los generadores y distribuidores en la prestación del servicio, como resultado de la obligación de racionamiento, no generaron obligación de resarcimiento monetario para los clientes racionados.

Por otro lado, la reducción de ventas, afectó sustancialmente los ingresos de los distribuidores, que mantuvieron en lo sustancial sus costos fijos. Esto ha dado lugar a negociaciones entre el Poder Ejecutivo y los distribuidores, para establecer una compensación para estos últimos, a ser cubierta mediante un incremento de las tarifas.

En la actualidad los generadores están negociando con el Poder Ejecutivo la obtención de compensaciones semejantes, teniendo en cuenta la reducción de ingresos ocasionada por el racionamiento.

1.11.2 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

El costo de falla empleado durante la gestión del sistema, previa al comienzo de la crisis del año 2001, fue de un único escalón de falla, cualquiera fuese la

profundidad de la misma, de 684 reales por MWh, lo que equivale aproximadamente a 250 US\$/MWh.

El costo de falla se incluye como una máquina adicional en la estimación de los valores del agua de los embalses y los costos marginales de generación resultantes, que determinan el precio spot.

1.11.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

No están previstas multas específicas para los distribuidores y generadores ante incumplimientos en el abastecimiento por falta de energía de generación. Los generadores que no pueden cumplir sus contratos resultan comprando en el mercado spot, cuyo precio puede llegar al costo de falla.

1.12 Estabilidad del marco regulatorio

Desde su implantación en 1998, el nuevo marco regulatorio no experimentó variaciones significativas en sus aspectos formales. No obstante, las dificultades originadas en la situación de racionamiento, dieron lugar a la aplicación en la práctica de disposiciones no previstas en el marco regulatorio, y a la creación de una autoridad transitoria para enfrentar la crisis, la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía (GCE).

Las resoluciones tomadas por la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía (GCE), han tomado el lugar en muchos casos de disposiciones regulatorias previas, o han complementado lagunas existentes acerca de la administración de situaciones de crisis.

La ANEEL por su parte, mantiene desde el 20 de abril de 2001 una intervención del MAE, reforzada por la creación en el ámbito del GCE, del Comité Técnico del Mercado Mayorista, con la finalidad de analizar y revisar las reglas de funcionamiento del MAE. De esa intervención debería resultar la entrada en funcionamiento del MAE, paralizada en la práctica desde el mes de septiembre de 2000, no habiéndose liquidado normalmente las transacciones de energía en ese período.

1.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que han ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión.

1.13.1 Las causas de la reciente crisis en el abastecimiento eléctrico

Los principios del marco regulatorio y el diseño de la transición deberían teóricamente haber evitado situaciones de crisis. No obstante, es notoria la situación de grave racionamiento en el abastecimiento que afectó a Brasil desde junio de 2001 hasta febrero del año 2002.

El estudio de las causas de esta situación es particularmente importante ya que permite obtener conclusiones que trascienden el caso de este país y pueden ser de enorme importancia al analizar la regulación y las situaciones de transición hacia nuevos marcos regulatorios en los sistemas eléctricos hidráulicos de la región.

El análisis de esta situación de crisis energética se ve facilitado por la existencia de la opinión técnica calificada de la Comisión de Análisis del Sistema Hidrotérmico de Energía Eléctrica, creada por la Presidencia de la República de Brasil, en mayo de 2001, con el fin de poner en claro el origen de la crisis.

El objetivo de la comisión fue evaluar en el plazo de sesenta días las causas estructurales y coyunturales de la crisis de abastecimiento experimentada durante al año 2001 por el Brasil. Los resultados del trabajo de esta Comisión permiten conocer de manera exacta el proceso que condujo a dicha crisis, y su presentación se basa en la respuesta a cinco preguntas claves:

- ¿Cuáles fueron los factores físicos y regulatorios que llevaron a la crisis de abastecimiento?
- ¿El Ministerio de Minas y Energía (MME) y la ANEEL (organismo regulador del sector), conocían la gravedad de la situación, y tomaron medidas para disminuirla?
- ¿Hubo un flujo adecuado de información entre el MME, la ANEEL y el ONS (operador del sistema), y el más alto escalón del gobierno, sobre la posibilidad de ocurrencia y gravedad de la crisis?
- ¿Cuáles fueron las causas institucionales y normativas que condujeron a la crisis?

- ¿Qué recomendaciones pueden hacerse para resolver los principales problemas encontrados?
- Las principales conclusiones de la Comisión acerca de la crisis pueden resumirse como sigue:

- El aumento del consumo de energía estuvo dentro de los valores previstos y debe descartarse como causa de la crisis.
- El sistema de generación experimentó en los años recientes una hidrología desfavorable, que precipitó una crisis ocasionada por otros factores estructurales. En condiciones normales, la hidrología adversa no debería haber ocasionado una crisis como la ocurrida.
- En el período 1998-2003, se produjo el retraso de la entrada en servicio de centrales previstas en el plan decenal de expansión, y no tuvo lugar la construcción de nuevas centrales, ocasionando un déficit acumulado de generación de cerca de 40000 GWh, que tuvo que cubrirse con el empleo de la energía almacenada en los embalses.
- El mecanismo principal para la construcción de generación previsto en el marco regulatorio, el incentivo a los distribuidores para realizar contratos de generación para nuevas centrales, no fue aplicado. La razón para esto, fue que al diseñar los contratos iniciales, la capacidad de generación de energía asegurada de las centrales existentes fue sobreestimada. Es decir, que los distribuidores, estaban teóricamente abastecidos por los contratos iniciales y por lo tanto carecían de incentivos para contratar.
- La inversiones públicas y privadas, en el período posterior a la reforma regulatoria de 1998, fueron insuficientes, en gran parte como resultado del grave error regulatorio anterior. Esto dio lugar a que el sistema fuese consumiendo sus reservas de energía. La insuficiencia de las reservas hidráulicas, impidió hacer frente a la sequía del año 2001, que a pesar de su gravedad, por sí sola y en un sistema adecuadamente diseñado, no debería haber causado los gravísimos racionamientos registrados.
- Los generadores privados no incluyeron entre sus evaluaciones económicas, los riesgos de haber contratado una cantidad energía superior a la que podían asegurar en condiciones de sequía, quedando obligados en esa situación a comprar en el mercado spot. Por lo tanto, no se cubrieron mediante contratos con nuevas centrales.
- Los generadores estatales federales no invirtieron como resultado de las restricciones presupuestales establecidas por el Ministerio de Planificación y presupuesto.

- Aún de no haber existido el problema anterior, al estar previsto un cronograma de creciente liberalización para la elección por parte de los consumidores de su proveedor de energía, la firma de nuevos contratos hubiese presentado riesgos para los distribuidores.
- La regulación de ANEEL enfatizó los aspectos tarifarios, preocupándose de evitar el aumento de las tarifas, en tanto que la regulación no se caracterizó por la existencia de reglas estables, claras y concisas para crear un ambiente de credibilidad para la inversión.
- Ninguna institución estuvo encargada de verificar la lógica global del proceso, y de ejercer la coordinación entre las esferas del gobierno, en la implementación de la política energética, especialmente en la transición hacia el nuevo modelo, y en el enfrentamiento de la crisis.
- Una vez desatada la crisis, se evidenció la incapacidad de los organismos y agencias gubernamentales sectoriales de coordinar y ejecutar medidas de abastecimiento de emergencia una vez percibidos los riesgos de falla, a partir de 1999, y de transmitir a las más altas autoridades del Poder Ejecutivo la gravedad del problema. La implantación temprana de un racionamiento preventivo pudo haber limitado la gravedad de la situación.
- La información del MME, ONS y ANEEL a la presidencia indujo al más alto nivel político a no percibir a tiempo la gravedad de la crisis, dada la complejidad y ambigüedad de los mensajes transmitidos. El lenguaje adoptado habría inducido a los no especialistas a concluir que no existían razones de alarma que justificasen la toma de medidas correctivas inmediatas. El presidente de la República no fue adecuadamente informado sobre la posibilidad de un racionamiento profundo, como el que efectivamente ocurrió.
- La inexistencia de un plan de contingencia sobre lo que hacer en situaciones hidrológicas adversas, contribuyó al retraso en las decisiones, agravando la profundidad del déficit.
- La falta de contabilización y pago de las operaciones en el MAE durante más de un año, condujo a la pérdida de confianza en el mercado y a la percepción de los agentes, públicos y privados, de que los contratos no serían cumplidos.

1.13.2 Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

El 22 de junio de 2001, cuando ya se había entrado en la etapa de racionamiento fue creado (por Resolución GCE No. 18), el Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, con la misión de generar propuestas para corregir las disfuncionalidades actuales y proponer perfeccionamientos para dicho modelo del sector.

De los trabajos de ese Comitê, cuyos últimos resultados fueron presentados por el Ministerio de Minas y Energía (MME), a través del Relatório de Progresso No. 3, del 4 de junio de 2002, resultan una serie de medidas agrupadas en uno de los ocho capítulos generales del relatório: "C. Asegurar expansão da oferta".

Según el Relatório, este conjunto de medidas busca asegurar la existencia de oferta capaz de abastecer la demanda y las conclusiones halladas apuntan a:

- Perfeccionar las exigencias de contratación bilateral
- Revisar las definiciones de energía firme de las centrales hidráulicas
- Establecer la contratación de generación de reserva
- Estimular la capacidad de expansión de la capacidad de suministro de la punta de la demanda
- Incentivar la conservación y uso racional de la energía
- Agilizar los procedimientos de licenciamiento ambiental.

Se propone también "monitorear la confiabilidad del suministro", con el objetivo de crear "señales de alerta" respecto a los riesgos de suministro a corto plazo (horizonte de dos años) y medios plazo (horizonte de tres a seis años). Esas señales permitirán en caso de necesidad, desencadenar medidas preventivas y correctivas por parte del MME y del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE).

Bajo el título "Normalizar el funcionamiento del sector eléctrico", el Relatório enfatiza las cuestiones de la reestructura del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MAE - Mercado Atacadista de Energía Eléctrica), que ya ha sido objeto de la ley 10433/2002 y del perfeccionamiento del proceso de despacho y formación de precios de energía.

Las medidas descritas, con excepción de la reestructura del MAE, están aún en la etapa de propuesta, si bien en la fase final de análisis, y su cronograma de implementación prevé como fecha el final del año 2002, por lo que aún no puede asegurarse su implantación. Por otro lado, ya han ocurrido recientemente cambios

regulatorios, como la ley 10438/2002, de abril de 2002.

Una de las modificaciones introducidas es la aparición de subastas para la venta de energía firme de las centrales a ser liberada por la gradual finalización de los contratos iniciales a partir de enero de 2003. Otras modificaciones han sido la creación del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa), y de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE). Estas últimas buscan el desarrollo energético en los estados de la Unión, y la competitividad de la energía producida a partir de las fuentes eólica, pequeñas centrales hidráulicas, biomasa, gas natural y carbón mineral nacional.

1.14 Referencias

1.14.1 Principales normas consultadas

ANEEL - Resolución 249 del 11 de agosto de 1998.
ANEEL - Resolución 266 del 13 de agosto de 1998.
ANEEL - Resolución 22 del 1º de agosto de 2001.
ASMAE, COEX – Visao geral das regras de mercado.
Etapa de Implementación
Relatorio de la Comisión de Análisis del Sistema Hidrotérmico de Energía Eléctrica, julio de 2001

1.14.2 Sitios web consultados

ANEEL: <http://www.aneel.gov.br>

Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica: <http://www.abradee.com.br/>

Asociación Brasileña de Grandes Consumidores industriales de Energía: <http://www.abrace.org.br>

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

El marco regulatorio de Colombia recurre como incentivos para la expansión de la generación, a una combinación de los ingresos por contratos, los ingresos en el mercado spot o bolsa de energía, y la remuneración a la capacidad de generación. No existe obligación de contratar con los generadores para los comercializadores que venden a los clientes regulados. La expansión de la transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente y de licitaciones para ejecutar las obras del plan.

Las remuneraciones de la generación en el mercado mayorista colombiano están constituidas por los ingresos en los contratos bilaterales de energía, que representan el 60% de la energía vendida (en años anteriores llegó al 85%) el mercado spot o bolsa de energía en el cual se vende el restante 40% de la energía, y el cargo por capacidad.

La actividad de comercialización de energía para los clientes regulados es realizada por empresas comercializadoras, formalmente separadas de las de distribución. Los comercializadores no tienen obligación de realizar contratos de largo plazo para cubrir sus ventas a los clientes, sean estos regulados o no regulados.

La planificación de la red tiene lugar en forma centralizada y las expansiones resultan de procesos competitivos que se adjudican a la empresa que requiera un menor canon para la construcción. Existe una planificación indicativa de la generación.

El estado nacional y municipios mantienen la propiedad de empresas de generación que corresponden aproximadamente al 40% de la capacidad disponible, de la casi totalidad del sistema de transmisión y de varias empresas de distribución.

1.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

El sistema de generación colombiano tiene una capacidad instalada de aproximadamente 13 000 MW (13 309 MW a finales del año 2001). En promedio casi el 70% de la energía generada procede de centrales hidroeléctricas y el resto principalmente de centrales tér-

micas a gas natural. La disponibilidad de generación hidráulica está condicionada fuertemente por la ocurrencia de los fenómenos del Niño.

En el período 1990-2000, la generación de energía creció a una tasa acumulativa anual del 2.2%. La Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, previó en sus proyecciones de enero del 2001, tres escenarios de previsión de demanda con tasas de crecimiento del 5.4%, 4.6% y 3.4%.

Colombia tiene tres interconexiones con Venezuela de 380 MW de capacidad en total, y una interconexión de 113 MW con Ecuador y actualmente se encuentra en construcción una interconexión adicional en 220 kV con este último país con una capacidad de 300 MW. Las exportaciones de energía representaron en el año 2001 un 0.5% de la generación bruta del país, en tanto que las importaciones apenas un 0.1%.

El estado nacional y los municipios mantienen la propiedad de empresas de generación que corresponden aproximadamente al 40% de la capacidad disponible, de la casi totalidad del sistema de transmisión y de varias empresas de distribución. La capacidad de inversión estatal es reducida, ya que el Gobierno enfrenta una grave crisis fiscal. La capacidad de inversión de las empresas de propiedad del Gobierno también es casi nula, con excepción de las Empresas Públicas de Medellín, que es una de las mayores empresas del país e integrada verticalmente.

Existen alrededor de 40 empresas de generación, y la participación de mercado de la mayor empresa privada de generación es de alrededor del 19%.

Las empresas integradas verticalmente representan aproximadamente el 60% de la generación y distribución de energía.

La participación de los generadores en el Mercado Mayorista (la bolsa de energía) es obligatoria para los que tengan una capacidad instalada mayor a 20 MW (Resolución CREG-054 de 1994) y optativa para los de potencia entre 10 y 20 MW, y están excluidos del mercado los generadores de potencia inferior a 10 MW. (Resolución CREG-086 de 1996).

Al haberse experimentado un crecimiento de la demanda menor al previsto, el sistema de generación experimenta una situación de abundancia transitoria de la capacidad firme de generación instalada respecto a la demanda.

Como resultado de las restricciones en la capacidad de transmisión admitida entre regiones y de los atentados que han ocurrido con frecuencia a las líneas de

transporte, existe una magnitud económicamente significativa de generación de seguridad, cuyo costo variable es en general superior al precio de la bolsa de energía determinado en un despacho ideal uninodal, y cuyo costo total debe ser cubierto.

Inicialmente dichos sobrecostos eran compartidos por los generadores y comercializadores y se pagaba a la generación de seguridad su precio de oferta para el despacho.

En la actualidad el pago de estos sobrecostos cabe sólo a los comercializadores y la generación de seguridad tiene una remuneración regulada que para los generadores térmicos determina costos de arranque y parada, operación y mantenimiento y combustible. Para los generadores hidráulicos se estableció una curva de valor del agua embalsada.

Para prevenir situaciones de hidrología crítica, la regulación define mínimos operativos para el nivel de los embalses, de manera que el sistema mantenga una reserva hidráulica suficiente al comenzar la estación seca del verano. Cuando el nivel de un embalse se encuentra por debajo de su nivel mínimo operativo superior, se interviene su precio de oferta en la bolsa, de modo que sea el recurso más caro del sistema.

Los autogeneradores y cogeneradores están sujetos a reglamentación especial (Resoluciones 084 y 085 de la CREG), Los autogeneradores solo pueden producir para sí mismos, en tanto a los cogeneradores se les permite vender excedentes..

1.2.2 Transmisión

La transmisión, que incluye las instalaciones de tensión 220 kV y superiores, constituye un servicio público, sujeto al principio de libre acceso.

Existen once empresas de transmisión, tres de ellas con mayoría de participación privada, si bien el 75% de la red pertenece a la empresa estatal Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). Aunque el sistema tiene diversos propietarios, es operado por un único organismo, el CND, integrado a ISA, quien reporta al Consejo Nacional de Operación (CNO) de acuerdo a las reglas contenidas en el Reglamento de Operación.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

El CND, organismo encargado del despacho, obtiene la operación de mínimo costo empleando en el despacho los precios de la energía declarados por los gene-

radores térmicos e hidráulicos en un despacho uninodal. El precio spot es el costo marginal en este despacho ideal. El Administrador del Sistema de Inter-cambios Comerciales (ASIC), liquida las transacciones spot en el mercado, denominado bolsa de energía.

La regulación establece para los embalses niveles operativos mínimos. Si al comienzo del verano un embalse se encuentra por debajo de dicho nivel, se interviene su precio de oferta, de modo que el recurso sea el más costoso del sistema. Dependiendo de la hidrología, el precio del recurso hidráulico puede alcanzar hasta el costo de racionamiento.

En situaciones de racionamiento el precio de energía en la bolsa y las liquidaciones de las transacciones en el spot se realizan con las mismas reglas que en situación normal.



El gráfico siguiente presenta la evolución de los precios medios mensuales de energía en la bolsa de energía (mercado spot de energía), desde 1997. Es notorio el período de elevados precios en la segunda mitad de 1997 y primera mitad de 1998, debida a los bajos aportes de las centrales hidráulicas durante el fenómeno de El Niño.

Dada la volatilidad de los precios de la bolsa, y la posibilidad de períodos de sobreequipamiento como el actual, la existencia de contratos por una gran parte de la capacidad instalada es vista como imprescindible para el eventual desarrollo de nuevos proyectos.

1.3.2 Comercialización y contratos en el mercado colombiano

Los generadores pueden realizar contratos bilaterales con los comercializadores y grandes usuarios para el suministro de energía, en condiciones comerciales pactadas libremente. Los distribuidores no actúan directamente como compradores en el mercado mayorista, sino bajo la figura de comercializadores.



Los principales comercializadores son empresas vinculadas a los grandes generadores y distribuidores. Los comercializadores puros en el mercado no manejan un volumen significativo de la energía vendida.

No existen restricciones a la forma de los contratos siempre que contengan reglas claras que permitan determinar hora a hora las cantidades exigibles bajo el contrato y el precio respectivo. No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales. Las dos modalidades de contratos más comunes son las denominadas: pague lo contratado y pague lo demandado.

Los contratos pague lo contratado corresponden a la obligación del comprador de pagar una cantidad de energía pactada en el contrato, independientemente de si la energía se consume o no. En el caso de que la energía no se consuma, el comprador aparece en la bolsa como vendedor de la parte del contrato no demandada.

Los contratos pague lo demandado, corresponden a la obligación del vendedor de cubrir el riesgo del precio de bolsa, de toda la demanda de energía del comprador (si bien en algunos casos estos contratos tienen topes).

Es decisión de cada comercializador los agentes su grado de exposición en el spot, es decir las proporciones en las que compra en contratos y en la bolsa. Sin embargo, los grandes comercializadores que abastecen usuarios regulados efectúan contratos mediante convocatorias públicas (exigidas por ley), que generalmente se hacen con uno o dos años de anterioridad.

Todos los contratos son instrumentos puramente financieros, en el sentido de que no existe garantía de entrega física, ya que en casos de déficit, éste debe repartirse de acuerdo con el Estatuto de Racionamiento.

1.3.2.1 Contratos iniciales

No existen contratos iniciales en vigor.

1.3.2.2 Mercado de clientes regulados

El mercado de los clientes regulados abarca algo menos del 75% de la energía consumida.

La compra de energía eléctrica en el mercado mayorista con el fin de su reventa a clientes finales regulados es realizada por comercializadores. Todos los distribuidores actúan también mediante empresas comercializadoras y es en ese carácter que compran energía en el mercado.

Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y comercializadores deben registrarse ante el ASIC, administrador de las transacciones comerciales del mercado.

Con carácter transitorio se dispusieron en 1995 porcentajes mínimos obligatorios de contratación a los comercializadores que atienden usuarios regulados, del 80% hasta noviembre de 1996, el 60% en los dos siguientes años, y el 30% para el año subsiguiente. Por el contrario, en la actualidad el comercializador puede optar libremente entre la compra en el spot o los contratos bilaterales para abastecer a sus clientes.

Los contratos suscritos por comercializadores con destino al abastecimiento de usuarios regulados, se rigen por la resolución CREG-020 de 1996 y deben resultar de una convocatoria a ofertas donde se garantice transparencia y libre competencia, y deben adjudicarse a la oferta de menor precio. Esta regla rige también para las empresas integradas verticalmente, cuya generación puede participar en la convocatoria. Las empresas que tengan una demanda de energía superior al 5% de la demanda del sistema interconectado, están obligadas a contratar con generadores diferentes a su propia generación, al menos el 40% de la demanda.

Los costos máximos de compra de energía en el mercado mayorista que el comercializador puede trasladar a sus clientes regulados en las tarifas, se calculan a partir de una ponderación entre las compras realizadas por la empresa durante un año para abastecer su mercado regulado, y el promedio de las compras que realizan todas las empresas con el mismo fin, dando un peso mayor a las compras realizadas por la empresa en el último mes, buscando agilizar el traslado de las señales de precio del mercado a los usuarios.

Los clientes regulados pueden elegir el comercializador al que comprarán su energía, pudiendo ser el distribuidor-comercializador de la zona en que el cliente se encuentra u otro comercializador. No obstante están regulados los precios máximos que los comercializadores pueden trasladar a los clientes regulados, mientras el usuario no regulado, puede negociar libremente con el comercializador el costo de la energía y de comercialización. En la práctica los costos de medición y comercialización, hacen que sólo una pequeña proporción de los clientes regulados (con consumos altos pero insuficientes para entrar al mercado no regulado y de buena capacidad de pago) resulten de interés para los comercializadores.

1.3.2.3 Mercado de clientes libres

Los consumidores con consumos mensuales mayores a 55 MWh, o potencias superiores a 100 kW, son clientes libres, o no regulados. Si bien no acceden directamente a comprar en la bolsa de energía, pueden elegir

libremente el comercializador al que compran la energía, y pueden pactar con él libremente los precios de compra.

A la bolsa de energía sólo pueden acceder generadores y comercializadores; no obstante, un usuario no regulado podría en teoría formar su propia comercializadora para la compraventa de sus necesidades de energía.

Actualmente existen más de 3000 clientes libres, que representan aproximadamente el 25% de la demanda de electricidad. Existe libre acceso a la red para el abastecimiento a los clientes libres.

En general la gran mayoría de los usuarios libres están siendo atendidos por generadores comercializadores. Los plazos más frecuentes de duración de los contratos de los clientes libres oscilan alrededor de dos años.

Para el abastecimiento a clientes libres los comercializadores pueden optar por comprar la energía en el spot o mediante contratos bilaterales a precios libremente pactados.

1.3.3 Remuneraciones a la capacidad de generación

Los generadores reciben una remuneración regulada mensual denominada Cargo por Capacidad, que perciben las centrales con independencia de la existencia de contratos bilaterales suscritos por el generador.

La potencia o capacidad remunerable de cada central que recibe el cargo por capacidad se determina mediante una simulación de la operación energética del sistema ante un evento de hidrología crítica de dos años de duración, en los cuales se supone adicionalmente un escenario alto de demanda. La hidrología a emplear para realizar la simulación se obtiene tomando en cada uno de los 24 meses el mínimo caudal registrado en igual mes en los bienios consecutivos de las series históricas de aportes durante fenómenos de El Niño, comenzando en 1950.

Se analiza la operación de los generadores durante el segundo verano de dicho período de simulación de dos años, que abarca un período de cinco meses de diciembre del primer año a abril del segundo. En cada uno de dichos meses, para cada generador se obtiene la potencia media despachada en la simulación, PE_i .

La capacidad equivalente mensual despachada de cada central i en cada mes, $CEMD_i$ resulta de hallar el factor k de ajuste que verifica:

$$\sum_i CEMD_i = 1.05 \times DEM$$

$$CEMD_i = \text{mínimo}\left(CD_i, \frac{PE_i}{k}\right)$$

Donde:

- DEM es la demanda máxima en potencia del mes, reducida en la generación de las plantas menores, (de potencia por debajo de 20 MW y no despachadas centralmente) y el resultado se incrementa en un 5% para representar un margen de reserva.
- CD_i es la capacidad disponible de la central i , resultante de multiplicar la potencia nominal por un factor de disponibilidad de largo plazo de la misma.
- El factor k se determina de manera que la suma de las capacidades equivalentes, afectadas por la disponibilidad CD_i , cubra exactamente la demanda mensual máxima en el escenario alto de demanda, más el 5% de margen de reserva.

La capacidad remunerable teórica de cada central, resulta de promediar la $CEMD_i$ de la misma en cada uno de los cinco meses del período de verano tomado, y finalmente la capacidad remunerable real de la central resulta de recortar la capacidad teórica teniendo en cuenta la disponibilidad real de la central en el mes en que se paga la remuneración.

El precio con que se remunera la capacidad remunerable así determinada es de 5.25 dólares por kW.mes. Dicho valor resulta del costo por kW instalado de la tecnología de menor costo unitario de capacidad, actualmente las turbinas de gas en ciclo abierto.

Aunque esta remuneración se estableció en 1997 y por un plazo de diez años, la CREG está estudiando su modificación por mecanismos de mercado de opciones de energía firme, transadas libremente entre demanda y generadores.

La recaudación para obtener los ingresos con los que se paga el cargo por capacidad, se obtiene a partir de un Costo Equivalente por Energía, que se agrega al precio de energía de la bolsa, de manera que dicho costo equivalente, multiplicado por la demanda mensual, permita recaudar el monto suficiente para pagar el cargo por capacidad.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural



Actualmente no existe en los gasoductos existentes capacidad remanente para la entrada de nuevos generadores. Existen dos grandes sistemas de gasoductos llamados Costa Atlántica e Interior. La capacidad del sistema de la costa está saturada y la del interior es insuficiente para atender los generadores instalados.

Aunque existe un gran campo con posibilidad de producción de gas en el interior, recién en el pasado mes de junio la CREG aprobó la nueva tarifa de 1,4 US\$/MPCD que permite su extracción. Las obras de transporte y planta de tratamiento del gas no estarán listas sino hasta finales del 2004.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

No existen planes generales de incentivos a la generación en fuentes alternativas, o a la cogeneración.

1.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

En el año 2001 la deuda de las empresas eléctricas en Bolsa, sistema de transmisión y contratos bilaterales ascendía a una suma de 93 MUS\$, que comparado con el total de las transacciones del MEM equivalía a un 9%. Sin embargo la mayor parte de esta deuda corresponde a empresas en proceso de privatización y a deudas que dejaron otras ya privatizadas y que se está en proceso de negociación.

Existe un mecanismo de limitación de suministro a los clientes de las empresas comercializadoras que no paguen sus obligaciones a otros agentes, que actualmente se aplica a tres empresas. A los generadores que no paguen sus obligaciones, no se les considera en el despacho, pero no ha sido necesario aplicar esta sanción.

Para la participación de las empresas que participan en el mercado mayorista están establecidas garantías bancarias y pre-consignaciones para avalar el pago de las transacciones en el mercado.

Aunque hay legislación al respecto, existen problemas serios en algunos municipios para cobrar las deudas por el suministro de energía para alumbrado público, e interferencia del sistema judicial cuando se procede a cortar el servicio (algunos jueces ordenan restituir el servicio a través de fallos de tutela, que es un mecanismo legal expedito para la protección de derechos fundamentales).

1.7 Comercio internacional de energía

La normativa prevé tanto el comercio de energía de oportunidad o spot como los contratos bilaterales internacionales.

Cuando ocurren transacciones de exportación, estas no afectan el precio de bolsa para los consumidores internos, mientras que el precio aplicable a la propia transacción es el que resulta de considerar la demanda total, local más exportación.

En situaciones de déficit de energía, los contratos de exportación registrados, con plazo de vigencia mayor a 5 años, tienen igual tratamiento que las demandas locales. De lo contrario, su demanda no será abastecida mientras exista racionamiento.

La importación de energía debe ser representada en el Mercado de Energía Mayorista por un Generador (el mismo agente importador puede registrarse en el mercado como generador), con el fin de que oferte dicha energía en el despacho diario (recuérdese que el despacho es centralizado e independiente de los contratos). En este caso, no paga cargos por uso del STN como agente generador (estos cargos se trasladaron a la demanda en un 100% a partir de enero del 2002). Por otra parte, la exportación de energía debe ser representada en el MEM por un comercializador. En este caso paga cargos por uso del STN como comercializador, por la energía exportada.

Las instalaciones de transporte de interconexión (que unen el sistema colombiano con el del país vecino), se remuneran libremente, mediante contratos de conexión entre el propietario de la interconexión y los usuarios de la misma.

En estos momentos se encuentra en desarrollo un cambio regulatorio con Ecuador que modifica la operación de las conexiones internacionales, las cuales serán de libre acceso por el mercado y solo se harán intercambios mediante transacciones en bolsa.

Existen contratos internacionales operativos en la interconexión con Venezuela. Debido a que este país no ha implementado una reglamentación de mercado libre, la normativa de los intercambios no responde estrictamente a la regulación prevista.

1.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

Existe un Plan de Expansión de la red, de carácter determinativo, realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía,

con el apoyo de un Comité Asesor de Planeamiento, integrado por representantes de los negocios de generación, transmisión y comercialización. El plan es realizado anualmente, con un horizonte de 10 años.

Para garantizar la ejecución de los proyectos incluidos en ese plan, el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad en la que éste delegue, elabora los pliegos de condiciones para la realización de una convocatoria pública con el objeto de que los transmisores, tanto existentes como potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión.

En la convocatoria pública los oferentes presentan un Ingreso Anual Esperado, en moneda constante de la fecha de oferta, para cada uno de los 25 primeros años de operación de la instalación, por el que están dispuestos a construir y operar el proyecto. La adjudicación se realiza al oferente cuyos ingresos anuales esperados actualizados tengan el menor valor presente.

El monto de los ingresos totales anuales que los transportistas deben percibir se determina de manera diferente según se trate de instalaciones preexistentes al establecimiento del marco regulatorio o de instalaciones nuevas.

Para las instalaciones preexistentes, la remuneración del transportista se calcula por períodos de 5 años, de manera de cubrir los costos de capital, administración, operación y mantenimiento de una empresa eficiente, calculando el costo del capital como la anualidad a valor nuevo de reposición (VNR), a una tasa de descuento del 9% anual real, con una vida útil de 25 años, y el costo de administración, operación y mantenimiento como un 2.75% del VNR (2.5% a partir del año 2002), (Resolución CREG-001 de 1994).

Para las instalaciones nuevas, el ingreso anual del transportista será, durante los primeros 25 años de operación el que haya solicitado en la convocatoria pública para la construcción del proyecto, que se describe más adelante, mientras que a partir del año 26 se aplica un ingreso regulado, resultante de la Resolución CREG-218 de 1997 (artículo 4).

1.8.1 Iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común.

Un usuario puede construir una instalación para uso propio y por la libertad de acceso existente, otro usuario puede solicitar acceso a la misma. No obstante, no existe certeza de que la instalación sea incluida en el Sistema de Trasmisión Nacional, y por lo tanto se incluya en el mecanismo de cargos regulados por su uso. Por otra parte, el Comité Asesor de Planeamiento de la Trasmisión, en el cual están representados los

comercializadores, puede proponer proyectos de ampliación de redes de uso común.

1.8.2 Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transporte. Existencia de derechos de congestión

No existen estos mecanismos en el marco regulatorio colombiano.

1.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.9.1 Planes para la generación y el transporte eléctrico

Existe una planificación indicativa de la generación. La misma es realizada por el CND, en cuanto se refiere a obras que levanten o mitiguen restricciones de transmisión, y por la Unidad de Planeamiento Minero Energética, organismo asesor del Ministerio de Minas y energía, la que realiza anualmente un plan a 10-15 años.

Como se indicó en un punto anterior, existe un Plan de Expansión de la red de trasmisión, de carácter determinativo, realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía y para garantizar la ejecución de los proyectos incluidos en ese plan, el Ministerio de Minas y Energía elabora los pliegos de condiciones para la realización de una convocatoria pública por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión.

1.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transporte

No existen incentivos arancelarios o impositivos ni fondos específicos para la expansión de la generación y el transporte.

1.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

Las normas legales y regulatorias no establecen específicamente procedimientos para el poder público en caso de eventual falta de respuesta del sector privado. Sin embargo, la ley establece la responsabilidad del estado en la prestación del servicio eléctrico: "El estado, en relación con el servicio de electricidad ten-



drá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones: a. Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente". De lo anterior se desprende que ante necesidad manifiesta, los poderes públicos estarían habilitados a tomar medidas para asegurar el suministro.

1.10 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

No existen barreras de acceso al mercado originadas en estos procedimientos, con excepción de las posibles dificultades en la obtención de la licencia ambiental para la construcción de los proyectos.

1.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

Existe un Estatuto de Racionamiento, elaborado por la CREG, para las situaciones críticas de abastecimiento, en el que se establecen los criterios de selección de circuitos de distribución para la aplicación del racionamiento, según la naturaleza de los consumidores. Por ley, cuando existan déficits de energía en el SIN que obliguen a declarar racionamiento, éste debe repartirse entre todas las regiones del país.

El orden de aplicación del racionamiento es: clientes residenciales, oficiales, comerciales y industriales exceptuando los usuarios no regulados, y por último usuarios no regulados.

1.11.1 Costo de falla

Los costos de falla empleados en la optimización del despacho dependen de la profundidad del racionamiento, según la tabla siguiente.

Porcentaje de racionamiento	\$ colombianos (31/5/2002) por kWh	US\$ por kWh
0 al 1,5%	415,5	0.177
1,5% al 5%	753,3	0.32
5% al 90%	1.321,1	0.562
mayor al 90%	2.616,1	1.113

1.11.2 Responsabilidad de comercializadores y distribuidores ante situaciones de racionamiento

No existen multas reguladas ante situaciones de racio-

namiento, que deban pagar los comercializadores a los clientes regulados. En cuanto a los clientes libres, las multas pueden resultar de los contratos negociados entre comercializador y cliente.

1.12 Estabilidad del marco regulatorio

Una de las críticas más fuertes de los inversionistas en el sector eléctrico ha sido la falta de una estabilidad regulatoria. No obstante lo anterior esta situación no se ve reflejada en el sistema de generación pues actualmente existe abundancia de capacidad instalada respecto a la demanda, y aún existe un proyecto en desarrollo.

Esa abundancia de capacidad en el sistema, es producto de la recesión económica que ha sufrido Colombia, que ocasionó una disminución en la demanda hasta los mismos niveles que se tenían hace cuatro años. Por lo tanto, todos los proyectos que se estaban construyendo y el proyecto en desarrollo han generado una condición de sobreequipamiento.

Las normas respecto al mercado mayorista que han experimentado las modificaciones de mayor importancia se refieren a la generación de seguridad y a la determinación de la capacidad remunerable.

La generación de seguridad pasó a remunerarse por costos regulados en lugar de a su precio de oferta en la bolsa y esta resolución ha sido de las más criticadas por los generadores que muestran que no se pagan los costos reales operativos. La CREG ha informado que es una resolución transitoria y que se encuentra estudiando medidas de mercado para el pago de estas generaciones.

En cuanto a la determinación de la capacidad remunerable, en el año 2000 se modificó la determinación de la serie de aportes hidráulicos con los que se realiza la simulación para obtener la capacidad remunerable de cada central. La modificación condujo a tomar aportes menores, lo que incrementa la participación relativa de las centrales térmicas en el cobro del cargo por capacidad.

1.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

En años recientes, no ha existido una condición que pueda considerarse como crisis en el abastecimiento.

Durante el pasado Niño de 1997-1998 se pudo atender la demanda y hubo excedentes energéticos en los embalses. Sin embargo, se pudo evidenciar los problemas que persisten en los llamados "Mínimos Operativos" de los embalses (reserva energética determinada por la CREG la cual no es totalmente remunerada y es un seguro que se toma el gobierno para situaciones de hidrología crítica) que implican una restricción en la operación comercial de estos y afectan el mercado.

La CREG se apoyó en la operación durante este Niño para modificar el pago del cargo por capacidad. Durante los últimos 24 meses se ha evidenciado que las normas para operación normal no son totalmente compatibles para la situación de orden público en que se encuentra el sistema.

En la actualidad se encuentran en discusión los temas de la intervención del mercado para las generaciones de seguridad, la remuneración del cargo por capacidad, y la gradualidad en la implantación del incremento en la fórmula tarifaria al usuario final.

1.14 Referencias

1.14.1 Principales normas y documentos consultados

Resolución CREG 020 de 1996

Resolución CREG 116 de 1996

Resolución CREG 111 de 2000

Escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica. Enero del 2001. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Ministerio de Minas y Energía. Comportamiento energético en Colombia – 2001. UPME

1.14.2 Sitios web consultados

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):
<http://www.creg.gob.co>

Bolsa de energía: <http://www2.isa.com.co/>

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La expansión de la generación en Chile ha tenido lugar principalmente para la venta en el mercado de contratos. La expansión de la transmisión no resulta de un procedimiento planificado centralmente sino de la negociación entre los transportistas y los agentes interesados o de iniciativas de dichos agentes.

El principal incentivo para la expansión del abastecimiento de generación es la obligación para los distribuidores de obtener contratos de abastecimiento (cuyos precios están regulados), para abastecer la totalidad de la demanda de los clientes regulados con una anticipación de tres años, así como la necesidad de los clientes libres de abastecerse mediante contratos. Por esta razón, la mayor parte de la capacidad instalada de generación cuenta con contratos de suministro.

Existe una remuneración a la potencia firme de generación incluida en los precios de los contratos y transferencias de potencia entre generadores resultantes de la operación, que determina ingresos por capacidad de generación para los generadores, por la potencia firme que no han logrado vender en contratos.

No existe un plan de expansión de la transmisión de carácter determinativo. En la práctica son las empresas de transmisión las que planifican y ejecutan las inversiones de las líneas de mayor tensión. La remuneración de las expansiones no está regulada sino que resulta de negociaciones que el transportista y los agentes negocian siguiendo algunas pautas incluidas en la regulación.

El marco regulatorio competitivo para el mercado de generación está en funcionamiento en Chile desde hace casi veinte años. La participación empresarial del estado es muy poco relevante.

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

Chile fue uno de los países pioneros (en 1982) en experimentar una reestructura y reforma regulatoria en su sector eléctrico y desarrollar un modelo de apertura a la inversión privada. Es un país con limitada capacidad de recursos energéticos que depende de la impor-

tación de hidrocarburos para atender la mayor parte de sus necesidades. El país carece de recursos petroleros significativos, por lo que el petróleo debe ser importado. El gas natural es importado mediante seis gasoductos desde Argentina. La principal fuente primaria para la generación eléctrica es la hidroelectricidad.

En el año 2001 la generación total fue de 39526 GWh, de los cuales el 53% procede de generación hidráulica y el resto térmica convencional. La potencia instalada total fue en 2001 de 10571 MW. En el periodo 1990-2010, la energía generada creció a una tasa acumulativa anual promedio del 10%.

Las decisiones de política de energía son la responsabilidad compartida de la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de la Economía, la Dirección de Electricidad y Combustibles, y la Comisión chilena sobre la Energía Nuclear.

1.2.1 Generación

El sector eléctrico de Chile está formado básicamente por dos sistemas interconectados, que son el Sistema Interconectado Central (SIC), con el 66% de la capacidad instalada y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) con el 33% de la capacidad.

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro a más del 90% de la población del país. El SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados que constituyen el 60% del total. El SIC tiene una capacidad instalada de 6.646 MW pertenecientes en su mayor parte a tres empresas generadoras (Endesa con 54% de la capacidad, Colbún con 16%, ambas con generación mayoritariamente hidráulica y AESGener, con el 22% y generación mayoritariamente térmica.

La demanda máxima del SIC alcanzó, en 2000, los 4.576 MW y la generación bruta de energía se ubicó en el mismo año en torno a los 29.577 GWh. La tasa prevista de incremento de la demanda de energía del SIC, según las proyecciones realizadas por CNE para la elaboración del precio de nudo de octubre de 2001, es del 8.22% en los próximos diez años.

El parque generador del SIC está constituido en un 60.5% por centrales hidráulicas y en un 39.5% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural.

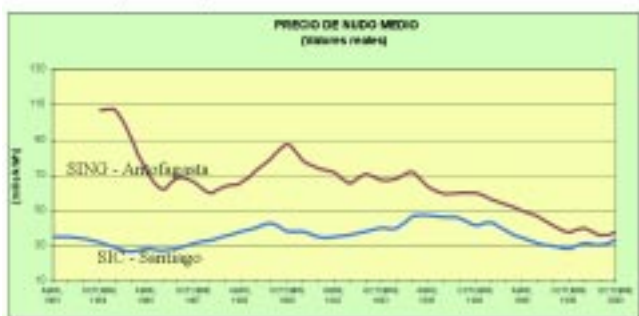
El SING cuenta con una capacidad instalada de 3.352 MW a diciembre de 2000. La demanda máxima alcanzó en 2000 los 1.211 MW, y la generación bruta de

energía se ubicó en el mismo año en torno a los 9.327 GWh. Operan en el SING un total de 6 empresas de generación. Por tratarse de un sistema predominantemente térmico el parque generador está constituido por unidades de generación a carbón, fuel, diesel y, desde 1999, por centrales de ciclo combinado a gas natural. El 90% de la demanda se debe a grandes consumidores mineros e industriales.

La tasa prevista de incremento de la demanda de energía del SING, según las proyecciones realizadas por CNE para la elaboración del precio de nudo de octubre de 2001, es del 7.0% en los próximos dos años.

Chile cuenta con una interconexión en 350 kV con Argentina cuya capacidad instalada es de 640 MW, por la que se realiza un contrato de importación, si bien en Argentina la central que exporta no está integrada al sistema interconectado de ese país. La importación de energía representó solamente el 3.1% de la energía generada bruta disponible en el país.

Precio de nudo medio (energía y potencia) en mills/kWh



La cantidad de energía y potencia firme que pueden vender los generadores en contratos no está limitada a su potencia firme propia, sino que existe un mercado de transferencia de potencia entre generadores donde deben comprarse los faltantes de potencia.

En cada sistema interconectado existe un centro de despacho o CDEC, integrado por los generadores y transportistas.

No está regulada la actividad de comercializadores puros, es decir intermediarios de energía sin generación propia.

1.2.2 Transmisión

Las líneas de transmisión pueden construirse bajo un régimen de concesión, que permite la imposición de servidumbres sobre bienes públicos y de privados, o sin concesión, en cuyo caso el transportista debe negociar las autorizaciones y servidumbres necesarias con los propietarios de los bienes afectados. Las concesiones son otorgadas por el Ministerio de Economía,

Fomento y Reconstrucción, pero su tramitación se realiza ante la SEC.

La legislación establece el principio de libre acceso a la transmisión, pero los mecanismos para aplicar este principio no son de fácil y expedita aplicación, creándose frecuentemente litigios para determinar el precio o peaje que debe pagar el usuario de la red de transmisión, resolviéndose a través de arbitrajes. No existe una tarifa de peajes regulados calculada por la autoridad regulatoria, sino que la Ley de Servicios Eléctricos establece solamente un método de cálculo y deja la determinación de los peajes a la negociación de las partes, estableciendo mecanismos de arbitraje en caso de discrepancias. Junto a las remuneraciones negociadas por peajes, los transportistas reciben los ingresos variables implícitos en las variaciones de los precios de nudo entre los extremos de las instalaciones de transporte.

La CNE realiza una planificación indicativa de la red. Está permitida la construcción de instalaciones no sujetas a concesión, sujeta a los permisos de las municipalidades, cuando correspondiere, y a la obtención de las servidumbres de paso por el transportista.

En el SIC hasta el año 2000, la principal empresa de transmisión Transelec era propiedad del mismo grupo que el principal generador Endesa, pero por diversas razones fue vendida por sus propietarios, siendo su adquirente Hidro Québec. En el SING, las instalaciones de transmisión son propiedad de distintos generadores.

1.2.3 Distribución

Operan en el SIC 31 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden a un total 3.658.049 clientes. Las principales según sus ventas en energía, se enumeran en la tabla siguiente.

Empresa	Clientes	Ventas en 1999 (MWh)
CHILECTRA (Santiago)	1.225.341	5.634.168
CGE (RM, VI a IX Región)	615.060	2.017.492
CHILQUINTA (V Región)	381.911	1.120.393
RÍO MAIPO (RM)	273.655	781.583
SAESA (IX y X Región)	217.266	674.523
FRONTEL (VIII y IX Región)	200.554	327.259
EMEC (IV y V Región)	185.145	483.469
CONAFE (V y VII Región)	128.888	460.359
EMELECTRIC (RM, V a VIII Región)	163.959	449.410
EMELAT (III Región)	66.092	261.984
Total SIC	3.658.049	12.777.241

Operan el SING tres empresas de distribución de energía: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a la ciudad de Iquique, y



ELECDA S.A., que suministra la energía en la ciudad de Antofagasta, y a una parte del SIC, correspondiente a la zona de Taltal. En conjunto, estas tres empresas atienden a un total de 218.553 clientes.

En el conjunto del país, el servicio público de electricidad alcanza al 96% de las viviendas.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

El precio spot en el SIC está fuertemente condicionado por el estado de los embalses y la situación hidrológica. El manejo de los embalses es determinado por los CDEC de acuerdo a un modelo centralizado de valor del agua. Para las centrales térmicas se emplean en el despacho los costos variables. Los costos variables no son auditados por el Ente Regulador, pero son verificados y contrastados por el CDEC.

El precio spot es igual al costo marginal de corto plazo del sistema, inclusive el costo de falla si se está en racionamiento, excluyendo de la formación de precios las máquinas en operación forzada por razones técnicas.

Normalmente todos los generadores tienen contratos o con distribuidoras o con clientes libres por la mayor parte de su capacidad de generación, por lo que la exposición a los precios del mercado spot en sus ventas no es elevada para los generadores.

Al mercado spot concurren exclusivamente los generadores, para comerciar en él los apartamientos entre su generación real y las ventas pactadas en contratos, ya que los distribuidores deben adquirir la totalidad de su energía en contratos.

1.3.2 Señales para los distribuidores y mercado de energía para los clientes regulados

1.3.2.1 Contratos iniciales

No existen contratos iniciales especiales. El inicio del mercado mayorista tuvo lugar hace casi veinte años.

1.3.2.2 Precios regulados de los contratos con distribuidores

Los precios de los contratos entre generadores y distribuidores están regulados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y deben ser iguales a los denominados precios de nudo, calculados cada seis meses, y

que son los mismos que los distribuidores pueden trasladar a las tarifas de los consumidores finales. Existen precios de nudo de energía y potencia. Los precios de nudo se calculan para cada nodo de la red en que tiene lugar la venta de energía de generadores a distribuidores.

Para el cálculo de los precios de nudo de energía se parte de un precio básico de la energía, que es el promedio móvil actualizado de los precios spot de energía esperados durante los siguientes 48 meses, en el centro de carga del sistema. Los precios de nudo de la energía resultan de multiplicar el precio básico en el centro de carga por factores de penalización originados en las pérdidas.

Para el cálculo de los precios de nudo de la potencia, se parte del precio básico mensual de la potencia firme, que se determina como la mensualidad por kW instalado de los costos de capital y costos fijos de operación y mantenimiento de una turbina a gas de referencia, con un margen de reserva.

Existe un factor de penalización para determinar el precio de nudo de la potencia en los distintos nodos del sistema, a partir de dicho precio básico. Dicho factor es igual a uno en las subestaciones centrales del sistema de transmisión. En el cálculo de octubre de 2001 el precio básico de la potencia fue de 3611.9 US\$/kW.mes

Para el caso de que los precios de nudo de energía y potencia resultantes de los cálculos anteriores, tuviesen un desvío superior al 10% respecto a los precios monómicos de los contratos realizados por los clientes libres con generadores en el mercado mayorista, durante los seis meses previos, la CNE debe modificar los precios regulados de nudo de modo que entren dentro de dicha banda del 10%. Esta corrección se ha aplicado en bastantes ocasiones, en especial en el SING, en el que el mercado de clientes libres representa el 90% de la demanda total.

Los precios de nudo incluyen también una componente de peajes de transmisión.

1.3.2.3 Obligación de contratar de los distribuidores

Los distribuidores están obligados a disponer de contratos bilaterales por la totalidad de la energía de los clientes regulados en su área de concesión, con un plazo de tres años de anticipación, de acuerdo al artículo 240 del Reglamento de la Ley Eléctrica

En la actualidad y desde 1998, para la suscripción de esos contratos, las empresas distribuidoras deben licitar públicamente sus requerimientos de energía y potencia, para que todas las generadoras interesadas

tengan la posibilidad de suministrarles. En caso que un concesionario no pueda disponer del abastecimiento requerido en esta norma, debe informarlo a las autoridades regulatorias dentro de los primeros 30 días en que esto ocurra.

Anteriormente la adjudicación de contratos tenía lugar a través de negociaciones directa y se tenían en cuenta criterios de cercanía de las generadoras, razones de seguridad en el suministro, y otras razones de orden comercial no alcanzadas por la regulación.

Si bien la mayor parte de la demanda de los distribuidores está cubierta por contratos antiguos, han surgido dificultades para la realización de nuevos contratos. En particular, ha tenido repercusiones la dificultad de SAESA-FRONTEL, distribuidora eléctrica del sur de Chile, que ha licitado su suministro eléctrico en varias ocasiones, ofreciendo comprar a precio de nudo para sus clientes regulados, sin que ninguna empresa generadora estuviese dispuesta a firmar contrato a ese precio.

La forma inicial de solucionar el problema ha sido mediante la Resolución 88 del Ministerio de Economía que obliga a todas las generadoras del SIC a vender en forma proporcional a su capacidad, el suministro que requiera SAESA-FRONTEL para atender a sus clientes regulados, que no haya podido cubrir en licitaciones. Los argumentos de los generadores para no participar de las licitaciones se fundan en dos problemas:

- Según los generadores en el mercado spot el precio era superior al precio de nudo y, además, reciente ley hacía responsable a las generadoras de cualquier racionamiento eléctrico sin límite en esa responsabilidad.
- La existencia de compensaciones a los distribuidores ante la eventualidad de racionamiento en el sistema, de acuerdo al artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Una modificación a dicho artículo que tuvo lugar en 1999, amplió los riesgos para los generadores originados en dichas compensaciones, como se describe más adelante.

1.3.2.4 Mecanismos de traslado a las tarifas de los clientes regulados, de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores

Los distribuidores pueden trasladar a los clientes regulados por concepto de compras de energía y potencia en el mercado mayorista, precisamente los precios de nudo de energía y potencia regulados.

1.3.2.5 Indexación del precio trasladable por los distribuidores a los consumidores finales por compras en el mercado mayorista.

Los precios de nudo son recalculados semestralmente, y dados los niveles de las tasas de inflación y devaluación en Chile, las fórmulas de indexación son apropiadas y no constituyen un obstáculo para la inversión.

1.3.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

Pueden acceder directamente al mercado los consumidores con potencia conectada superior a 2000 kW. Los clientes libres no pueden comprar en el mercado spot de energía y en el mercado de transferencias de potencia, los que están reservados a los generadores, por lo que para abastecerse tienen necesariamente que contratar. Los distribuidores no están obligados a suministrar energía a tarifas reguladas a los consumidores cuyas características los habilitan a ser clientes libres.

En el SIC, el precio de los contratos entre generadores y clientes libres, se fija en general tomando como una de las referencias importantes los precios de nudo previsto, pero suele diferir de éste. En general existen otras variables como oferta de suministro, exceso o falta de capacidad instalada de generadores, cantidad de agua en los embalses, disponibilidad de líneas de transmisión, etc.

En el SING, en el que el mercado regulado es mucho menor al libre, los precios de nudo no inciden de manera determinante en los precios de los contratos con clientes libres.

1.3.4 Remuneraciones a la capacidad de generación. Transferencias de potencia firme entre generadores

Cada generador debe estar en condiciones de satisfacer en cada año la demanda de punta de los clientes con quienes ha contratado, coincidente con la punta del sistema, mediante potencia firme propia y adquirida a otros generadores. Los generadores que resulten deficitarios deben adquirir la potencia de punta a los que resulten excedentarios. Se entiende por horas de punta aquellas en las que existe mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema.

Se crea de esta manera un mercado de transferencias de potencia de punta, cuyos principios generales están contenidos en el Decreto Reglamentario de la ley de servicios eléctricos.



Se entiende por potencia firme preliminar a la potencia que el generador puede aportar con un porcentaje de confiabilidad predeterminado en las horas de punta.

En su cálculo se debe considerar las indisponibilidades mecánicas, variabilidad hidrológica, nivel de los embalses y características técnicas de las unidades. La potencia firme de un generador se obtiene multiplicando la potencia firme preliminar por el cociente entre la demanda máxima del sistema y la suma de las potencias firmes preliminares de todos los generadores.

Cada año el CDEC calcula en diciembre, las transferencias de potencia previstas para el año próximo, de acuerdo a los contratos vigentes, lo que genera pagos mensuales. Una vez ocurrida la demanda máxima de cada año, el CDEC recalcula las transferencias de potencia según las demandas reales. En los cálculos de determinación de la potencia firme y de las transferencias de potencia de punta, cada CDEC emplea un manual de procedimientos o reglamento interno elaborado por el propio CDEC. En algunos casos han tenido lugar controversias entre los generadores respecto a dichos pagos.

Las remuneraciones por concepto de potencia, por contratos y por el mecanismo de transferencias de potencia descrito, representan entre el 20 y el 30% de los ingresos de los generadores.

Adicionalmente el CDEC debe establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia para regulación de frecuencia y reserva fría. No obstante no existe un procedimiento para el pago de estos servicios entre generadores. Tampoco está operativo un mecanismo de transacción de potencia reactiva.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

Tanto en el SIC como en el SING existe disponibilidad de gas natural argentino. Esta disponibilidad es especialmente abundante en el SING donde hay dos gasoductos procedentes de Argentina, con capacidad ociosa.

1.5 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

No existen problemas de cobro en el mercado, originados en la insolvencia de los deudores. Han existido no obstante en ocasiones controversias entre participantes del mercado, como las que ocurrieron en el CDEC del SING sobre el cálculo y pago de las liquidaciones de las transferencias de potencia firme.

1.6 Comercio internacional de energía

La normativa prevé tanto el comercio de energía de oportunidad o spot, como los contratos bilaterales internacionales.

Para el comercio internacional spot, se prevé que las ofertas de países interconectados se incluyan en el despacho como máquinas adicionales, y que en caso de ser despachadas se remuneren por el precio ofertado.

Los contratos bilaterales internacionales requieren la autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y el respaldo de máquinas capaces de suministrar la potencia comprometida en el nodo frontera y deben tener como mínimo un plazo de dos años.

Los contratos internacionales de suministro firme se incluyen en las programaciones de largo plazo. Los contratos de importación son incluidos como una unidad generadora adicional con una potencia y energía coincidentes con las ofertadas y un costo variable igual al precio de la energía establecido en el contrato.

Los intercambios de oportunidad requieren la celebración de un contrato de oportunidad, se limitan a la transacción de excedentes y no involucran la existencia de potencia firme comprometida en la operación. Los excedentes exportables son los que declare el CDEC, de modo de no comprometer el abastecimiento interno del país.

No está reglamentada la forma en que los intercambios internacionales intervienen en la formación del precio de mercado. No existe en la actualidad intercambio internacional, salvo una central generadora y una línea de transmisión que conecta el norte argentino con el SING chileno (Norte de Chile), pero esa central a su vez es independiente del sistema eléctrico argentino, y en la práctica a los efectos de la regulación y formación de precio se considera como si la central perteneciese al sistema eléctrico de Chile.

1.7 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

No existe un plan de expansión de la transmisión de carácter determinativo. En la práctica son las empresas de transmisión las que planifican y ejecutan las inversiones de las líneas de mayor tensión.

Las generadoras a veces invierten en líneas cuando deben suministrar energía en forma individual a un

cliente libre. Las distribuidoras normalmente extienden líneas de subtransmisión para comprar a mayor tensión.

No existen peajes por las redes de transmisión calculados por el regulador, sino que la Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo 51 determina una metodología por la que el transportista y los generadores negocian en la práctica los peajes.

1.8 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.8.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

La CNE realiza planes indicativos de generación y transmisión, empleados principalmente en el cálculo de los precios de nudo, que requieren estimaciones de los costos marginales del sistema con una anticipación de cuatro años.

1.8.2 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

No está prevista en la legislación la posibilidad de que las autoridades públicas intervengan de manera directa para asegurar la provisión del servicio, por ejemplo mediante llamados a licitación para la provisión de potencia firme de generación, en caso que no existan proyectos privados suficientes para garantizar el abastecimiento.

1.9 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

Los únicos requerimientos para la entrada en el mercado de centrales térmicas son la obtención de las autorizaciones basadas en normas técnicas y ambientales. Para las centrales hidráulicas se agrega la necesidad del otorgamiento de una concesión de explotación. La mayor parte de los derechos de uso del agua ya está concedida. La construcción de centrales hidráulicas se ha visto demorada por la existencia de reclamaciones ambientales y de grupos indígenas que reclaman derechos sobre las áreas afectadas.

En general no existen restricciones a la entrada de empresas en la generación y transmisión desde el punto de vista de la legislación eléctrica, pero han existido

dificultades para la aprobación de las autorizaciones ambientales y objeciones por parte de grupos ambientalistas y de poblaciones afectadas, en especial para el desarrollo de centrales hidroeléctricas.

1.10 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.10.1 Normas sobre racionamiento

El artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que en caso de producirse o preverse un déficit de generación el Poder Ejecutivo podrá dictar un decreto de racionamiento, previo informe de la CNE. El déficit de energía registrado en el sistema deberá ser cubierto proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie, entre todas las empresas generadoras, tomando como base la totalidad de sus compromisos de venta de energía.

1.10.2 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

Los costos de falla empleados en el SIC son los siguientes, según la profundidad de la falla:

Profundidad de la falla	Costo en US\$/MWh
0- 10%	170.36
10-20%	204.51
mayor a 20%	249.79

1.10.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

Las responsabilidades de los generadores que venden en contratos a los distribuidores con el fin de abastecer a clientes regulados están previstas también en el artículo 99 bis de la ley General de Servicios Eléctricos.

El artículo establece que los generadores deberán pagar a sus clientes distribuidores cada kilowatt-hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio de la energía.

Para estos efectos se entenderá como consumo normal de un cliente en un período, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por el ge-



nerador en el mismo período del último año sin racionamiento, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo.

Las transferencias de energía que se produzcan en un centro de despacho económico de carga, resultantes del decreto de racionamiento, también se valorizarán al costo marginal instantáneo aplicable a las transacciones de energía en el sistema, el que en horas de racionamiento equivale al costo de falla. Como resultado neto los generadores resultan afectados por estas multas por una cantidad de energía igual a la cantidad comprometida en contratos de energía menos la energía generada por cada generador.

Los distribuidores, a su vez, deben traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales regulados. Las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación eléctrica, en ningún caso podrán ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito.

Estas disposiciones sustituyeron en 1999 a una redacción anterior del mismo artículo 99 bis, que limitaba los montos anteriores en diversos sentidos:

- En el cálculo de los déficits de energía no se computaban los que excediesen a los originados por el del año más seco de la serie histórica de aportes empleada para el cálculo del precio de nudo
- En el caso de una sequía con duración superior a un año hidrológico, el déficit estaba limitado superiormente al que resultaba de simular el primer año de sequía, con los aportes del año más seco de la serie histórica de aportes empleada para el cálculo del precio de nudo. Por año hidrológico se entiende un período de doce meses.

Los generadores han manifestado públicamente su disconformidad con la modificación del artículo, y afirman que los riesgos adicionales creados por la misma, originadas en la obligación de estas "compensaciones ante todo evento", son una de las causas de las dificultades de los distribuidores en las licitaciones para obtener contratos con los generadores.

1.11 Estabilidad del marco regulatorio

En los últimos años las modificaciones más significativas en el marco regulatorio del mercado han sido la modificación del artículo 99 bis, sobre responsabilidad de los generadores en situaciones de déficit, y la resolución 88, que obligó a los generadores a abastecer a un distribuidor por el fracaso en las licitaciones para obtener contratos.

Sin perjuicio de lo anterior y según se explica más adelante, existe un Proyecto de Ley que actualmente se tramita en el Congreso Nacional, "La Ley Corta", que tiene por objeto principal perfeccionar la regulación de la transmisión eléctrica y su tarificación. En forma previa a este Proyecto, existieron varias iniciativas legales, nunca concretadas, para modificar la regulación eléctrica con la finalidad de aumentar los niveles de competencia, intentando introducir los comercializadores eléctricos, la bolsa de energía, aumentar la competencia en las áreas de concesión de distribución y bajar límite de 2 MW de los clientes libres.

1.12 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

1.12.1 La crisis energética de 1998-1999

En 1998 se produjo en el país una sequía más grave que las registradas hasta ese momento y al mismo tiempo se verificaron una serie de retrasos en la puesta en servicio de las centrales de ciclo combinado cuya entrada estaba prevista en 1997 y 1998.

En septiembre de 1998 la CNE recomendó al gobierno la posibilidad de decretar estado de racionamiento en el SIC, si bien el mismo no fue decretado de inmediato.

La falla de centrales térmicas en el mes de noviembre de 1998, unida a la escasez de energía almacenada en los embalses del sistema, produjo el primer corte de energía en noviembre de 1998, después del cual el gobierno decretó el estado de racionamiento. El decreto de racionamiento tiene una importancia económica directa en la regulación chilena ya que desencadena los mecanismos de compensación de los generadores a los usuarios racionados. Después de los cortes de noviembre de 1998, y durante el verano siguiente, no volvieron a producirse cortes hasta marzo de 1999.

A partir de ese momento y hasta el invierno, que resultó lluvioso, continuaron los cortes. Los cortes fueron realizados en forma proporcional entre todos los clientes, libres y regulados independientemente de con qué generador hubiesen contratado.

Al ser la sequía más profunda que la mayor empleada en el cálculo de los precios de nudo (la de 1968), los generadores argumentaron que no correspondía el pago de compensaciones a los clientes por su reduc-

ción de consumo, por lo que éstos continuaron percibiendo como única señal de precios, la contenida en el precio de nudo trasladado a las tarifas, que no reflejaba la situación de escasez.

Por otra parte, se produjeron disputas en el CDEC del SIC, entre las empresas deficitarias en energía generada respecto a sus ventas en contratos (Endesa y Colbún) y la empresa superavitaria (Gener), en cuanto al precio spot al que debían realizarse las transferencias de energía. Estas disputas se originaron también en el hecho de que la sequía era más profunda que las empleadas en el cálculo del precio de nudo.

Las situaciones anteriores dieron lugar a interpretaciones diversas entre el estado y las empresas generadoras y aún entre éstas, respecto a las causas de la crisis y la eficacia de las distintas disposiciones regulatorias para enfrentarla. Como resultado de la interpretación del gobierno respecto al problema tuvieron lugar modificaciones en la regulación ante situaciones de crisis, y en particular la modificación del artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, relativa a las compensaciones en situaciones de falla, ya descritas.

1.12.2 Propuestas relativas a la seguridad del abastecimiento, en discusión en la actualidad

Durante el corriente año 2002 el Poder Ejecutivo ha propuesto al Parlamento un proyecto de ley (al que se suele denominar Ley Corta) que busca modificar la Ley General de Servicios Eléctricos, y que está siendo objeto de debates entre la CNE y los agentes del sector.

Los puntos más importantes del proyecto en relación a los temas de seguridad de abastecimiento en el largo plazo son:

- Se establece un mecanismo regulado para decidir las expansiones de la red de transmisión, en el que la CNE organiza y coordina la ejecución de estudios para identificar la expansión óptima del sistema, cada cuatro años y con un horizonte de diez años, cuyos resultados están sujetos a las observaciones que formulen partes interesadas. En los sistemas interconectados existentes, los propietarios de las instalaciones que requieran ampliaciones estarán obligados a llevar a cabo dichos proyectos, por sí mismos o encargándolos a un tercero. Las ampliaciones que interconecten sistemas serán adjudicadas mediante licitaciones internacionales.
- Las tarifas por el uso de los sistemas de transmisión pasan a ser determinadas por la autoridad y deben permitir cubrir la anualidad de inversión y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones existentes y nuevas.

- Las empresas generadoras pagan el 50% de los montos requeridos para remunerar la transmisión y los distribuidores y clientes libres el restante 50%, de acuerdo a un mecanismo que deberá aprobar la CNE.
- Se establecen limitaciones a la propiedad de las empresas transportistas por parte de generadores y comercializadores.
- Se reduce al 5% la banda en torno al promedio de los precios de clientes libres, dentro de la que se permite fluctuar los precios de nudo.
- Establece que las transferencias de potencia entre generadores, serán valoradas al precio de nudo de la potencia, conforme se determine por reglamentación. Hasta el presente las mismas resultaban de normas dictadas por los centros de despacho CDEC, de cada sistema.

1.13 Referencias

1.13.1 Principales normas y documentos consultados

D.F.L No. 1 del 13 de setiembre de 1982 – Aprueba modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Decreto supremo No. 327 del 10 de setiembre de 1998 – Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Reglamento interno del CDEC - SIC

1.13.2 Sitios web consultados

Comisión Nacional de Energía: <http://www.cne.cl/>

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

El sector eléctrico de Ecuador se encuentra en una transición, y la aplicación del marco regulatorio está orientada por la necesidad de enfrentar los problemas financieros del sector. El estado ha debido intervenir en el mercado con medidas transitorias para asegurar el abastecimiento en generación, como contratar generación de emergencia y establecer contratos iniciales. No existe obligación prevista de contratar para los distribuidores una vez vencidos los contratos iniciales. La transmisión constituye un monopolio, con planificación centralizada y obligación de expansión de la red, a cargo de una empresa estatal.

Como parte de la transición se han separado las etapas de generación, transmisión y distribución de las empresas estatales y se ha elaborado el marco regulatorio. La transmisión y la mayor parte de la generación son en su mayor parte de propiedad pública, y se está intentando la privatización de las empresas de distribución.

Si bien la regulación del mercado mayorista no impone obligaciones de niveles mínimos de contratación para los distribuidores, como parte de las medidas transitorias de implantación del marco regulatorio del mercado, se ha establecido la obligación de los generadores hidroeléctricos y algunas centrales térmicas, de vender en contratos a los distribuidores y grandes consumidores el 90% de la producción energética total, en forma proporcional a las demandas respectivas.

Existen remuneraciones a la capacidad de generación, para las centrales que contribuyen en el despacho en situaciones de sequía.

El sistema de transmisión es atribuido de manera monopólica a una única empresa, TRANSELECTRIC, la que prepara su plan de expansión decenal y lo somete a la aprobación del organismo regulador, el CONELEC. Las tarifas de transmisión aseguran la remuneración de las inversiones de expansión a una tasa regulada.

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

La estructura del abastecimiento de generación bruta en el año 2001 fue la siguiente: hidráulica 63.8%, térmica 36% y la interconexión con Colombia 0.2%. La capacidad instalada en el 2000 fue de 3348 MW y la energía generada 10606 GWh. Existe una pequeña interconexión con Colombia en tensiones 115 y 138 kV.

En el período 1990-2000 la energía generada creció a una tasa promedio acumulativa anual del 5.2%. La previsión de demanda contenida en el Plan Nacional de Electrificación, elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), en febrero del 2002, prevé una tasa de crecimiento promedio en el período 2002-2011, del 6.2%.

Existían en 2001 diez empresas generadoras que produjeron el 91% de la energía generada. Existe generación a cargo de empresas distribuidoras, por un 8% del total generado. La mayor parte de la capacidad instalada corresponde a empresas estatales.

El aporte hidráulico se basa en su mayor parte en la generación de la central hidroeléctrica Paute (1075 MW), cuya cuenca hidrográfica presenta una marcada reducción de sus caudales entre los meses de octubre a marzo, ocasionado con ello una disminución de su generación y los consiguientes riesgos de abastecimiento. Esta central representa alrededor el 40% de la capacidad instalada.

El problema se agrava aún mas por el estado del parque termoeléctrico, que debe operar a su máxima capacidad en la época de estiaje, y que está compuesto por centrales de bajo rendimiento y antigüedad considerable, con probabilidades de falla altas.

Los generadores térmicos no pueden comprometer una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los periodos de mantenimiento respectivos.

Los generadores hidroeléctricos no pueden comprometer una producción mayor de aquella proveniente de su energía firme anual, que es distribuida en cada mes tomando en cuenta la variación hidrológica y los periodos de mantenimiento respectivos. La energía firme de las plantas hidroeléctricas se define como la producción efectiva, en un período dado, que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad del reservorio, asegure una probabilidad de excedencia del 90% anual.

Desde el inicio del funcionamiento del mercado, no ha tenido lugar aún la instalación de nueva generación por parte de la iniciativa privada.

En el corto plazo, se tiene previsto que para el último semestre del presente año, ingrese la primera central que utilice gas natural para producción eléctrica. Hasta el momento, no se ha registrado ningún contrato de compraventa de potencia y energía, en relación con esta central.

Existe una interconexión en 115/138 kV con Colombia, entre Tulcán (Ecuador) e Ipiales (Colombia). En el año 2001 no se exportó por la misma, y las importaciones representaron el 0.2% de la generación bruta del país.

1.2.2 Transmisión

Existe una única empresa de transmisión, Transelectric, con 100% de propiedad estatal.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) se conforma de un anillo a 230 kV, que une las Subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación (Paute), con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito.

Del anillo se derivan líneas radiales de 138 kV. para enlazar los restantes centros de producción y de consumo del país, excepto algunas zonas del oriente y las Islas Galápagos, que operan como sistemas aislados.

Existe una línea de transmisión entre la Subestación Tulcán (Ecuador) a 138 kV. y la Subestación Panamericana (Colombia) a 115 kV. Este enlace permite intercambiar de 30 a 40 MW entre los dos países. Sin embargo, en esta primera etapa, ambos sistemas no operan en paralelo, por lo que, para realizar transferencias desde el sistema colombiano, se requiere aislar una parte del sistema de la Empresa EMELNORTE, en Ecuador.

A diciembre de 2000, el SNT estaba conformado por:

- 1 041 km. de líneas a 230 kV.
- 1 360 km. de líneas a 138 kV.
- 464 MVA de capacidad OA en transformadores.

Desde hace algunos años y aún a fines del año 2000, el SNT se encontraba operando en condiciones críticas debido principalmente a:

- Retraso en las actividades de mantenimiento que requiere el sistema.
- Demora en la ejecución de las obras programadas.

- Limitaciones financieras de la empresa de transmisión.
- Restricciones en el sistema que han obligado a soluciones emergentes, las cuales están afectando la calidad del servicio.

La configuración actual del SNT permite evacuar sin restricciones, excepto por voltajes, la generación disponible de la central Paute. Sin embargo existen problemas puntuales de restricciones operativas.

1.2.3 Distribución

Ecuador cuenta con 20 empresas de distribución, la mayor parte de las cuales es de propiedad pública.

Las principales empresas por la cantidad de energía vendida se presentan en la tabla que sigue.

	Area de Concesión (km ²)	Provincia	Energía Vendida (GWh)	No. Clientes
Emelec	1399	Guayas	2247	340595
Quito	14971	Pichincha, Napo	2065	536635
Guayas-Los Rios	10511	Guayas	510	134595
Manabi	16865	Manabi	505	171522
Centro-Sur	28962	Cuenca	443	210868

En el año 2001, el porcentaje de las viviendas del país que poseían servicio eléctrico alcanzó el 79.8%

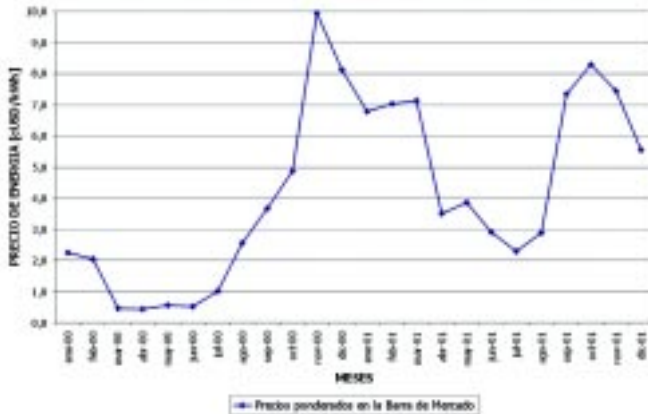
1.3 Señales de precios y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

La formación de los precios spot resulta de un despacho económico, en el cual no intervienen los sobrecostos operativos originados por congestiones en la red de transmisión, ni tampoco las inflexibilidades operativas de las unidades de generación. La operación de los embalses tiene lugar en forma centralizada y se emplean en el despacho costos variables regulados para las centrales térmicas.

Los costos marginales y por lo tanto los precios spot presentan una estacionalidad y aleatoriedad muy marcada. En el gráfico se presentan los costos en los años 2000 y 2001 en centavos de dólar por kWh.

PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LA BARRA DE MERCADO
Fuente: CENACE



En épocas de estiaje de las centrales hidráulicas los costos marginales en el mercado alcanzan valores muy altos. En los periodos de alta hidraulicidad, los costos marginales de mercado son impuestos por las plantas hidráulicas, con lo cual se presentan valores bajos de la energía, especialmente para horas fuera del pico

1.3.2 Señales para los distribuidores y mercado de energía para los clientes regulados

1.3.2.1 Contratos iniciales

De manera transitoria, se ha establecido la obligación para los generadores de vender el 90% de su energía en contratos a plazo con las empresas distribuidoras, y desde hace poco, también a los grandes consumidores, en forma proporcional a la demanda de cada uno (Disposición transitoria segunda del Reglamento para el funcionamiento del MEM).

La duración de los contratos transitorios será de cuatro años a partir de la entrada en vigencia.

La mayoría de empresas de distribución y los principales generadores están bajo el control del Fondo de Solidaridad (ente estatal), y por encontrarse en período de ajuste las tarifas al consumidor final, los contratos suscritos en ese marco tienen por objeto reducir el precio de mercado, a efectos de que los distribuidores puedan cumplir con los pagos al mercado. Debe tenerse en cuenta que en el período abril 1999 - mayo 2002, lo adeudado por los distribuidores en el mercado mayorista alcanza a aproximadamente el 36% de sus costos en dicho mercado.

Los precios de la energía en dichos contratos transitorios son variados, según el tipo de generador, y se calculan con el principio de permitirles cubrir sus costos. La información comercial de los contratos, por el momento, no es publicada en su totalidad.

Los precios de la potencia pactados en los contratos, son inferiores al precio unitario de potencia (5,69 US\$/kW-mes), definido por el CONELEC.

1.3.2.2 Contratos entre distribuidores y generadores

La regulación no prevé obligación para los distribuidores de suscribir contratos de compraventa de potencia y energía. De todos modos, un incentivo implícito para que los distribuidores celebren contratos de compraventa, está dado por la volatilidad de los precios de la energía en el mercado spot.

Una vez que caduquen los contratos transitorios, el reglamento sobre el control de abuso de posiciones monopólicas en las actividades del sector eléctrico, establece que las compras de electricidad destinadas a cubrir la demanda del mercado regulado de las empresas distribuidoras, deben realizarse siguiendo procedimientos que aseguren la libre competencia de oferentes.

Se prevé la realización de concursos públicos, en igualdad de condiciones a los generadores que tengan concesión, permiso o licencia otorgado por el CONELEC, de acuerdo a la Ley.

La vigencia de las disposiciones anteriores está supeditada por dos disposiciones transitorias del reglamento: i) la primera, por la que se exceptúa la aplicación del mismo a las empresas en las que el Fondo de Solidaridad, en representación del Estado, tenga participación en el capital, mientras no se haya transferido su participación en el capital al sector privado; ii) la segunda, por la que se exceptúan de la aplicación del reglamento los contratos de compraventa de energía que se encuentran vigentes, aquellos que se suscriban con anterioridad a la incorporación de capital privado a las empresas distribuidoras y aquellos que se suscriban antes de la conclusión de los procesos públicos de selección de los nuevos concesionarios de distribución que se encuentren en trámite.

No es obligación incluir en los contratos remuneración por potencia, pues esta componente es remunerada por todos los agentes del mercado. No obstante, si se incluye en los contratos una remuneración por potencia, este monto es descontado de la remuneración que le corresponde realizar el mercado.

1.3.2.3 Traslado a las tarifas de los clientes regulados, de los costos de compra en el mercado mayorista

Una vez finalizados los contratos iniciales, se prevé que el precio que los distribuidores podrán trasladar a

las tarifas como resultado de las compras en el mercado mayorista, sea el precio referencial de generación, con componentes de energía y potencia.

El precio referencial de la energía, se determina basándose en el promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un periodo de simulación de cuatro años, del despacho de carga de mínimo costo. Por lo tanto, los precios de los contratos que celebren los distribuidores no se trasladará de manera automática a los usuarios finales regulados.

El precio referencial de la potencia resulta de los costos fijos de inversión, operación y mantenimiento de la unidad más económica para proporcionar potencia de punta o reserva de energía. El tipo de unidad, su costos y vida útil a considerar son definidos cada cinco años por el CONELEC.

1.3.2.4 Indexación del precio trasladable por los distribuidores a los consumidores finales. Cobertura del riesgo inflacionario y cambiario que suelen obtener los generadores

En el reajuste tarifario, se consideran las siguientes variables:

- Costos reales de generación.
- Variación de la inversión respecto al dólar de los Estados Unidos.
- Variación de los costos de operación y mantenimiento por el Índice Nacional de Precios al Consumidor.

Los reajustes se hacen efectivos siempre y cuando los resultados de dichas fórmulas reflejen una variación acumulada de costos superior al 5% en más o menos. Sin embargo, se está revisando el esquema de ajuste, en vista de que Ecuador tiene un sistema monetario basado en el dólar de los Estados Unidos.

El esquema en revisión consideraría un reajuste cuando se presente una variación del 5% en cada uno de los componentes de la tarifa. La evaluación se realizaría en función de los costos reales del servicio que se presenten en el mes anterior al de análisis.

1.3.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

Para ser calificado como gran consumidor, un consumidor debe registrar una demanda máxima igual o mayor a 2000 kW, durante al menos 6 de los 12 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un

consumo de energía mínimo de 7000 MWh en los mismos 12 meses. En vista de la transición por la que atraviesa el sector eléctrico, y por el proceso de venta de las empresas de distribución que está en marcha, el Directorio del CONELEC ha resuelto mantener los límites de potencia y energía, para ser calificado como gran consumidor, hasta octubre de 2005.

Los grandes consumidores tienen la posibilidad de efectuar transacciones en el mercado, sea a través de contratos, importar energía de los países vecinos y comprar en el mercado spot.

En la actualidad existen 23 Grandes Consumidores calificados por el CONELEC, de los cuales 16 están participando en el mercado a través de contratos a plazo.

1.3.4 Remuneraciones a la capacidad de generación

Los generadores y la importación en contratos de largo plazo reciben un pago mensual por la Potencia Remunerable puesta a disposición.

Para determinar el monto de potencia que se remunera a las centrales hidráulicas y térmicas a vapor, se considera una simulación en año seco (con probabilidad de excedencia del 90% de energía hidráulica generable). A las esas centrales se les atribuye una potencia remunerable igual a la potencia media con la que resultan despachados en la simulación, en el período de noviembre a febrero, en las horas fuera del valle (7 a 22 horas).

Para determinar la potencia remunerable de las restantes centrales y la importación en contratos, se considera la suma de la potencia remunerable de las centrales hidráulicas y térmicas a vapor, y se agregan las potencias de las restantes centrales en orden de mérito por sus costos variables, hasta completar la potencia de la demanda máxima de la hora de punta en el período noviembre-febrero.

Si al efectuar los cálculos, la potencia disponible resulta insuficiente para cubrir la demanda máxima y la reserva para la hora de punta, se toma el año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir con la condición de la cobertura de la demanda.

La simulación de la operación económica para el cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la Potencia Remunerable, toma en cuenta la potencia neta efectiva así como la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados y a la estadística de salidas forzadas.

El precio unitario pagado a la Potencia Remunerable puesta a disposición es igual al costo unitario mensual de capital, más costos fijos de operación y manteni-



miento, de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.

El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, es definido cada cinco años por el CONELEC.

La remuneración por potencia se la realiza mensualmente con el precio unitario de potencia, cuyo valor actual es de 5.7 US\$/kW-mes.

Las plantas o unidades que cubren la demanda máxima tienen derecho a recibir remuneración por potencia durante un año.

Adicionalmente, se cubre mediante el mismo procedimiento una reserva técnica cuyo magnitud es determinada por el CENACE (operador del sistema) trimestralmente. La potencia requerida para la reserva, se remunera de manera segura sólo durante el trimestre correspondiente.

El cálculo para determinar el monto de potencia a remunerar a los generadores, se realiza sin considerar si estos tienen o no contratos, únicamente se evalúa su disponibilidad para cubrir la demanda máxima más la reserva, para el periodo más crítico del sistema desde el punto de vista energético.

Por otra parte si una central tienen un contrato que incluye un pago por potencia, el monto de potencia a remunerar por el contrato es descontado de la remuneración que le corresponde hacer al mercado.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

El abastecimiento de combustible para las centrales térmicas, se realiza a través de PETROCOMERCIAL, filial de la empresa estatal PETROECUADOR.

Los tipos de combustibles más utilizados son el diesel, que se importa en parte, y el bunker, de producción nacional. En determinadas circunstancias en que la producción nacional ha disminuido, se han presentado problemas en el abastecimiento local, debido a demoras en las importaciones respectivas.

En relación con el gas natural para generación, el país no registra experiencia en su comercialización, pero en el último trimestre del año 2002, se tiene prevista la entrada en operación de la primera central que utiliza gas natural.

En este sentido se están desarrollando las reglas para

establecer el mercado de gas natural y para definir su precio con fines de producción eléctrica. No se encuentra aún estructurado el mercado del gas en el Ecuador. Lo que existe en la actualidad es un monopolio en la explotación y transporte de gas, y a su vez, en la producción de energía eléctrica mediante gas, pues la central de generación pertenece a la empresa que explota el gas.

El CONELEC, como ente de regulación y control del sector eléctrico, no tiene atribuciones para establecer políticas sobre el sector del gas natural. Sin embargo, se han mantenido reuniones con el Ministerio de Energía y Minas, a efectos de definir el organismo competente para establecer políticas y directrices en materia del gas natural. En el corto plazo, se tendrá que establecer las reglas para el funcionamiento del mercado del gas natural, evitando que la concentración del mercado dificulte la entrada de nuevos generadores. El CONELEC está realizando las gestiones correspondientes para que se defina el precio del gas, pues tiene incidencia en el despacho económico de los generadores y consecuentemente en el costo marginal de mercado.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

El Ministerio de Energía y Minas ha implementado, desde hace algún tiempo, una campaña para el ahorro de energía ("guardián de la luz"), que se difunde constantemente en los medios de comunicación.

Para la época de estiaje, que se presenta de octubre a marzo, se emitió una regulación que castigaba el consumo excesivo de energía eléctrica por parte de los consumidores; si embargo, existió reacción por parte de los organismos de defensa de los consumidores y de la clase política, por lo cual se retiró de dicha regulación el esquema de ahorro previsto.

En relación con la generación distribuida (mini centrales hidroeléctricas), el Ministerio de Energía y Minas tiene a su cargo la promoción de este tipo de centrales.

Finalmente, la generación con fuentes renovables no convencionales tiene un despacho preferente y obligatorio dentro del MEM. Para remunerar la producción de este tipo de plantas, el CONELEC ha establecido precios para cada una de estas tecnologías (solar, eólica, biomasa y geotérmica), que son superiores a los costos marginales de mercado.

El sobre costo ocasionado por el despacho de las fuentes no convencionales, lo asumen los distribuidores

y grandes consumidores, excepto una exportación de energía, en proporción a la energía retirada del mercado. Se ha establecido un techo para la participación de esas fuentes que equivale al 2% (60 MW aproximadamente) de la capacidad de los generadores instalados en el MEM.

1.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

El inicio del MEM coincidió con el periodo de mayor crisis económica y política del Ecuador, pues se registraba una inflación y devaluación aceleradas y gran inestabilidad política, que provocó un mayor deterioro en el sector eléctrico, reduciendo las tarifas en un 54%. La normativa emitida, en concordancia con la Ley, se considera suficiente y adecuada. Sin embargo, la presencia de un ambiente con distorsiones técnicas y económicas ha dado algunos resultados negativos, como por ejemplo, la deuda de las distribuidoras causada por la insuficiencia tarifaria y la deficiente gestión de varias empresas. Durante el periodo abril/99 – marzo/2002, la deuda de los distribuidores a los generadores por compras en el mercado ocasional, alcanza el 36% del monto de sus compras en el período.

1.7 Comercio internacional de energía

Se encuentra vigente el Reglamento para importación y exportación de energía, a través del cual se da cumplimiento a lo establecido en la Ley.

La importación y exportación de energía pueden ser realizadas a través de contratos a plazo o en el mercado ocasional. Sin embargo hay que considerar, de acuerdo a lo establecido en la Ley, que las exportaciones se darían únicamente cuando existan excedentes en el sistema ecuatoriano y los costos asociados con dicha exportación no intervienen en la sanción de precios para el mercado interno.

Los agentes habilitados para la importación son: comercializadores, distribuidores y grandes consumidores; mientras que la exportación puede ser realizada por: generadores y comercializadores.

La figura del comercializador se integra al mercado únicamente para las transacciones internacionales, y los requisitos para ser calificado como tal, se encuentran en la fase final de desarrollo.

Adicionalmente, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, han desarrollado una Propuesta de Armonización de los Marcos Normativos, a efectos de viabilizar las interconexiones internacionales y el intercambio

internacional de energía. La propuesta ha sido refrendada, en principio, por los Ministros de Energía y Minas de Colombia y Ecuador, en espera de la suscripción por parte de los restantes países.

En la actualidad se tienen intercambios de energía entre Colombia – Ecuador, a nivel de 138 kV. A futuro se tiene previsto desarrollar conexiones a un nivel de voltaje mayor entre Colombia – Ecuador y Ecuador – Perú.

1.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

De conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se ha conformado una sola Empresa de Transmisión para operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión, SNT, de propiedad pública.

El transmisor debe permitir, mediante el cobro de un peaje fijado por el CONELEC, el libre acceso de los generadores, distribuidores y grandes consumidores. Adicionalmente, según lo establecido en el Art. 33 de la mencionada Ley, el transmisor tiene la obligación de expandir el sistema basándose en planes decenales preparados por él y aprobados anualmente por el CONELEC.

La Empresa Nacional de Transmisión, TRANSELECTRIC S.A., se ha conformado bajo el marco jurídico del artículo 26 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Una vez que la vida jurídica del INECEL llegó a su fin el 31 de marzo de 1999, a partir del 1 de abril siguiente, TRANSELECTRIC ha tomado bajo su responsabilidad el SNT, con los deberes y atribuciones establecidos en el nuevo marco jurídico del sector eléctrico ecuatoriano.

Por Ley TRANSELECTRIC tiene la obligación de expandir el sistema, sobre la base de los planes decenales preparados por ella y aprobados por el CONELEC. La tasa de descuento utilizada para la fijación de tarifas al usuario final, tarifa de transmisión y peajes de distribución, es determinada por el CONELEC, y su valor en la actualidad es de 11,2%. Una vez aprobado el plan de expansión por parte del CONELEC, se procede a establecer la tarifa de transmisión, sobre la base de las obras incluidas en dicho plan. La remuneración de las obras incluidas en el plan de expansión corresponde a toda la demanda.

El primer plan de expansión de TRANSELECTRIC, estableció que el SNT está operando en condiciones de emergencia debido a la baja inversión realizada en los diez últimos años por el INECEL, lo que ha conducido a sobrecargas en la red y ha disminuido en parte la confiabilidad del sistema.



En consecuencia, la expansión del sistema de transmisión ha tomado en cuenta un proceso que prioriza un plan de contingencia para controlar en forma urgente las restricciones operativas que han sido identificadas y paralelamente, el desarrollo de proyectos de mediano y largo plazo, para atender el crecimiento de la demanda en forma confiable y utilizando criterios de eficacia y eficiencia, tomando en cuenta que se trata de un servicio bajo un régimen de exclusividad regulada.

En el reglamento para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, se establecen los procedimientos para solicitar, otorgar y mantener el libre acceso a la capacidad existente o remanente de los sistemas de transmisión y distribución. En este mismo reglamento (artículo 37), se establece el mecanismo para evaluar la conveniencia de la expansión de las obras solicitadas en el plan de expansión del transmisor. Para esta evaluación, se ha considerado la participación del CENACE, debido al manejo integral que este tiene sobre el mercado eléctrico.

1.8.1 Iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común.

El reglamento para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución permite este tipo de iniciativas, siempre y cuando, de la evaluación que realice el transmisor y el CENACE, se determine que el nuevo vínculo conviene al sistema en su conjunto. Desde el inicio del funcionamiento del MEM, no se tiene experiencia en la expansión del SNT por solicitud de un determinado agente. Asimismo, el CONELEC puede autorizar a un generador, distribuidor o gran consumidor, a construir una línea de transmisión, a su costo, para entregar o recibir energía del SNT.

1.8.2 Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transmisión. Existencia de derechos de congestión

No se tiene previsto que los agentes puedan reservar capacidad de transmisión. Tampoco están contemplados los derechos físicos o financieros de congestión para líneas de transmisión. Las congestiones en las líneas son tratadas como restricciones operativas.

1.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.9.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

El CONELEC está encargado de elaborar el Plan Nacional de Electricidad, en el cual están identificados los proyectos de generación, cuyo desarrollo por la iniciativa privada se prevé. El Plan es de carácter indicativo.

El plan de expansión de la transmisión, lo elabora el transmisor y lo aprueba el CONELEC. En esta etapa de transición del MEM, el Plan está enfocado a eliminar restricciones o cualquier tipo de limitaciones que se presentan en el Sistema de Transmisión.

1.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

No existen este tipo de incentivos para la expansión de la generación o transmisión.

1.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

En la época de estiaje del año anterior, el Estado, a través del Fondo de Solidaridad, propietario de seis empresas de generación, procedió a contratar generación de emergencia, en una barcaza, a efectos de aumentar la capacidad del sistema y contar con una mayor producción energética.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía y Minas, está llevando adelante la promoción de varias centrales hidroeléctricas de pequeña capacidad.

CONELEC ha venido participando activamente en la armonización de los marcos normativos con los países de la región andina, en conjunto con los organismos reguladores de los demás países, para viabilizar las interconexiones internacionales y el intercambio internacional de energía eléctrica. Esta medida permitirá contar con flujos de energía desde los países vecinos, ante eventuales racionamiento de energía en el Ecuador. A finales del presente año, de acuerdo a la información proporcionada por los transmisores de Colombia y Ecuador, se culminarían los trabajos de construcción de la línea Pasto – Quito, a 230 kV. Esta línea fue incluida en el Plan de Expansión de la Transmisión, de modo que sea remunerada por toda la demanda.

Finalmente, en la Regulación No. CONELEC – 006/01, Operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación, reformada el 25 de octubre del 2001, en el numeral 11 se establece la participación temporal de generación, durante el periodo de emergencia del sector eléctrico en que las autoridades declaren formalmente la situación de déficit de generación. En este mismo numeral, se establecen los requisitos que deben cumplir estos nuevos generadores para concretar tal participación.

1.10 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

De acuerdo a lo establecido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el CONELEC por delegación del Estado, suscribe los contratos de concesión para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica (RCPL), tiene como objetivo establecer las reglas y procedimientos generales bajo los cuales el Estado podrá delegar a favor de otros sectores de la economía las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como regular la importación y exportación de energía eléctrica.

Las formas de delegación al sector privado que el CONELEC podrá implementar son las de concesiones, permisos y licencias.

1.10.1 Generación

Para el caso de la generación, existen dos clases de concesiones: concesiones genéricas y concesiones específicas. Corresponden a las primeras los proyectos contemplados en el Plan de Electrificación y que requieren de procesos públicos de selección, mientras que las segundas no requieren un proceso público de selección y se otorgan para proyectos no incluidos en el Plan de Electrificación. En ambos casos, los proyectos de generación deberán ser de una capacidad mayor a los 50 MW.

Son objeto de permisos en materia eléctrica, otorgados por el CONELEC, los proyectos de generación y autogeneración que utilicen una o varias unidades de generación eléctrica de cualquier tipo, de manera que la capacidad total del proyecto no exceda de 50 MW.

La duración de los contratos de concesión con generadoras toma en cuenta el periodo requerido para

la amortización de la inversión y la obtención de una razonable utilidad. En el caso de los permisos, estos tienen una duración máxima de 50 años.

1.10.2 Transmisión

Para el caso de la transmisión, se requiere un contrato de concesión, cuya duración será indefinida, en tanto el Estado no transfiera a los particulares ningún porcentaje de su tenencia accionaria en dicha empresa. Con anticipación a dicha transferencia, el CONELEC deberá establecer la vigencia de la concesión, por un tiempo que permita la amortización de la compra de las acciones y de la inversión que lleve a cabo el particular.

1.10.3 Licencia Ambiental

Con anterioridad a la ejecución de las obras destinadas a la generación, transmisión o distribución, se debe cumplir con las normas existentes de preservación del medio ambiente.

Los interesados deben presentar un Estudio de Impacto Ambiental para consideración del CONELEC o del Ministerio del Ambiente, según sea el caso. Una vez cumplido el trámite de aprobación del Estudio y para el inicio de toda actividad que suponga riesgo ambiental, se debe contar con la licencia ambiental respectiva otorgada por el Ministerio del Ambiente.

1.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.11.1 Costo de falla

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento para el funcionamiento del MEM, le corresponde al CONELEC definir el valor de la energía no suministrada (CENS), en función creciente a la magnitud del déficit.

Hasta tanto el CONELEC realice los estudios que permitan determinar el CENS, se está utilizando provisionalmente el valor de 300 US\$/MWh, sin escalones de profundidad de la falla.

En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, el costo de generación está determinado por el costo de energía no suministrada.

1.11.2 Normas sobre aplicación del racionamiento

El cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio para los Distribuidores y se hace según en programa que establece el administrador del mercado.



El CENACE distribuye en la programación semanal, el déficit de generación entre todas las Empresas Distribuidoras, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Demanda de energía de la empresa distribuidora, excluido los grandes consumidores activos, considerada en la Planificación Operativa Energética,
- Pérdidas totales de energía en el año inmediatamente anterior; y,
- Facturación y recaudación de cada Distribuidor a sus consumidores regulados en año inmediatamente anterior.

1.11.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

El esquema previsto en la normativa vigente, no discrimina a los agentes que tienen suscritos contratos de compraventa de energía, es decir, se socializa los déficit de energía.

No se encuentra establecido ningún tipo de multa para situaciones de desabastecimiento, pues la señal que se está dando al mercado, es que los costos marginales de mercado, para esa situación, corresponderán al costo de la energía no suministrada.

1.12 Estabilidad del marco regulatorio

El Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador se encuentra en etapa de transición y por esta razón las autoridades han emitido modificaciones en la regulación, que pueden haber afectado las expectativas de seguridad jurídica y desincentivado las inversiones en generación. Las más importantes de estas modificaciones han sido:

- Redefinición de la energía firme para una ocurrencia anual, que originalmente fue definida mensual.
- El establecimiento de un "price cap", para controlar la volatilidad del precio de la energía en el Mercado Ocasional.

Con esta disposición se intenta limitar la volatilidad del mercado, puesto que las unidades termoeléctricas cuyos costos variables de producción son superiores al precio tope, no son consideradas para la sanción de precios en el MEM, y se remuneran de acuerdo a sus

costos variables de producción declarados. Esta medida ocasionó el reclamo de los generadores, especialmente de los privados.

Cabe anotar que esta disposición fue derogada luego de aproximadamente tres meses de aplicación.

Es posible que se establezcan nuevas regulaciones en el futuro próximo, dado el periodo de transición que experimenta el Mercado Eléctrico Mayorista

1.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

El último racionamiento que ha existido en el país fue en el año 1997 y se debió al estiaje del mayor proyecto hidroeléctrico del país, coincidente con la salida de operación de algunas centrales térmicas.

Posteriormente, y en el nuevo esquema vigente para el sector eléctrico, no han existido problemas de desabastecimiento.

En octubre de 1998 se produjo una situación de crisis por la falta de liquidez de los generadores térmicos perteneciente al Fondo de Solidaridad, que les impedía adquirir combustible. Esto originó la conformación de un Comité de Crisis entre todos agentes del MEM y en que se incluyó representantes del Ministerio de Energía que permitió solventar el problema.

1.14 Referencias

1.14.1 Principales normas y publicaciones consultadas

Ley de Régimen del Sector Eléctrico - Octubre de 1996 y varias reformas hasta Ago-2000.
Reglamento sobre el control de abusos de posiciones monopólicas en las actividades del sector eléctrico. Agosto de 2001
Plan Nacional de Electrificación 2002-2011, Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC)
Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano-Año 2001, Conelec

1.14.2 Sitios web consultados

CONELEC: www.conelec.gov.ec

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

El mercado eléctrico para la generación está basado en las remuneraciones spot para la energía y en la existencia de una remuneración adicional de garantía de potencia. La expansión de la transmisión se realiza a través de una planificación centralizada. La construcción de las expansiones es autorizada directamente a los transportistas actuales o se asigna mediante un procedimiento competitivo.

Los grupos empresariales que participan en la generación realizan también las actividades de distribución y la mayor parte de la actividad de comercialización en el mercado de clientes libres, cuya magnitud es del 54% de la energía consumida. Los distribuidores que venden energía a los clientes regulados no realizan contratos de abastecimiento con los generadores, ya que adquieren su energía en el mercado spot. A partir del 1º de enero de 2003 se prevé que todos los consumidores estarán cualificados para elegir libremente su proveedor de energía.

Los generadores pueden vender su energía mediante contratos bilaterales físicos con clientes libres, en cuyo caso están exceptuados de presentar sus ofertas en el mercado spot de energía. Los contratos bilaterales físicos representaron en el 2001, menos del 1% de la energía generada.

Las empresas son privadas al 100% con las únicas excepciones de ENDESA, en donde el estado mantiene una "acción de oro" y Red Eléctrica de España (REE), gestor del transporte y operador del sistema, en donde el Estado mantiene un 25% del capital.

Están liberalizadas las actividades de generación y comercialización que se desarrollan en un régimen de libre competencia y se mantienen reguladas la gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución. No obstante, la legislación establece que el gobierno puede adoptar las medidas necesarias para garantizar el suministro cuando exista un riesgo cierto para la prestación del suministro, en situaciones de desabastecimiento de fuentes de energía o en situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas o instalaciones.

La ley prevé la existencia de una planificación para el sector, que es realizada por el Estado con la participación de las Comunidades Autónomas, siendo sometida al Congreso de los Diputados. Esta

planificación tiene carácter indicativo para la generación y vinculante para la red de transporte

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

La potencia instalada en el sistema eléctrico español en 2001 fue de 58.000 MW, de los cuales un 37% procede de centrales hidroeléctricas y de energías renovables, un 50% de centrales de carbón, productos petrolíferos y gas natural y un 13% de centrales nucleares.

Aproximadamente el 80% de la demanda es cubierta por la producción de los cuatro grupos empresariales Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico. Endesa, el mayor generador, abastece aproximadamente el 40% de la demanda. Un 4% aproximadamente corresponde a energía proveniente de otros países y el resto a las aportaciones del denominado régimen especial (cogeneración y renovables).

Los cogeneradores y generadores con energías renovables exceptuando la hidráulica, que constituyen el 15% de la producción aproximadamente, están caracterizados como generadores en Régimen Especial, que se describe más adelante.

La producción del año 2001 fue de 237.259 GWh. La alta hidraulicidad de los primeros meses del año permitió una alta generación de energía hidroeléctrica que, junto a las energías renovables, supuso el 22 % de la producción total (con hidraulicidad seca la producción hidroeléctrica se reduce a la mitad). La energía generada con combustibles fósiles representó el 51 % y la de origen nuclear el 27 % restante.

La capacidad de almacenamiento de los embalses hidroeléctricos es de 10.400 GWh. De esta capacidad el 43 % es de regulación plurianual.

No existen limitaciones específicas a la producción de los diferentes tipos de centrales, salvo las derivadas de las servidumbres de embalses para regadíos, prevención de avenidas, caudales ecológicos y las limitaciones medioambientales a los caudales de refrigeración.

La capacidad de interconexión entre Francia y España pasará a corto plazo de 1.100 MW a 1.400 MW por la



mejora de las líneas actuales. A medio plazo está previsto duplicar esta capacidad antes del 2005 y alcanzar los 4.000 MW en el 2010. La capacidad de interconexión con Portugal es de 950 MW.

En los últimos años España ha sido netamente importadora de energía eléctrica. En 2001 el saldo importador de Francia fue de 5.550 GWh, el saldo exportador a Portugal fue de 265 GWh, a Andorra 248 GWh y a Marruecos 1.580 GWh.

1.2.2 Transmisión

España, con una superficie de quinientos mil kilómetros cuadrados, dispone de una red de transporte y distribución de energía eléctrica en tensiones superiores a 110 kV de 15.200 km en líneas de 400 kV, 16.200 km de 220 kV y 20.500 km en líneas de 110-132 kV. En los últimos diez años las líneas de 400 kV han aumentado su longitud un 15 %. El aumento de la longitud total ha sido del 9,4%.

Dentro de la actividad de transporte, hay que distinguir a los propietarios de la red de transporte y al gestor de la red. La red de transporte (definida según el artículo 35 de la LSE como aquellas instalaciones con tensión de funcionamiento superior o igual a 220 kV, así como, otras de tensión inferior que hagan funciones de transporte) y las interconexiones internacionales, son propiedad aproximadamente en un 40% de las empresas distribuidoras y en un 60% de Red Eléctrica de España (REE). Esta última empresa actúa como gestor de la red de transporte. El Estado es propietario del 25% del capital de REE.

No existen barreras de acceso a la red de transporte para los generadores. Entre los derechos que reconoce la Ley a los productores, se encuentra el del acceso libre a la red de transporte. El único problema con que pueden encontrarse los productores es el desajuste temporal entre la construcción de las nuevas instalaciones y la necesaria ampliación de las líneas de transporte. No obstante, el mallado actual de la red de transporte es lo suficientemente amplio como para que el problema no pueda considerarse como una barrera.

El consumo se concentra en determinadas áreas deficitarias en producción y excepcionalmente en condiciones extremas se tienen limitaciones de capacidad para su abastecimiento.

1.2.3 Distribución

La actividad de distribución es realizada por los mismos cuatro grupos empresariales principales en la generación. A fines del año 2001, la participación de los mismos en la actividad de distribución fue aproximadamente la siguiente: Endesa 38%, Iberdrola

41%, Unión Fenosa 15%, Hidrocarbónica 6%.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

Los productores de energía eléctrica tienen que presentar diariamente ofertas horarias por su energía para las 24 horas del día siguiente. Dichas ofertas, que se realizan por cada grupo generador, incluyen al menos precio y cantidad. De acuerdo con dichas ofertas y con las ofertas de compra presentadas por distribuidores, comercializadores y clientes, se establece el despacho de las centrales estableciéndose un precio marginal (el de la última unidad de producción) que es al que se retribuye a todos los productores y el que pagan todos los compradores.

Existe cierto grado de aleatoriedad de los costos marginales de la energía y de los precios spot resultantes en el pool, como resultado de las variaciones en la producción hidroeléctrica, si bien acotada dado que esta última representa en media sólo alrededor del 12% del total. Por ejemplo en 2001, cuyo inicio de año fue muy húmedo y cuya segunda parte fue seca, el precio medio en el primer semestre fue de 4,04 pta/kWh mientras que en la segunda mitad del año subió a 6,4 pta/kWh.

1.3.2 Señales para los distribuidores y mercado de energía para los clientes regulados

Los distribuidores deben adquirir energía para abastecer a los clientes regulados denominados también de tarifa integral, es decir los que no han sido cualificados para acceder directamente al mercado. Los distribuidores solo pueden adquirir energía eléctrica del mercado de ofertas (pool) o del régimen especial (autoproducción y renovables) no pudiendo formalizar contratos bilaterales. El coste de adquisición de dicha energía por los distribuidores es acreditado como coste en el proceso de liquidaciones para la fijación de las tarifas a los clientes regulados del distribuidor. Los precios que aplican los distribuidores a sus clientes regulados están fijados mediante un sistema de tarifas únicas para todo el territorio nacional que son establecidas por el Gobierno normalmente con periodicidad anual.

1.3.2.1 Contratos iniciales

No existe este tipo de contratos en el sistema español.

1.3.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

El nuevo ordenamiento jurídico, desliga la actividad de comercialización a los clientes libres, o usuarios cualificados, de la actividad de distribución. La actividad de distribución y la de comercialización pueden ser ejercidas por empresas de un mismo grupo pero con separación contable de actividades.

La actividad de comercialización se entiende como una actividad liberalizada y que actúa en competencia. Un cliente que ha adquirido la condición de cualificado, puede optar por adquirir directamente la energía en el mercado, adquirirla a través de un comercializador (el cual a su vez tendrá que proveerse en el mercado), o firmar un contrato bilateral físico con un generador.

Actualmente la forma generalizada de contratación de los clientes cualificados es con los comercializadores. Actualmente todos los clientes conectados a la red en tensiones superiores a 1 kV y aquellos cuyo consumo anual supere el millón de kWh, tienen libre acceso al mercado, como usuarios cualificados. El conjunto de usuarios cualificados representa alrededor del 54% de la demanda. No obstante, un cliente con esas características puede optar por utilizar dicha condición o no. En este último caso adquiere la energía al distribuidor a precio regulado.

El 1 de enero de 2003 todos los clientes estarán cualificados para acceder al mercado.

Los comercializadores son personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte y distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados (como se dijo en 2003 serán todos los clientes). La contratación del suministro de los clientes con los comercializadores esta sujeta a las condiciones que se pacten libremente entre las partes. Hasta el año 2001, habían obtenido autorización para operar en el mercado como comercializadoras, además de las empresas pertenecientes a los cuatro grupos empresariales generadores locales, otras como Electrabel, Enron y Semptra.

En general hasta el momento los clientes libres no han tenido incentivos suficientes para cambiar de suministrador pues las ofertas presentadas por la comercializadora ligada a su distribuidora era difícilmente superada por otra comercializadora. Los márgenes de la actividad de comercialización pura son muy reducidos y han llegado a ser negativos en algunos momentos.

El Real Decreto-Ley 6/2000, permite a los comercializadores, que hasta entonces solamente podían adquirir energía en el mercado mayorista (pool),

comprar energía mediante contratos bilaterales a un productor en régimen especial o a un agente externo (productor de otro país) y luego vender esa energía, no solo a clientes finales sino también en el mercado mayorista.

A partir del próximo 1 de enero, en el que todos los clientes podrán adquirir la energía en el mercado libre, los comercializadores también podrán formalizar contratos bilaterales con los productores del régimen ordinario.

1.3.4 Remuneraciones a la capacidad de generación

Según establece la ley 54/1997, se retribuye la garantía de potencia que cada unidad de producción presta efectivamente al sistema, que se define tomando en consideración la disponibilidad contrastada y tecnología de la instalación, determinándose su precio en función de las necesidades de capacidad a largo plazo del sistema.

Tienen derecho al cobro por garantía de potencia las centrales que hacen sus ofertas al pool, que acrediten un funcionamiento de 480 horas anuales a plena carga o equivalentes si no funcionan a plena carga. También tienen derecho al cobro los productores del régimen especial que acudan al mercado de ofertas.

El pago unitario medio de los consumidores está fijado, actualmente, en 0,48 céntimos de euro por kWh demandado en barras de central. Los clientes cualificados que han ejercido la opción de acudir al mercado directamente o a través de comercializadores, pagan diferentes precios según bloques horarios. Los distribuidores pagan mensualmente el producto de la energía adquirida por un precio unitario, de tal manera que su cuantía más lo pagado por los clientes cualificados, equivale al monto total de la energía despachada en el mercado mayorista por 0,48 céntimos de euro.

El monto recaudado se reparte entre las unidades de generación proporcionalmente al producto del coeficiente de disponibilidad por la potencia neta, una vez deducido lo cobrado por la producción del Régimen Especial.

La producción vendida a través de contratos físicos bilaterales no da derecho a la retribución por garantía de potencia al generador que la realiza, ni obliga al pago de ésta por parte de los clientes. Los contratos físicos bilaterales, como se dijo, implican menos del 1% del volumen total de energía generada.

Adicionalmente, como consecuencia del paso de un sistema en el que la actividad de generación estaba altamente regulada a una situación de liberalización



total, la Ley reconoce el derecho a las empresas generadoras a percibir una compensación parcial por las inversiones que en el nuevo modelo no podrán recuperar vía mercado. Estos son los denominados Costes de Transición a la Competencia.

El monto total de dichos costos reconocidos fue fijado legalmente, y según la ley 9/2001 no podrá superar un total acumulado de 1 736 778 millones de pesetas, en valores del 31 de diciembre de 1997. El monto anual de esa retribución es fijado por el gobierno, hasta el año 2010.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

En 1999 la producción de energía según su fuente primaria se distribuía como sigue: carbón 36%, nuclear 28%, hidroeléctrica 12%, fuel oil 12%, gas natural 9%.

Para los nuevos grupos de ciclo combinado a gas natural que se van a instalar a corto plazo en España, pueden presentarse restricciones de abastecimiento de gas en periodo invernal. La llegada del gas natural a España es un hecho reciente (última década) por lo que el incremento del consumo estos años está siendo muy importante dado que a la demanda producida por las nuevas plantas de generación eléctrica se suma la propia demanda para el consumo doméstico.

La producción de gas en España es insignificante. La compra en los países de origen y el transporte a España es libre. La utilización de la red interior de transporte, plantas de regasificación y almacenamiento de gas está regulada.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

En España existe el denominado Régimen Especial de producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, con una limitación a la potencia de 50 MW.

Los distribuidores tienen la obligación de adquirir los excedentes del Régimen Especial, esto es excluido el autoconsumo. La producción entregada al sistema por estas centrales (excluido el autoconsumo) tiene unos incentivos económicos para el fomento de estas instalaciones regulados mediante Real Decreto y cuyos precios se fijan normalmente cuando se establecen las tarifas.

La participación de la cogeneración en la cobertura del sistema representa actualmente un 12 % y las energías no convencionales, fundamentalmente eólica, un 4%.

La Ley 54/1997 en sus artículos 46 y 47, prevé el desarrollo de programas de gestión de la demanda y ahorro y eficiencia energética. El cumplimiento de los objetivos previstos dará lugar al reconocimiento de los costes incurridos, previa aprobación administrativa.

1.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

En España, hasta la fecha, no se han dado problemas de cobro en el mercado de generación.

La Compañía Operadora del Mercado, de acuerdo con lo dispuesto en las reglas al Funcionamiento del Mercado, solicita a los agentes que actúan en el mismo garantías en previsión de situaciones de insolvencia.

1.7 Existencia de normas concretas y aplicables de inmediato para la realización de contratos e intercambio spot internacional.

La Orden Ministerial de 14 de julio de 1998, establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. Tanto los agentes nacionales (excepto los distribuidores) como los agentes de otros países pueden realizar intercambios internacionales de energía.

Se ha firmado la creación del Mercado Ibérico de electricidad entre España y Portugal para el año 2003.

1.8 Mecanismos de expansión de la red de transporte.

La planificación de la red de transporte tiene carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema eléctrico y es realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas, de acuerdo con el procedimiento establecido en el Real Decreto 1955/2000 que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Excepcionalmente se podrán incluir en el programa anual nuevas instalaciones a propuesta del Operador

del Sistema explicando los motivos de su excepcionalidad.

Los planes son sometidos al Congreso de los Diputados.

La ley asegura la existencia de una retribución regulada al propietario de la red que cubra los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Además de esta planificación el Operador del Sistema y gestor de la red de transporte elaboran informes sobre la evolución del sistema a largo plazo (más de diez años).

El Título VII del Real Decreto 1955/2000 regula los procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Los procedimientos para el otorgamiento de la autorización de instalaciones de transporte pueden ser: autorización de forma directa, cuando únicamente exista una empresa solicitante y autorización mediante procedimiento de concurrencia, cuando o bien no exista ningún solicitante o haya más de uno.

1.8.1 Iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común.

La normativa vigente no contempla la figura de la iniciativa de los usuarios en proyectos de ampliación de la red de transporte.

1.8.2 Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transporte. Existencia de derechos de congestión

El Ministerio de Economía prepara en estos momentos una norma regulatoria que introducirá el sistema de subastas explícitas en la asignación de la capacidad de interconexión eléctrica entre España y sus países vecinos, dada la falta de mercados competitivos en estos países.

En la actualidad no existe ningún procedimiento explícito. Desde el lado español, la capacidad de las interconexiones internacionales se reparte mediante un sistema de prorrateo que tiene en cuenta las ofertas del mercado diario de generación y los contratos bilaterales existentes.

En la red interior, la gestión la realiza el Operador del Sistema que resuelve las restricciones técnicas.

1.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.9.1 Planes para la generación y el transporte eléctrico

Como ya se ha indicado, la Ley de Sector Eléctrico contempla la planificación eléctrica con carácter indicativo para la generación y vinculante para la red de transporte que es realizada por el Estado con la participación de las Comunidades Autónomas.

1.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transporte

Los productores acogidos al Régimen Especial (autoprodutores y cogeneradores), perciben una prima adicional en función de la procedencia de la energía. Excluido el Régimen Especial, la instalación de nueva generación o transporte no cuenta en España con incentivos significativos de tipo arancelario, fiscal o de financiación.

1.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

En una situación de liberalización de la generación, la función de la Administración, a través del Regulador, es dotar al sistema de las señales oportunas para que se realicen las inversiones necesarias que garanticen el suministro.

1.10 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

La Ley 54/1997 del sector eléctrico, establece las disposiciones generales sobre competencias administrativas y planificación eléctrica.

La construcción de instalaciones de generación y transporte de energía eléctrica requerirá autorización administrativa previa otorgada por la Administración competente, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables y en especial las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente. Las instalaciones hidroeléctricas en particular están sometidas también a lo dispuesto en la Ley 29/1985 de Aguas.



Las autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones de transporte podrán ser otorgadas mediante un procedimiento de licitación que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la Administración competente, o mediante autorización administrativa.

El Título VII del Real Decreto 1955/2000, regula los procedimientos para el otorgamiento de autorizaciones administrativas de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. El Capítulo II de este Título, desarrolla en 18 artículos, las autorizaciones para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones eléctricas.

La oposición ciudadana a la construcción de unidades de generación o instalaciones de transporte por motivos medioambientales es también habitual en España. Por otra parte las exigencias de las Administraciones locales en materia de ordenación del territorio suponen limitaciones a la entrada de nueva generación o transporte.

1.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

Según establece el artículo 10 de la Ley 54/1997 sobre garantía de suministro, el Gobierno podrá adoptar, para un plazo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando exista riesgo cierto para la prestación del suministro o en situaciones de desabastecimiento de fuentes de energía primaria.

La gestión técnica del sistema eléctrico es responsabilidad del Operador del Sistema, que deberá garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

1.11.1 Costo de falla

Para la planificación del sistema eléctrico, la regulación española no fija la cuantía de este concepto. Los agentes del sistema han reiterado la necesidad de su establecimiento.

1.11.2 Responsabilidad de comercializadores y distribuidores ante situaciones de racionamiento

En el caso de los comercializadores las posibles penalizaciones dependerán de lo que acuerden libremente éstos con los clientes en los contratos libres.

En el caso de los distribuidores, éstos no tienen responsabilidad por cortes en el suministro cuando la

causa se considere de "fuerza mayor". Los distribuidores son responsables de la calidad del suministro pero ligada a la distribución.

1.12 Estabilidad del marco regulatorio del mercado mayorista

El marco regulatorio del mercado mayorista ha sufrido desde su implantación en 1998 modificaciones en lo que respecta a la cuantía a recibir por los generadores en concepto de garantía de potencia, que ha sido reducida en un 40 % y a las condiciones exigidas para tener derecho al cobro por garantía de potencia que se han hecho más restrictivas.

Con la finalidad de incrementar la competencia, también se han modificado las reglas de funcionamiento de dicho mercado restringiendo la información a la que tienen acceso los agentes.

1.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

No se han presentado situaciones de crisis en el sistema eléctrico español, desde la implantación del nuevo marco regulatorio. En estos momentos se está analizando la planificación eléctrica que desarrolla el artículo 4 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

1.14 Referencias

1.14.1 Principales normas y documentos consultados

Ley del Sector Eléctrico 54/997 – CNE, 2001

Breve comparación de los sistemas eléctricos de España y Portugal. Comisión Nacional de Energía (España)-Entidade reguladora do sector eléctrico (Portugal)

1.14.2 Sitios web consultados

Comisión Nacional de Energía: <http://www.cne.es/>

8 PARAGUAY

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

El sector eléctrico de Paraguay se caracteriza por la existencia de una única empresa eléctrica integrada verticalmente, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), ente autárquico, propiedad del Estado Paraguayo, que desde 1964 tiene la misión de prestar el servicio público de electricidad, en todo el territorio nacional.

ANDE tiene el monopolio de la explotación de los sistemas de abastecimiento eléctricos de generación, transmisión y distribución, si bien puede delegar en la iniciativa privada derechos y obligaciones referentes a la prestación del servicio público eléctrico, fijando las condiciones respectivas ad-referéndum del Poder Legislativo.

En materia de generación, las centrales binacionales de Itaipú y Yacyretá, aseguran al Paraguay un excedente de capacidad de generación hidráulica prácticamente ilimitado en la medida en que el aumento de la demanda de energía requiera la toma adicional de energía de esas centrales.

La expansión de la transmisión es planificada y ejecutada por ANDE.

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

La oferta de generación en el país está garantizada por la energía hidroeléctrica procedente de los emprendimientos hidroeléctricos binacionales ejecutados con Brasil (Itaipú) y con Argentina, Yacyretá. En cada uno de ellos el 50% de la capacidad instalada en cada central corresponde a Paraguay, según los tratados internacionales respectivos. Existe también una central hidroeléctrica propiedad de ANDE, Acaray.

La demanda nacional máxima actual es de aproximadamente 1200 MW y el consumo anual de energía está próximo a los 6420 GWh, que se encuentran muy por debajo de la capacidad hidroeléctrica binacional disponible para el país.

El sistema de transmisión desde la Central hidroeléctrica de Yacyretá, está siendo ampliado dentro

del Programa de financiamiento del BID, lo que permitiría mayores despachos desde la central hacia la demanda del país.

1.2.2 Transmisión

El Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN), constituido por líneas de 220kV se encuentra dividido en subsistemas vinculados entre sí:

- Sistema Este, donde se encuentra la binacional Itaipú y la hidroeléctrica de Acaray. Se comunica con la región metropolitana de Asunción por medio de 5 líneas de 220 kV, y con la central hidroeléctrica de Yacyretá por medio de una línea del mismo nivel de tensión;
- Sistema Central, situado entre el Sistema Metropolitano y el Este. Del mismo parte una línea de 220kV que llega hasta la localidad de Loma Plata, del Sistema Oeste, en el centro del Chaco Paraguayo, pasando por el Sistema Norte;
- Sistema Sur, donde se encuentra la central binacional Yacyretá a ser conectada al SIN por un tramo de 500 kV, y por medio de 2 líneas de 220kV a la región metropolitana de Asunción, Sistema Metropolitano, y una línea de 220 kV que la vincula al Sistema Este. En este sistema se encuentra localizada el proyecto binacional de la Central hidroeléctrica de Corpus
- Sistema Norte, alimentado en forma radial desde el Sistema Central por una línea de 220kV que llega al Sistema Oeste;
- Sistema Oeste, alimentado por una línea de 220kV desde el Sistema Central que pasa por el Sistema Norte;
- Sistema Metropolitano, donde se encuentra más del 60% del consumo nacional, alimentado por 5 líneas de 220kV desde las centrales del Este y 2 líneas de 220 kV desde la central del Sur. Existe también una interconexión con Argentina en 220kV.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

No existe mercado mayorista de energía eléctrica. Para los intercambios internacionales, se utiliza de referencia el mercado mayorista del importador.



1.3.2 Señales para los distribuidores y mercado de energía para los clientes regulados

1.3.2.1 Contratos iniciales

En la actual estructura vertical integrada no existe este tipo de contrato.

1.3.2.2 Precios regulados de los contratos con distribuidores

Todos los clientes son regulados, clasificados en categorías según su grupo de consumo. La tarifa de energía eléctrica es aprobada por Decreto del Poder Ejecutivo y el Pliego de Tarifas, una vez aprobado por el Consejo de Administración de la ANDE, se publica y entra en vigencia en todo el territorio nacional.

El Decreto N° 2.109 del 24 enero de 1994, establece condiciones especiales para la instalación de grandes consumidores conectados en los niveles de 220 kV y 66 kV, y el Decreto N° 12.507 de marzo del 2001, establece las condiciones de suministro para una futura planta procesadora de celulosa en el sur del país.

1.3.2.3 Mecanismos de traslado a las tarifas de los clientes regulados de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores

La legislación vigente establece que las tarifas serán fijadas en base al presupuesto de explotación de modo que produzcan un Ingreso Neto anual no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio. Pero actualmente, como consecuencia, entre otras, de la falta de aplicación de esta normativa, existe un desfase entre el costo y la tarifa, siendo esta última de menor monto.

1.3.2.4 Indexación del precio trasladable por los distribuidores a los consumidores finales por compras en el mercado mayorista.

La energía eléctrica, suministrada por las centrales hidroeléctricas binacionales, se cotiza en dólares americanos, y la falta de un mecanismo de cobertura del riesgo cambiario contribuye al desfase tarifario.

1.3.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

No existe un mercado de usuarios no regulados.

1.3.4 Remuneraciones a la capacidad de generación. Transferencias de potencia firme entre generadores

No se aplican mecanismos específicos para remunerar la capacidad instalada de generación.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

Existe un proyecto de gasoducto desde Bolivia pasando por el territorio nacional con destino al Brasil, que se encuentra en una etapa de viabilización financiera. Aún no se cuenta con generación termoeléctrica con gas natural.

La generación térmica, que es mínima comparada con la generación hidráulica, consiste en generadores a diesel instalados en Pedro Juan Caballero, al noreste en la frontera con el Brasil, y es utilizada para paliar problemas de transmisión en 66kV asociados a la máxima capacidad de transmisión de la línea.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

Se encuentra en etapa de estudio de factibilidad, la generación con fuentes no convencionales con asistencia del PNUD. Por otra parte ANDE ha iniciado un programa "Uso Racional de Energía".

1.6 Comercio internacional de energía

La legislación vigente, autoriza a ANDE a comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos.

Para suplir la falta de marco regulatorio, todos los intercambios realizados a la fecha, se han regulado por contrato bilateral.

1.7 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

Las obras de la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, se han ejecutado en su

mayoría a través de financiamiento internacional. Se encuentran en ejecución con financiamiento del BID, las obras de transmisión que permitirán la utilización de la energía proveniente de la central hidroeléctrica de Yacyretá, que garantizará el suministro eléctrico a mediano plazo.

1.7.1 Iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común.

La legislación vigente permite:

- Acordar, entre la ANDE y el interesado, la ampliación o modificación de las instalaciones de abastecimiento primario de generación o transmisión, caso por caso; y
- La construcción de la red de distribución de uso común por el interesado con fiscalización de la ANDE, con reembolso de hasta el 50% del valor recibido, mediante descuento de 20% de las facturas por consumo de energía eléctrica mensual hasta un periodo de 2 años.

1.7.2 Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transmisión. Existencia de derechos de congestión.

No se cuenta con regulación sobre derechos de congestión.

1.8 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.8.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

La legislación vigente establece que la ANDE tiene la obligación de presentar al Poder Ejecutivo un Plan Nacional de Electrificación, por lo menos una vez cada cinco años. El Plan Nacional de Electrificación, aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo, tiene carácter normativo, y su priorización y plazo de ejecución es delegada a la ANDE.

La planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional para garantizar el abastecimiento eléctrico, se realiza a corto, medio y largo plazo.

En base al estudio de mercado, en un horizonte de 10 años, solo se justifican nuevos proyectos de transmisión que tengan como finalidad la integración energética regional o eventualmente refuerzos puntuales de los sistemas de transmisión para atender específicamente a grandes consumidores.

1.8.2 Incentivos arancelarios, impositivos y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

Existen leyes nacionales de carácter general, como la Ley 60/90 de fomento a las inversiones y la ley 1064/97 y sus reglamentaciones, de la Industria Maquiladora de Exportación, que contemplan incentivos que podrían tener relación con la expansión de generación y transmisión.

1.8.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

El Estado tiene el monopolio de la prestación del servicio público de electricidad, salvo una pequeña área de concesión en Villarrica, en el centro del país, y algunos sistemas aislados. En los casos de proyectos no rentables de interconexión de poblaciones rurales, la ANDE ha realizando un trabajo conjunto con los pobladores afectados para viabilizar la interconexión de los mismos.

1.9 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

ANDE tiene el monopolio de la explotación de los sistemas de abastecimiento eléctricos de generación, transmisión y distribución.

ANDE puede fomentar la iniciativa privada, delegando derechos y obligaciones referentes a la prestación del servicio público eléctrico, fijando las condiciones respectivas ad-referendum del Poder Legislativo.

1.9.1 Generación

Los aprovechamientos hidroeléctricos binacionales, como Itaipú, Yacyretá, y en el futuro Corpus e Itacorá Itatí, todos sobre el río Paraná, se rigen por tratados binacionales.

Los aprovechamientos hidroeléctricos nacionales, como la maquinización de la Presa Yguazú (200 MW



de punta), y la ampliación de la Central Acaray, se encuadran dentro de la legislación nacional vigente.

La modalidad de riesgo compartido, BOOT, para la ejecución de los proyectos del sector, es regulada en cada caso, a través de contratos de concesión o construcción. La primera licitación pública internacional para la ejecución del proyecto de maquinización de la Presa Yguazú fue declarada desierta, encontrándose en revisión los pliegos de bases y condiciones para un nuevo llamado a licitación pública internacional.

1.9.2 Transmisión

La expansión de las líneas de transmisión, ha sido en su mayoría ejecutada con financiamiento internacional, con aval del Estado.

El proyecto de línea de 500kV, que uniría la central hidroeléctrica Yacyretá con la región central, Carayao, permitiendo el refuerzo del sistema y la integración energética regional, cuenta a la fecha con estudio de factibilidad concluido.

1.9.3 Permisos Ambientales

Las obras de generación y transmisión, requieren de una Declaración de Impacto Ambiental afirmativa, cuyo pronunciamiento determina las condiciones que deben establecerse para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

El Sistema Nacional del Ambiente, el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) y la Secretaría del Ambiente (SEAM), se crearon en el año 2000 por ley de la nación N° 1561. El CONAM es un órgano colegiado, de carácter interinstitucional, como instancia deliberativa, consultiva y definidora de la política ambiental nacional.

La SEAM, es una institución autónoma, autárquica, con personería jurídica de derecho público, patrimonio propio y duración indefinida, dependiente de la Presidencia de la República, que tiene como objetivo la formulación, coordinación, ejecución y fiscalización de la política ambiental nacional.

La ley N° 294/93 y su modificación ley N° 345/94 y su decreto reglamentario, se refieren a la Evaluación de Impacto Ambiental.

1.10 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.10.1 Costo de Falla

La determinación del Costo de Falla se encuentra en proceso de elaboración, mediante el levantamiento de

indicadores de desempeño del Sistema, realizado desde 1998, por el Área de Generación y Transmisión – AG&T , del Grupo Especialista en Estadísticas de Desempeño – GEED del PACIER.

1.10.2 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

Ante situaciones de racionamiento ocurridos por causas naturales, como derrumbe de torres de transmisión, se han realizado cortes de carga programados con aviso a la población, socializando las pérdidas.

Posteriormente a la operación de la central hidroeléctrica de Itaipú y la construcción de los 5 circuitos de 220kV, que transportan la energía hasta la región metropolitana de Asunción, no se han registrado racionamientos en el suministro de energía eléctrica por efectos de sequía.

1.10.3 Normas sobre aplicación del racionamiento

Ante imprevistos de fuerza mayor, como derrumbe de torres de transmisión por efectos ambientales adversos, se produjeron cortes de carga escalonados por áreas geográficas.

La posibilidad de racionamiento de generación es remota, pero se considera dentro del Pliego de Tarifas, el sobreprecio causado por una prolongada sequía excepcional respecto a aquellas normalmente previstas en el cálculo de las instalaciones hidroeléctricas, que resultará del costo de 0,455 litros de fuel oil, Bunker C, de 10.000 kcal/kg, multiplicado por la fracción de la generación total que constituya la generación térmica durante el periodo considerado.

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La expansión de la generación en Perú se origina en la venta en el mercado de contratos. La expansión de la transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente, con licitaciones para la adjudicación de obras.

El mecanismo central para asegurar el abastecimiento en el mercado eléctrico peruano esta basado en la obligación que tienen los concesionarios de distribución de tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo.

El mercado spot de la energía está reservado para las transacciones entre los generadores.

Existe una remuneración a la capacidad de generación mediante el funcionamiento del mercado de transacciones potencia firme entre generadores.

La ampliación del sistema de transmisión troncal se decide mediante planificación centralizada y la ejecución de las obras concedidas mediante licitaciones internacionales a través del sistema BOOT (Built, Own, Operate and Transfer).

El estado mantiene una participación importante en la generación (del orden del 50% del mercado), y una gran parte de la distribución.

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

Cerca del 90% de la energía generada en Perú es de origen hidroeléctrico. Una gran parte de las centrales hidroeléctricas dispone de embalses (naturales y artificiales) con sistemas de regulación para almacenar energía en los meses húmedos y conservarla en previsión de los meses secos. Esta capacidad de regulación sólo permite almacenar volúmenes de agua para periodos anuales. Algunos sistemas de represamiento están ligados a las necesidades de riego con fines agrícolas. De presentarse un año hidrológico seco, la legislación vigente considera como primera prioridad el abastecimiento de agua potable para consumo huma-

no; como segunda prioridad el agro y finalmente la energía eléctrica.

Existen alrededor de 20 empresas de generación. Algo más del 50% de la energía generada procede de empresas de propiedad estatal, de las cuales la más importante es Electroperú, propietaria de la central Mantaro, que genera alrededor del 38% de la energía del país. La mayor empresa privada cubre alrededor del 18% del mercado.

Los generadores no pueden contratar con sus usuarios, mas potencia y energía firme que las propias y las hayan adquirido por contratos con terceros.

A diciembre del año 2001, la potencia firme de las unidades de generación alcanzó a 4,380 MW y la máxima demanda registrada fue de 2,792 MW. No existen interconexiones internacionales significativas.

La energía generada en el año 2000 fue 19923 GWh.

En el período 1990-2000, el monto de la energía generada experimentó un crecimiento a la tasa acumulativa anual promedio del 4.3%. El Plan Referencial de Electricidad 2001-2010, elaborado por la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas, prevé para dicho período tasas de crecimiento promedio acumulativas anuales del 7.3%, 5.6% y 3.3%, en los tres escenarios considerados.

El sistema eléctrico del Perú mantiene una reserva de generación superior al 50% y el abastecimiento está garantizado frente a cualquier fenómeno natural o falla del sistema. A vía de ejemplo, en febrero de 1999 un deslizamiento sepultó la central hidroeléctrica de Machupicchu, una de las más importantes del sur del país, responsable del 45% de abastecimiento de la energía en el Sistema Interconectado Sur, sin que se hayan producido restricciones por falta de generación.

En junio de 2001 se produjo un terremoto de grandes proporciones en la zona sur del país que dejó fuera de servicio centrales termoeléctricas e hidroeléctricas y subestaciones. Este hecho no motivó desabastecimiento eléctrico en el sistema.

1.2.2 Transmisión

El sistema eléctrico de Perú está constituido por el Sistema Interconectado Nacional (SINAC) a partir de octubre del año 2000, que comprende desde Tumbes (ciudad fronteriza con Ecuador), Piura, Chiclayo, Trujillo, Lima, Ica, Arequipa, Cuzco, Puno, Moquegua y Tacna (ciudad fronteriza con Chile). El sistema troncal de transmisión entre Tumbes y Tacna está a 220 KV y los



sistemas de derivación están conectados a 138 KV y 60 KV. Los sistemas rurales están conectados principalmente en 33 KV y 22.9 KV. Las principales empresas de transmisión han sido recientemente concesionadas al sector privado.

1.2.3 Distribución

Existían en Perú al fin del año 2000, 21 empresas de distribución. La lista de las empresas con mayores ventas en el año 2000 fue la siguiente.

Empresa	Ventas en GWh mayoritario	Control
Edelnor S.A	3583	Privado
Luz del Sur S.A.A. Electronortemedio	3547	Privado
Hidrandina S.A.	744	Público
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	705	Público
Electrocentro S.A.	423	Público
Electronoroeste S.A.	367	Público
Electro Sur Medio S.A.A.	360	Privado
Electronorte S.A.	249	Público

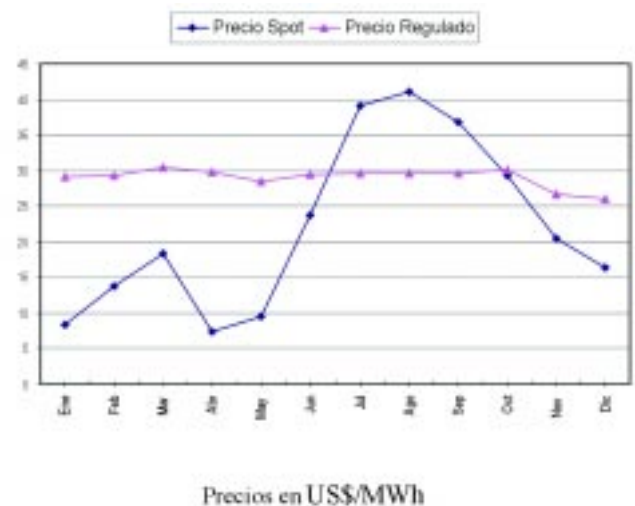
A fines del año 2001, el porcentaje de las viviendas del país con servicio eléctrico alcanzó el 57%.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

En Perú, el abastecimiento al mercado eléctrico tiene lugar en alrededor del 90% con energía hidroeléctrica. El precio spot de la energía está sujeto a variaciones aleatorias así como a estacionalidad, como resultado de la variabilidad de la generación hidroeléctrica disponible.

El siguiente gráfico muestra la variación del precio spot y de los precios regulados de energía que perciben los generadores por contratos con los distribuidores (tarifas en barra) en el año 2001:



1.3.2 Señales para los distribuidores y mercado de energía para los clientes regulados

En el mercado mayorista están reguladas las tarifas de venta de potencia y energía de los generadores a los distribuidores, denominadas tarifas en barra. Las tarifas en barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, son fijadas semestralmente por la Comisión de Tarifas de Energía y entran en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año.

El precio básico de la energía, se calcula como el promedio de los costos marginales de generación esperados en un período futuro de 48 meses, y se calcula para los bloques horarios que determine la CTE, mediante una simulación que considera el programa de obras de generación cuya entrada en operación se prevé en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.

Para la determinación del precio básico de la energía, se utiliza el modelo de despacho de energía multinodal, que permite calcular los costos marginales optimizando la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales y considera las restricciones en las líneas de transmisión de acuerdo con sus características físicas y de operación. El programa considera el costo de falla y utiliza programación lineal para determinar la estrategia óptima de operación ante diferentes escenarios de hidrología.

El precio básico de la potencia de punta se calcula considerando una unidad de turbina a gas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El precio básico corresponde a la anualidad de la inversión ese tipo de central (incluidos

los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual, y considera factores por la Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema fijado por el MEM.

El precio de la potencia de punta en barra y el precio de la energía en barra, se calculan para cada una de las barras del sistema, multiplicando los precios básicos por factores de pérdidas de potencia y energía en la transmisión, calculados considerando las respectivas pérdidas marginales en un sistema económicamente adaptado.

Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas de Energía, no pueden diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes en los contratos entre generadores y clientes libres. En caso de que se verifique una diferencia mayor al diez por ciento, se modifican las tarifas de modo que la diferencia no supere dicho valor.

Para obtener abastecimiento en contratos, las distribuidoras no tienen obligación de realizar licitaciones públicas sino que tienen lugar negociaciones. El plazo de los contratos es en general es de 24 meses. Las ventas tienen lugar a los precios regulados ya descritos, y no existen descuentos respecto a esos valores.

No está prevista en la regulación la situación en la que no existan generadores dispuestos a vender en contratos a los tarifas en barra reguladas y la reglamentación no obliga a los generadores a firmar contratos de abastecimiento en dicho caso eventual.

1.3.2.1 Obligación de contratación de los distribuidores

La Ley de Concesiones Eléctricas prevé la obligatoriedad de los concesionarios de distribución de tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo. Los concesionarios de distribución están obligados a presentar cada 30 de junio de cada año los contratos de energía y potencia a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) para su correspondiente verificación.

1.3.2.2 Mecanismos de traslado a las tarifas de los clientes regulados, de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores

La tarifa a cliente final traslada los costos de compras efectuadas por los distribuidores a los generadores. Para esto la potencia vendida al cliente final considera

las modalidades de potencia contratada y demanda variable (leída) cuya facturación se realiza considerando el promedio de las dos más altas demandas registradas en el periodo de seis meses incluido el mes que se factura.

Algunas empresas han señalado que sería deseable que el "pass through" de la compra de potencia sea mensual, el cual significaría dejar sin efecto la Resolución No. 015-95 P/CTE, así como también que se debería modificar la modalidad de contratación de las distribuidoras con los usuarios finales de forma tal que la compra de potencia sea pagada por la demanda coincidente mensual en toda la cadena, es decir que la compra de distribuidor a generador se realice a demanda leída mensual y la venta de potencia de distribuidor a usuario final se facture también por demanda leída mensual.

En la actualidad se tiene previsto la revisión de las modalidades de contratación con la finalidad de corregir la distorsión que viene ocurriendo en el traslado del costo de la potencia a las tarifas de los usuarios de servicio público.

1.3.2.3 Indexación del precio trasladable por los distribuidores a los consumidores finales por compras en el mercado mayorista.

Las tarifas aplicables a los usuarios del servicio público se encuentran indexadas por una fórmula de reajuste tarifario.

Los precios en barra se fijan cada seis meses, y cada vez se publica su fórmula de reajuste que contiene parámetros como el índice de precios al por mayor, el tipo de cambio del dólar, la tasa de aranceles de productos importados, el precio de los combustibles (Diesel 2, Residual 6) y otros como el costo del gas natural y el carbón.

Los peajes de transmisión son fijados anualmente, e igualmente, conjuntamente con su fijación se publica la fórmula de su reajuste, que incluye tres parámetros: el índice de precios al por mayor (inflación), el tipo de cambio del dólar y la tasa de aranceles de productos importados.

1.3.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

Los grandes usuarios tienen libertad en cuanto a la compra de energía y potencia a nivel de barra, mientras que los peajes por el uso del sistema de transmisión secundaria y sistema de distribución se encuentran regulados a partir del año 2001. El precio de la generación (capacidad y energía), la demanda máxima y las condiciones de venta son de libre acuerdo sin



interferencia del estado. Existen muchos contratos cuyos plazos varían entre uno y quince años.

El gobierno peruano mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM aprobó el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios. El mencionado decreto, aprobó cambios en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas de forma tal que las tarifas y compensaciones que los usuarios no regulados (usuarios con potencia contratada mayor a 1000 kW) deben pagar por el uso de los sistemas de transmisión y distribución son precios regulados por el OSINERG.

OSINERG, para el cumplimiento del encargo aprobó mediante la Resolución N° 1089-2001-OS/CD la Norma titulada "Procedimiento para la Aplicación de los cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres". La misma contiene la metodología general para la determinación de las compensaciones, condiciones de aplicación específica para las principales configuraciones típicas del sistema de distribución, cargos tarifarios y ejemplos de aplicación de la metodología aprobada.

1.3.4 Remuneraciones a la capacidad instalada de generación y a la potencia generada

La legislación vigente determina la existencia de remuneraciones por potencia a los generadores y de un mercado de transferencia de potencia entre generadores.

El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores se determina mensualmente tomando en cuenta: a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema; b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema y c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema. El valor económico de la transferencia de potencia para cada generador es igual a la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalado en c). Dicho valor se constituye en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada generador por concepto de potencia.

Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme resultan de valorar la potencia firme remunerable de cada generador a un precio de potencia garantizado, que es igual al precio de potencia de barra multiplicado por un factor de ajuste. La potencia firme remunerable de los generadores térmicos es proporcional a la potencia efectiva afectada por un factor de disponibilidad y la de los generadores hidráulicos resulta de su energía generable en condiciones de sequía, con una probabilidad de excedencia determinada por la reglamentación.

Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada para cada generador, resultan de multiplicar su generación

real horaria por un precio horario de la potencia en la barra de generación. El precio horario de la potencia depende de la probabilidad de no suministro en cada hora.

Los Egresos por Compra de Potencia al Sistema del generador resultan de valorizar las demandas coincidentes con la carga máxima mensual de los consumidores abastecidos en contratos por el generador, a los precios de la potencia de punta en las barras.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

El gobierno peruano firmó el contrato para la explotación del yacimiento de gas natural de Camisea en diciembre del año 2000. El mercado del gas natural está constituido principalmente por la generación termoeléctrica, motivo por el cual el contrato establece el precio del gas natural para fines de generación constituyéndose en el precio objetivo de largo plazo empleado en el cálculo de las tarifas marginales.

A partir de mayo del año 2001 se ha determinado que el precio inicial del gas natural sea igual a 2,805 US\$/MMBtu, con una reducción lineal que sería aplicada en las próximas regulaciones de precios en barra (cada seis meses) hasta alcanzar en setiembre del año 2004 el valor fijado para el gas de Camisea en boca de pozo más el transporte hasta Lima y su respectiva distribución.

La empresa de generación eléctrica estatal ELECTROPERU firmó un contrato take or pay que garantiza la compra de gas natural a la empresa que explota el gas. Esta empresa deberá transferir dichos contratos a otras empresas interesadas en el uso del gas natural para fines de generación eléctrica.

Asimismo, ELECTROPERU viene realizando estudios técnicos para la instalación de una central térmica al sur de Lima con fines de cumplimiento del contrato y en previsión de que no se cuente con empresas interesadas.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

La legislación vigente peruana no contempla incentivos para el ahorro energético ni generación con fuentes no convencionales.

1.6 Comercio internacional de energía

Los gobiernos de Perú y Ecuador han firmado acuerdos estableciendo el propósito de llevar a cabo la interconexión eléctrica entre ambos países. El interés del proyecto de interconexión entre Perú y Ecuador ha motivado que los gobiernos de Colombia y Venezuela se hayan unido al grupo de trabajo, en un plan que podría conducir eventualmente a una interconexión amplia de los países andinos.

En este contexto, el grupo de trabajo de estos cuatro países andinos viene trabajando coordinadamente en los cambios de la regulación de cada país de manera que se permitan implementar las reglas de importación y exportación de energía eléctrica, el establecimiento de contratos y la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos a mínimo costo.

1.7 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

La expansión de la red básica de transmisión troncal del sistema peruano es determinada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de licitaciones internacionales mediante la modalidad de Contrato BOOT. El Ministerio de Energía y Minas es también el encargado de elaborar el Plan Referencial de Electricidad de largo plazo.

Este mecanismo ha permitido al gobierno contar con operadores internacionales que han construido líneas de transmisión que han permitido interconectar a los dos grandes sistemas de transmisión del país a través de una línea de 605 Km en 220 kV.

La remuneración de la expansión de las líneas de transmisión esta garantizada debido a que se utiliza el sistema de estampilla, mientras que la expansión y operación de los sistemas de transmisión secundarios son pagadas por los interesados que usan puntualmente la línea, lo que limita la entrada de nuevos transmisores.

1.7.1 Iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común.

La legislación peruana no contempla este modo de ampliación de redes.

1.7.2 Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transmisión. Existencia de derechos de congestión

No se aplica en el país este tipo de mecanismo.

1.8 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.8.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

El Ministerio de Energía y Minas es el encargado de desarrollar un Plan Referencial de Electricidad de largo plazo. Este plan es de carácter indicativo y sirve de referencia para que los agentes interesados soliciten concesiones de generación y/o transmisión. El Ministerio actualiza anualmente dicho plan.

1.8.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

En el Perú no se aplican incentivos arancelarios e impositivos y no existen fondos específicos para la expansión de generación y transmisión.

1.8.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

El gobierno a través de la empresa estatal ELECTROPERU ha desarrollado proyectos de generación y transmisión de interés público. Otra actuación del sector público ante la falta de respuesta del sector privado, ha sido el riesgo asumido por esa empresa estatal en el contrato "take or pay" de gas para garantizar la viabilidad del proyecto de explotación de gas natural de Camisea.

1.9 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

1.9.1 Generación

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) en su Artículo 25° señala los requisitos que los peticionarios deben de cumplir para la obtención de la concesión.

Cuando transcurridos quince días hábiles posteriores a la última publicación de una solicitud de concesión definitiva se presentan otras solicitudes para la misma concesión, se selecciona al concesionario mediante subasta.



En caso que la solicitud de concesión cumpla con los requisitos establecidos en el Artículo 25° de la LCE, el MEM tiene un plazo de 90 días calendario a partir de la fecha de su presentación para resolverlo. De no resolverse en este plazo se da por aprobada la solicitud.

La concesión adquiere carácter contractual cuando el peticionario acepta por escrito la Resolución emitida y suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo de 60 (sesenta) días calendario, contados a partir de la fecha de recibida la transcripción de la Resolución.

En el caso de las concesiones definitivas de generación, el contrato incluirá el estudio económico y financiero del proyecto a efectos de determinar el compromiso contractual de inversión que corresponda, el monto de penalidad en caso de incumplimiento de dicho compromiso y el monto de garantía la que corresponde a un porcentaje del compromiso de inversión. Las Concesiones otorgadas por el MEM a los concesionarios de generación son a plazo indeterminado.

1.9.2 Transmisión

De acuerdo a la Ley Concesiones Eléctricas los peticionarios para realizar esta actividad deben seguir el mismo procedimiento señalado para los generadores, en el punto anterior. Sin embargo, por decisión del Ministerio de Energía y Minas las últimas empresas que ingresaron como concesionarios de transmisión lo hicieron bajo el sistema BOOT (Built, Own, Operate and Transfer), por el que luego de licitaciones internacionales se les otorgó la concesión por 30 años, al término de los cuales las instalaciones son devueltas estado peruano, que a su vez nuevamente licitará la concesión.

1.9.3 Permisos ambientales

Las actividades de generación, transmisión y distribución están sujetas a normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación.

1.9.4 Ejecutividad en el otorgamiento de permisos y autorizaciones

Durante el año 2000, los procedimientos técnicos y administrativos necesarios para obtener los permisos y autorizaciones de generación, se constituyeron en dificultades para la realización de nuevas obras de generación hidroeléctrica.

Esta situación podría interpretarse en el marco de la política de conceder prioridad al desarrollo del gas natural de Camisea, que requiere la generación termoeléctrica para que asegurar el consumo del gas.

Después de la suscripción del contrato de explotación del gas de Camisea, el sistema de otorgamiento de permisos y autorizaciones ha vuelto a ser fluido, no exigiéndose otros requisitos que los señalados en la Ley de Concesiones Eléctricas.

1.10 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.10.1 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

El costo de falla empleado en la optimización de la operación del sistema es de 250 US\$ por MWh o el equivalente a 875 Soles por MWh.

El costo de falla se considera como una máquina adicional en la simulación del despacho económico necesaria para el análisis en las condiciones hidrológicas más secas de la serie hidrológica de 40 años.

1.10.2 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que de producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios, sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada efectuada, mediante un descuento en la factura del mes siguiente de producido el racionamiento.

La energía a compensar se valorizará considerando como precio la diferencia que resulte entre el Costo de Racionamiento y el Precio de Energía en Barra correspondiente.

Igualmente se procederá a efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia por la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas del mes.

De producirse un racionamiento que implique responsabilidad a las empresas de distribución, éstas efectuarán la compensación a sus usuarios siguiendo el procedimiento aplicado a los generadores.

1.10.3 Normas sobre racionamiento

El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda

en el sistema, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos, escasez de combustibles, etc.

Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluyen programas de racionamiento, si se prevé déficits de oferta. El cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio para todos los integrantes del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diario.

El racionamiento se efectúa en proporción a las demandas máximas de los integrantes. De este modo se determina el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución, cada uno de los cuales distribuye dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y/o compromisos adquiridos con ellos.

Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, el COES pronostica la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Asimismo, las empresas distribuidoras pronostican la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución, con el mismo fin.

Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERG calificará cuáles son las cargas esenciales.

Si una empresa distribuidora o un cliente libre excede su potencia asignada según el programa de racionamiento el Coordinador le notifica para que, en un plazo máximo de quince (15) minutos, se sujete al programa. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, el Coordinador puede disponer la desconexión de sus cargas en coordinación con sus suministradores.

En situaciones de crisis el Coordinador informa diariamente al COES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. El COES debe evaluar su cumplimiento, y basado en estos resultados, elaborar los programas de racionamiento de los Programas de Operación Diario siguientes.

1.11 Estabilidad del marco regulatorio

Desde su implantación en 1992, el nuevo marco regulatorio ha experimentado variaciones en su reglamento. En este aspecto se destaca la determinación de los ingresos por potencia de los generadores. En un principio, todo el parque generador percibía ingresos por potencia, sea que operase o no, en función a su potencia firme. Con la nueva regla, los generadores que perciben el pago por potencia son sólo aquellos que participan en el abastecimiento de la demanda mas aquellos que generadores que constituyen la reserva del sistema. Este hecho ha desincentivado a la construcción o mantenimiento de grupos térmicos de alto costo marginal, motivo por el cual una empresa de generación ha renunciado a la concesión de dos unidades de 100 MW, que fueron retiradas del sistema y sacadas del país.

Por otro lado las reformas emprendidas en Perú a partir de 1992 se han basado en la participación de un organismo de regulación independiente que determina las tarifas eléctricas en el país siguiendo los principios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

1.12 Referencias

1.12.1 Principales normas y publicaciones consultadas

Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Ley 25844
Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Supremo No. 009 – 93 - EM

1.12.2 Sitios web consultados

OSINERG: <http://www.osinerg.org.pe/homepage.htm>
Electroperú: <http://www.electroperu.com.pe/>

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La regulación está diseñada en Uruguay para que la expansión tenga lugar por la demanda de contratos de los distribuidores y los grandes consumidores. Dada la importancia de la importación, se prevén mecanismos para asegurar un nivel mínimo de abastecimiento local. La expansión de la transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente y las obras son ejecutadas por el transportista con una tasa de retorno regulada. La inversión en interconexiones internacionales resulta de procedimientos competitivos. Los agentes pueden tomar iniciativa en la construcción de redes de uso propio.

Existen mecanismos complementarios destinados a asegurar el abastecimiento:

- **Obligación de contratar.** Los distribuidores tienen la obligación de realizar contratos de suministro que abastezcan el 80% de la energía firme requerida por los clientes regulados con un plazo de anticipación de 5 años, y el 50% de la energía firme requerida por los grandes consumidores que abastece, con un año de anticipación. Los grandes consumidores que acceden al mercado mayorista deben contratar el 50% de la energía firme que requieren, con un año de anticipación. El Poder Ejecutivo puede establecer que en las licitaciones que realicen los distribuidores, sólo puedan presentarse centrales localizadas en el país, existentes o proyectos a construirse.
- **Reserva anual.** Si los contratos de suministro al conjunto de la demanda no alcanzan a cubrir el 90% de la energía firme de los clientes regulados y el 70% de la energía firme de los grandes consumidores, la entidad administradora del mercado, la ADME, debe realizar licitaciones para cubrir mediante potencia firme dicho faltante, con un año de anticipación.
- **Reserva nacional.** Si la potencia firme de centrales localizadas en el país, comprometida en contratos con la demanda nacional, es inferior a una cantidad que debe estipular el Ministerio de Industria, Energía y Minería, la ADME, debe realizar licitaciones para cubrir mediante contratos con centrales locales firme dicho faltante, con anticipación y duración del contrato suficientes para permitir la instalación de nueva generación.

La propiedad de las empresas del sector es estatal en su totalidad. En el inicio de la transición hacia el nuevo marco regulatorio del sector, se prevé la existencia de contratos iniciales entre los generadores estatales UTE y Salto Grande y el distribuidor monopólico actual, la propia UTE.

La ampliación del sistema de transmisión se decide mediante planificación centralizada. La ejecución de las obras corresponde a UTE o es otorgada mediante concesiones a nuevos transportistas mediante diversos procedimientos. Se permiten las ampliaciones de la red de transmisión, aún fuera de la planificación centralizada, a cargo de los propios interesados.

1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

Uruguay posee una capacidad instalada de generación de 2115 MW, y la demanda de energía a nivel de generación alcanzó en el año 2000 a 7365 GWh.

En el período 1990-2000, la tasa de crecimiento de la demanda a nivel de generación fue del orden del 5% anual acumulativo.

En una situación hidráulica promedio, alrededor del 80% de la energía generada en Uruguay procede de las centrales hidroeléctricas: la central binacional Salto Grande, compartida con Argentina cuya potencia para Uruguay es de 890 MW, y tres centrales de UTE sobre el río Negro. El resto se obtiene de la importación, principalmente desde Argentina y de centrales térmicas a fuel oil y gasoil en el país. La capacidad de embalse de las centrales no es lo bastante grande para permitir una regulación plurianual.

La aleatoriedad de las energías afluentes a las centrales hidráulicas en un año en Uruguay, es muy significativa.

Si se observa la distribución de energías generables anualmente por las centrales hidráulicas para cada una de las series históricas de aportes, se aprecia que el valor medio de dicha distribución es de aproximadamente el 80% de la demanda, el percentil 5% inferior es el 45% de la demanda anual y finalmente el valor mínimo histórico es de sólo el 17% de la demanda anual. Se han registrados históricamente sequías prologadas, de hasta tres años de duración.

Esto obliga a disponer de centrales térmicas o contratos

de importación en carácter de respaldo, con factores de utilización que no exceden el 50% aún en el caso de los recursos de respaldo de menor costo variable.

No existen aprovechamientos hidroeléctricos rentables aún no explotados de potencia significativa, por lo que el crecimiento de la demanda deberá cubrirse principalmente mediante centrales térmicas o por la importación.

Existe una interconexión fuerte con Argentina en 500 kV y en la actualidad, existen contratos de importación de energía desde Argentina, por una potencia total de 365 MW, que representan aproximadamente un 30% de la potencia firme de generación que abastece a la demanda uruguaya. Si bien la capacidad de la interconexión es superior a la demanda total de Uruguay, existen limitaciones en la capacidad de transporte firme en las redes argentinas, que podrían dificultar una ampliación adicional de la importación de potencia firme. Existe también comercio de energía ocasional entre ambos países, por la modalidad denominada sustitución, en la que el precio de intercambio se determina por la semisuma del costo variable del país exportador y el costo variable evitado del país importador.

1.2.2 Transmisión

El sistema eléctrico de Uruguay, consta de una malla central de dos líneas de 500 kV, (que vincula las centrales de generación hidráulica y la interconexión con Argentina, en el noroeste y centro del país, con los principales centros de consumo), y de líneas zonales de 150 kV y en menor medida 110 kV. No existen cuellos de botella significativos en la transmisión que afecten de manera permanente la optimización del despacho. Con la excepción de las líneas y estaciones de 500 kV que interconectan la central binacional Salto Grande a los sistemas de transmisión de Uruguay y Argentina y a ambos países entre sí, la red es de propiedad de la empresa estatal UTE.

1.2.3 Distribución

La distribución es realizada por la empresa UTE, si bien la normativa vigente prevé la posibilidad de otorgar concesiones a otras empresas. A fines del 2001, el 94.4% de las viviendas tenían acceso a la red de suministro eléctrico.

1.3 Señales de precios y mercados para los generadores

1.3.1 Mercado spot

Los costos marginales del sistema presentan una gran variabilidad, como resultado de la aleatoriedad de la generación hidráulica. El gráfico siguiente presenta una estimación de la distribución de probabilidad de los costos marginales esperables para el año 2004.



Se aprecia la gran dispersión de los costos marginales, y la probabilidad de ocurrencia de valores prácticamente nulos. Cabe consignar que la forma de la distribución es extremadamente sensible a cambios en las hipótesis de cálculo.

Junto a la aleatoriedad hidráulica, un factor que incide fuertemente sobre el nivel medio y la amplitud de la dispersión de los costos marginales es el grado de apertura del comercio internacional spot con Argentina.

La aparición de costos marginales muy elevados, correspondientes a los costos de falla, se eliminaría en caso de tomar en cuenta una disponibilidad mayor de importación de energía spot desde Argentina, si existe disponibilidad de excedentes en ese país. En la medida en que los intercambios se hicieran más fluidos y se desarrollase prácticamente un único mercado spot, la distribución se haría menos dispersa y más semejante a la de Argentina.

Por otro lado, dado el tamaño del sistema, la entrada en servicio de una central, con una escala de 100 o 200 MW o superior, afecta a la baja de manera no despreciable los costos marginales, por un período de varios años.

Los factores anteriores vuelven poco atractiva la instalación de proyectos destinados a la venta en el mercado spot de energía. La instalación de proyectos de generación en el país depende de la realización de contratos de suministro de largo plazo, y de la existencia de remuneraciones a la capacidad instalada.

1.3.2 Señales para los distribuidores y mercado de energía para los clientes regulados



1.3.2.1 Contratos iniciales

Se establece la posibilidad de realización de contratos iniciales en los que las centrales de generación de UTE y la mitad uruguaya de la energía de la central binacional Salto Grande, abastecen a la distribución de UTE. Los contratos entre la generación y la distribución de UTE tiene efectos solamente sobre la separación contable de las actividades de la empresa, ya que la distribución y la generación de la empresa no constituyen entidades jurídicas independientes y se los denomina en la regulación convenios internos.

La duración de los contratos y convenios internos iniciales no se establece en el reglamento.

Por otra parte, en este momento se encuentra en proceso una licitación realizada por UTE para la adquisición de 400 MW potencia firme, (alrededor del 35-40% de la demanda de energía firme del país), con opción a la compra de energía, procedente de una central de ciclo combinado a gas a construirse. El contrato que resultaría de la adjudicación de la licitación es considerado como un contrato especial, trasladable a las tarifas..

El precio de la energía en estos contratos iniciales se establece como un promedio del precio spot estabilizado (valor esperado del spot calculado semestralmente) y de los precios de energía de otros contratos que resulten de la competencia en el mercado. El precio de la potencia se establece como un promedio del precio de los contratos vigentes a la entrada en funcionamiento del mercado y de los precios de potencia de otros contratos que resulten de la competencia en el mercado.

1.3.2.2 Obligación de contratación para los distribuidores

El marco regulatorio atribuye a los distribuidores en gran medida la responsabilidad de promover la expansión de la capacidad de generación del sistema, a través de la obligación de contratar.

La reglamentación establece la obligatoriedad para las distribuidoras de tener contratos por al menos el 80% de la demanda de potencia firme de largo plazo para los clientes regulados, con una anticipación de 5 años, y al menos el 50% de la demanda de potencia firme de largo plazo de los clientes habilitados para actuar como grandes consumidores, que no hayan ejercido esa opción y continúen comprando energía al distribuidor, con anticipación de un año. La potencia firme de largo plazo demandada por un consumidor se define como la potencia media demandada en las horas fuera del período de valle. Los vendedores en los contratos con los distribuidores, deben tener un respaldo físico

procedente de centrales de generación hidráulica o térmica.

En el caso de las centrales hidráulicas, la potencia firme de largo plazo del conjunto de las mismas, en cada mes del año, se define como la potencia media que puede ser generada en el período fuera de valle en dicho mes, con una probabilidad de excedencia del 95%. La potencia firme de cada central hidráulica resulta de desagregar ese total. Esto reduce fuertemente la energía que pueden contratar las centrales hidráulicas respecto a los valores medios de su energía generable.

Para que el distribuidor pueda trasladar a los consumidores los costos de compra de energía y potencia en los contratos de suministro, los mismos deben resultar de licitaciones, realizadas por el distribuidor con una anticipación de tres años respecto a la fecha de comienzo del suministro. La duración de los contratos que firme el distribuidor debe estar entre 5 y 10 años.

Dada la existencia de una interconexión fuerte con Argentina en 500 kV, y otra con Brasil (de 70 MW), los contratos del distribuidor y grandes consumidores, destinados a cubrir las obligaciones descritas, pueden realizarse con centrales de los países interconectados, sujetos a autorización por el Poder Ejecutivo. La reglamentación establece que el Poder Ejecutivo está facultado para requerir a los distribuidores que las licitaciones para obtener contratos de suministro, se restrinjan a centrales que se encuentren o deban construirse en territorio del país.

1.3.2.3 Otros incentivos a los distribuidores para la celebración de contratos.

El distribuidor está obligado a pagar a los consumidores una multa en caso de fallas ocasionadas por escasez de suministro en el mercado mayorista. El monto unitario de esas multas depende de la profundidad de las mismas como porcentaje de la demanda no restringida, y es igual al costo de falla empleado en los modelos de operación del sistema de generación para igual porcentaje de falla.

La existencia de esas penalizaciones podría incentivar la contratación por encima de la cantidad mínima obligatoria, como mecanismo para trasladar a los generadores los riesgos por las multas en caso de falla.

1.3.2.4 Mecanismos de traslado a las tarifas de los clientes regulados, de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores

Los distribuidores pueden trasladar a las tarifas

íntegramente el costo de compra de energía adquirida en contratos de suministro, siempre que los mismos hayan sido adjudicados mediante la realización de licitaciones competitivas.

UTE actuando como distribuidor, puede trasladar íntegramente a tarifas los costos de compra de energía en el marco de los convenios internos iniciales entre la generación y la distribución de la empresa y del contrato inicial con Salto Grande, los cuales tienen precios regulados calculados por procedimientos descritos en la reglamentación.

En caso de que los contratos que hayan realizado los distribuidores, no procedan de un procedimiento de licitación como el descrito, los distribuidores pueden trasladar a tarifas un precio regulado por la energía y potencia adquirida. Los precios regulados trasladables en ese caso son: i) para la energía, el mínimo entre el 80% del precio del último contrato licitado y el precio spot estabilizado ii) para la potencia, el mínimo entre el 80% del precio de la potencia del último contrato licitado y el 50% del precio de referencia de la potencia vigente.

Los precios spot estabilizados se calculan semestralmente, como el valor esperado de los precios spot en una programación semestral, para los distintos bloques horarios definidos.

El precio de referencia de la potencia se calcula como la anualidad de los costos de inversión, operación y mantenimiento fijos de una unidad generadora de punta, considerando una vida útil de quince años, incrementada por un porcentaje de indisponibilidad previsto inicialmente en 10%.

1.3.2.5 Indexación del precio trasladable por los distribuidores a los consumidores finales. Cobertura del riesgo inflacionario y cambiario que suelen obtener los generadores

La reglamentación establece el principio del traslado a tarifas por parte de los distribuidores, de los costos de compra de energía y potencia en contratos adjudicados mediante licitaciones competitivas convocadas por el distribuidor.

No obstante, la reglamentación no establece en detalle la moneda en que deben pactarse los mismos, los mecanismos de indexación de precios que son admisibles para los contratos entre distribuidores y generadores y los mecanismos precisos para el pasaje a tarifas, teniendo en cuenta que las tarifas a los consumidores finales se fijarán en moneda nacional en tanto que los contratos entre generadores y distribuidores podrían fijar sus precios en dólares.

1.3.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

Están habilitados para actuar como clientes libres los consumidores que tengan una potencia contratada de 500 kW y opten por comprar su energía en el mercado mayorista. Los clientes libres pueden actuar directamente como participantes del mercado o realizar un acuerdo de comercialización con un comercializador que los represente ante el mercado. Los consumidores habilitados para actuar como clientes libres tienen la opción de continuar como clientes regulados del distribuidor.

1.3.4 Remuneraciones a la capacidad instalada de generación

Existen dos tipos de remuneraciones a la potencia firme (reserva anual y reserva nacional), que pueden obtener las centrales de generación en el país, por su potencia firme no comprometida en contratos, y que son asignadas mediante procedimientos competitivos realizados por ADME, la entidad administradora del mercado.

Las centrales que reciben estas remuneraciones, pueden presentarse a las licitaciones para obtener contratos de suministro a los distribuidores, y también realizar contratos con grandes consumidores. La potencia que logren vender en contratos, deja de recibir las remuneraciones a la capacidad.

1.3.4.1 Reserva anual

Cada año la ADME calcula la cantidad de potencia firme que debe adicionarse a la potencia firme ya contratada por distribuidores y grandes consumidores, de modo de completar un requerimiento de Seguro para Garantía de Suministro, que se define con los siguientes porcentajes y plazos:

- a) Para Consumidores Cautivos, para los siguientes 5 años, el 90% del requerimiento previsto de potencia firme de los distribuidores.
- b) Para los Grandes Consumidores y Grandes Consumidores Potenciales, para el siguiente año, el 70% del requerimiento previsto de potencia firme. Esta responsabilidad se aplica al distribuidor por los Grandes Consumidores que abastece.

Por lo tanto si los agentes del mercado han cumplido estrictamente con el mínimo admisible de sus obligaciones de contratación mediante contratos de suministro, el requerimiento de potencia firme a cubrir mediante el servicio de reserva anual, sería del 10% de la potencia firme demandada por los distribuidores



(90% menos 80% contratado) y el 20% de la potencia firme demandada por los grandes consumidores, es decir una cantidad relativamente reducida respecto al total de la demanda del sistema.

La ADME realizará anualmente licitaciones para cubrir este requerimiento de potencia firme para reserva anual, a las que pueden presentarse centrales ubicadas en el país o en los países interconectados. Las centrales que oferten el menor precio de la potencia, hasta cubrir la cantidad licitada reciben como remuneración a la potencia, el precio que hayan ofertado en la licitación, y quedan obligadas a suministrar energía al sistema a un precio con un máximo regulado.

1.3.4.2 Reserva nacional

El Ministerio de Industria, Energía y Minería debe determinar un objetivo de potencia firme nacional que debe existir en el país, bajo la forma de una cantidad de potencia o como un porcentaje del requerimiento de potencia firme del total de la demanda. El marco regulatorio no establece pautas para la determinación de dicho objetivo.

Cada año el Despacho Nacional de Cargas (DNC), calcula el faltante de potencia firme nacional, para cada mes de un período futuro de seis años. Para calcular dicho faltante se resta del requerimiento de potencia firme de la totalidad de la demanda, el monto de potencia firme localizado en el país, que tenga contratos de suministro o de reserva. Si dicho faltante es positivo, la ADME realiza una licitación para cubrirlo, a la que pueden presentarse exclusivamente centrales localizadas en el país, cuya potencia no esté comprometida en contratos de suministro o de reserva. La licitación debe realizarse con anticipación y duración del contrato suficientes para permitir la instalación de nueva generación.

Las centrales que oferten el menor precio de la potencia, hasta cubrir la cantidad licitada reciben como remuneración a la potencia el precio que hayan ofertado, y quedan obligadas a suministrar energía al sistema a un precio con un máximo regulado.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería podrá determinar requisitos a cumplir por las centrales que se presenten a la licitación por reserva nacional, en materia de costo variable, tipo de central o tipo de combustible a emplear.

1.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

Existen dos gasoductos que permiten importar gas

natural desde Argentina: el gasoducto del Litoral y el Gasoducto Cruz del Sur.

El gasoducto del Litoral, de 16 pulgadas de diámetro, entra al país por su frontera oeste con Argentina, atravesando el río Uruguay. El gasoducto Cruz del Sur, de 18 pulgadas de diámetro, atraviesa el Río de la Plata y llega hasta la capital Montevideo, en el sur del país. La capacidad máxima prevista del gasoducto es de 5 millones de metros cúbicos de gas diarios, si bien para aprovechar la misma se requeriría la realización de inversiones de ampliación y bombeo en la cabecera argentina del gasoducto.

El único contrato de importación de gas suscrito hasta ahora con destino a la generación eléctrica, tiene como comprador a UTE, y prevé el suministro de 1.7 millones de metros cúbicos diarios a partir del año 2005. El contrato será cedido al adjudicatario de la licitación UTE que está realizando en este momento para adquirir potencia firme por 400 MW.

En resumen, la obtención de gas para centrales adicionales requeriría en el futuro la ejecución de inversiones de ampliación de la capacidad en los gasoductos existentes, cuyo costo deberían cubrir los nuevos generadores, si bien las mismas serían de una magnitud menor que las ya ejecutadas.

1.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

No existen en este momento incentivos económicos específicos para el ahorro energético y la generación con fuentes no convencionales.

El marco regulatorio prevé la existencia de generación distribuida y establece disposiciones para su conexión a la red y despacho, que responden a las características específicas de este tipo de generación.

1.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

El mercado mayorista no ha comenzado aún a operar, por lo que no se han implementado aún los mecanismos de facturación y pago.

La reglamentación prevé la existencia de garantías que deben constituir los agentes que compran en el mercado spot de energía. El monto de la garantía a constituir debe ser igual a la previsión de la suma de las compras en los dos meses con mayor compra en el spot, entre los seis meses subsiguientes.

Se prevé un interés por mora para los pagos en el mercado spot. Los incumplimientos reiterados de pago, y la falta de depósito de la garantía son causales de la pérdida de habilitación para operar en el mercado.

1.7 Comercio internacional de energía

A través de la interconexión con Argentina, existen contratos de importación de energía desde Argentina, por una potencia total de 365 MW, que representan aproximadamente un 30% de la potencia firme de generación que abastece a la demanda uruguaya. Los mismos se enmarcan en acuerdos bilaterales entre los dos países.

Existe también comercio de energía ocasional entre ambos países, por el que se intercambia a la semisuma del costo variable del país exportador y el costo variable evitado del país importador. En la situación actual, el aprovechamiento de las oportunidades de comercio es sólo parcial, y está planteada la realización de acuerdos adicionales para mejorar el régimen de comercio spot.

Para el comercio por la interconexión con Brasil, por Rivera-Livramento, existe un acuerdo de comercialización firmado por UTE y Eletrobrás.

La reglamentación prevé un régimen de comercio spot realizado por el Despacho Nacional de Cargas.

1.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

1.8.1 Red de beneficio general

El Regulador examina, propone ajustes y aprueba anualmente los planes de expansión de la red elaborados por UTE, como transportista a cargo de la red de beneficio general. UTE puede optar por varias modalidades para ejecutar la ampliación, que varían según: i) si UTE aporta los fondos para la inversión, ii) si UTE realiza la operación y mantenimiento.

- Si UTE aporta los fondos para la construcción recibe por las inversiones un canon anual regulado. UTE debe elegir el subcontratista que construirá las instalaciones mediante una licitación. El canon que remunera la inversión realizada por UTE se calcula como una anualidad, a la tasa de retorno regulada para la transmisión, del precio resultante de la licitación.

- Si UTE opera y mantiene las nuevas instalaciones, recibe como retribución un canon anual regulado.

- Si UTE no aporta los fondos de inversión, ni opera y mantiene las instalaciones, debe realizar una licitación competitiva para seleccionar al subcontratista que realizará esas funciones a cambio de un canon anual.

Para la ampliación de la transmisión zonal (redes de tensión menor a 500 kV), es obligatorio que UTE aporte los fondos de inversión, opere y mantenga las instalaciones.

1.8.2 Expansiones por requerimiento particular de usuarios

Estas expansiones son las construidas por usuarios de la red, por iniciativa propia y asumiendo el usuario los costos respectivos. En caso de que las instalaciones resulten prestando servicio público de transporte para terceros, deben dar lugar a una concesión y al pago de peajes por parte de los restantes usuarios, a aquél que ha construido la instalación.

1.8.3 Interconexiones internacionales

Para la construcción de interconexiones internacionales se prevé que los agentes interesados que tengan acordados contratos de importación o exportación, se presenten ante el Regulador, para que éste apruebe la construcción de las instalaciones de interconexión y licite la construcción, operación y mantenimiento de la misma, que se concede a un transportista de interconexión internacional, que recibe a cambio el pago de un canon.

1.8.4 Ampliaciones menores

Son aquéllas cuyo monto de inversión es menor a cierto monto, fijado en un millón de dólares y que amplían instalaciones preexistentes. Las mismas son construidas por el transportista respectivo, quien puede pactar su remuneración con los usuarios, o bien solicitar al regulador que apruebe la inversión y la incluya en el mecanismo general de peajes.

1.8.5 Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transmisión. Existencia de derechos de congestión

La reglamentación establece derechos de transmisión firme para las interconexiones internacionales existentes y a construirse. Los derechos de transmisión firme permiten al propietario de los mismos la realización con prioridad de contratos a través de las interconexiones, y lo obligan al pago de una cuota parte del canon que recibe el transportista internacional. Está previsto que el uso ocasional de las interconexiones esté sujeto al pago de peajes.



Para la interconexión Rivera-Livramento con Brasil, los derechos de transmisión firme se asignan inicialmente a UTE. Para la interconexión con Argentina, la reglamentación prevé que cuando la evolución del sistema haga prever que la capacidad de la misma no permita cubrir todos los requerimientos a la misma, el Despacho Nacional de Cargas realice una licitación pública internacional para asignar esa capacidad, mediante un pago.

No existen derechos de congestión o de capacidad firme para la capacidad en el sistema de transmisión interno del país.

1.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

1.9.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

El marco regulatorio prevé la realización de una planificación de la transmisión a cargo de UTE y de otros transportistas que reciban concesiones en el futuro, sujeta a la aprobación del Regulador.

Para la generación, el marco regulatorio no prevé la realización periódica de un plan de carácter determinativo o indicativo, si bien establece la obligación de la ADME de determinar anualmente los requerimientos de potencia firme del sistema en un horizonte futuro de ocho años y otorga al Poder Ejecutivo la posibilidad de determinar la construcción de centrales de generación en el país, por procedimientos ya descritos y que se reiteran aquí brevemente:

- El Ministerio de Industria, Energía y Minería determina un objetivo de potencia firme que debe existir en el país, y la ADME debe realizar una licitación para cubrir el eventual faltante mediante el servicio de reserva nacional
- El Ministerio puede determinar requisitos a cumplir por las centrales que se presenten a la licitación por reserva nacional, en materia de costo variable, tipo de central o tipo de combustible a emplear
- El Poder Ejecutivo está facultado para requerir a los distribuidores que las licitaciones para obtener contratos de suministro, establezcan que las centrales que los abastezcan se encuentren en territorio del país.

1.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

La legislación no prevé la existencia de fondos e incentivos de este tipo.

1.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

Las formas de actuación del Poder Ejecutivo están descritas más arriba en este mismo punto.

1.10 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

1.10.1 Generación

La generación (con excepción de la generación nuclear) constituye una actividad libre, sujeta a autorizaciones. De utilizarse recursos hidráulicos de dominio público, se requiere también la concesión para el uso de aguas. La solicitud de autorización de generación debe presentarse al Ministerio de Industria, Energía y Minería, el que cuenta con un plazo de 15 días hábiles para verificar los antecedentes presentados por el interesado y elevarlo al Poder Ejecutivo, el que se pronunciará previo informe del Regulador en un plazo de 20 días de recibidas las actuaciones del Regulador. Vencido el plazo mencionado se considerará otorgada la autorización.

Está prohibido el uso de energía nuclear en el territorio nacional (artículo 27 de la Ley 16.832). Ningún agente del mercado mayorista de energía eléctrica podrá realizar contratos de abastecimiento de energía eléctrica con generadores nucleares ni con generadores extranjeros cuyas plantas contaminen el territorio nacional.

1.10.2 Transmisión

La transmisión constituye servicio público si está destinada a terceros en forma regular y permanente. El servicio público puede ser desempeñado directamente por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas - UTE, o por agentes privados. En este último caso debe existir una concesión dada por el Poder Ejecutivo.

Para el acceso al sistema de transmisión por parte de un agente del mercado que desea interconectar sus instalaciones a dicho sistema, y hacer uso del dere-

cho de libre acceso, el interesado debe tramitar ante el transmisor una solicitud de acceso, acompañada de los estudios técnicos que justifiquen que de aceptarse la solicitud, se mantendría el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo del sistema (descritos en la reglamentación). Dentro de los 10 días de presentada la solicitud, el transmisor debe notificar al interesado y al Despacho Nacional de Cargas la aprobación o rechazo. El Despacho Nacional de Cargas debe verificar la factibilidad técnica de la conexión del nuevo agente. Si el acceso fuese desaprobado, el Regulador se pronuncia definitivamente dentro de un plazo de 20 días.

1.10.3 Permisos ambientales

La Ley 16466 del 19 de enero de 1994, declaró de interés general y nacional la protección del medio ambiente contra cualquier tipo de depredación, destrucción o contaminación, así como la prevención del impacto ambiental negativo o nocivo y en su caso, la recomposición del medio ambiente dañado por actividades humanas.

La misma ley definió las actividades sometidas a la obtención de la Autorización Ambiental Previa a su ejecución y, eventualmente, a la realización de un estudio de evaluación de impacto ambiental.

El decreto 435/94 estableció el procedimiento para tramitar la autorización aludida y precisó otras actividades sujetas al mismo trámite. La autoridad para evaluar los proyectos sometidos a consideración lo es la Dirección Nacional de Medio Ambiente.

La legislación descrita, a la cual se remite la Ley 16.832 (de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico), define como actividades sujetas a autorización ambiental previa a las siguientes, que forman parte de la actividad del sector eléctrico: construcción de oleoductos y gasoductos que superen una extensión de 10 kilómetros, construcción de usinas de generación de electricidad de más de 10 MW cualquiera sea su fuente primaria, así como la remodelación de las existentes, cuando implique un aumento en la capacidad de generación o el cambio de la fuente primaria utilizada, construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica de 150 kV o más, o la modificación de las existentes, construcción de represas con una capacidad de embalse de más de diez millones de metros cúbicos o cuyo espejo de aguas supere las cincuenta hectáreas, así como toda construcción u obra que se proyecte en la faja de defensa de costas, definida en el artículo 153 del Código de Aguas.

1.10.4 Ejecutividad en el otorgamiento de permisos y autorizaciones

Hasta el momento no se ha aplicado la normativa del

marco regulatorio para la incorporación de nuevos equipos de generación y transmisión.

1.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.11.1 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

Los costos de falla empleados para la optimización y operación del sistema y para la determinación de los precios spot son los siguientes, según la profundidad de la falla:

hasta el 5% de profundidad – 140 US\$/MWh

del 5% al 12.5% de profundidad – 400 US\$/MWh

del 12.5% al 20% de profundidad – 1200 US\$/MWh

más del 20% de profundidad – 2000 US\$/MWh

La falla entra de la misma forma que las centrales térmicas, con los costos anteriores, en la formación del valor del agua de las embalses y en la determinación de los precios spot.

1.11.2 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

Los distribuidores son responsables del pago de multas ante racionamiento debido a falta de energía en el mercado mayorista. El monto unitario de las multas varía según la profundidad de la falla como porcentaje de la demanda no racionada. Los valores que se toman son los mismos que los del costos de falla empleado en la operación del sistema y la formación del precio spot, descritos en el punto anterior.

1.11.3 Normas sobre racionamiento

De no existir una disposición del Poder Ejecutivo en contrario, se prevé que el racionamiento se realice entre los distribuidores y grandes consumidores, en proporción a la diferencia entre su demanda y la energía generada por las centrales comprometidas en contratos con dicha demanda.

En caso de que el Poder Ejecutivo emita un decreto de racionamiento estableciendo criterios para el mismo diferentes del anterior, los distribuidores y grandes consumidores que tengan racionamiento inferior al que



resulta de aplicar el criterio del párrafo anterior, deberán pagar la cantidad de energía que consumen en exceso, al precio spot. Lo recaudado por este concepto se destina a compensar a los consumidores cuyo racionamiento resulte superior al establecido con el criterio del párrafo anterior.

1.12 Estabilidad del marco regulatorio del mercado mayorista

El marco regulatorio no se encuentra aún operativo, y en los próximos meses se comenzará al proceso de su implantación.

1.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentren en discusión

Dado que la reglamentación del nuevo marco no ha entrado en vigor aún, no ha sido aplicado en situaciones como las referidas.

1.14 Referencias

1.14.1 Principales normas consultadas

Reglamentos del Mercado Eléctrico Mayorista y de Acceso y Remuneración del Transporte.

1.14.2 Sitios web consultados

UREE: <http://www.uree.gub.uy/>

UTE: <http://www.ute.com.uy/>

11 VENEZUELA

El Sector Eléctrico Venezolano se encuentra normado por la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE), publicada en la Gaceta Oficial el 31 de diciembre de 2001. Esta Ley establece la transición del Sector Eléctrico de su situación actual a la situación futura dentro de unos plazos y fechas límite, los cuales todavía se encuentran en vigencia o no han sido alcanzadas. El futuro marco regulatorio sólo está definido de una manera muy general, por la LOSE y por el Reglamento General vigente para dicha ley. No se encuentra en funcionamiento un mercado mayorista de energía.

1.1 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

1.1.1 Generación

El Sistema Eléctrico Nacional presentó para el año 2001, una capacidad instalada total de 20316 MW en empresas de servicio público, más 1048 MW de autogeneración, que dan un total de 21364 MW. De la capacidad de las empresas de servicio público, 2.809 MW corresponden al sector privado y 17507 MW al sector de las empresas de capital público.

La generación total en el año 2001 fue de 87532 GWh, a los que habría que añadir 182 GWh importados de Colombia. La autogeneración se estima en 6429 GWh. Con estas cifras el total disponible para el sector llega a 94.143 GWh. De esta cantidad la generación hidráulica llegó al 64,2 %, equivalente a 60.449 GWh.

Excluyendo a la autogeneración, entre 1990 y 2001 la generación creció a una tasa promedio acumulativa anual del 4,1 %. Según información proveniente de la Oficina de Servicios Interconectados (OPSIS) (Informe Pronósticos de Energía y Potencia Eléctrica Sistema Eléctrico Nacional. Periodo 2000-2018, de marzo de 2001), se estima que para el año 2018, la demanda del sector será de 150.516 GWh, excluyendo la autogeneración. Esto implica una tasa de crecimiento en el período 2001-2018 del 3.3%.

La generación hidroeléctrica se encuentra ubicada principalmente en la región Sudeste del País sobre la cuenca del Río Caroní. En esta zona Sudeste o Guayana existen en la actualidad cinco plantas de generación en servicio y una en construcción, las cuales se encuentran distribuidas de la siguiente forma:

- Macagua (3 plantas con una capacidad instalada de aproximadamente de 2.900 MW y compartien-

do un único embalse con regulación semanal)

- Complejo Hidroeléctrico Raúl Leoni (Guri): Dos plantas con una capacidad aproximada de 9.300 MW, compartiendo un único embalse con regulación multianual (tres años de hidrología seca o de pocos aportes), situado aguas arriba de Macagua.
- Planta Hidroeléctrica Caruachi: actualmente en construcción, se estima su entrada en operación para finales del año 2003, contará con una capacidad instalada aproximada de 2.200 MW y estará ubicada entre los complejos de generación de Guri y Macagua.

El resto de la generación hidroeléctrica del País se encuentra ubicado en la región de los Andes en el Occidente del País. Existen en la actualidad 3 plantas con unos 620 MW instalados, estas plantas presentan embalses individuales ubicados en ríos diferentes con muy poca capacidad de almacenamiento y con regulación semanal.

La generación térmica se encuentra dispersa en el resto del territorio, pudiéndose destacar que de las tres plantas turbovapor existentes, dos se ubican en la zona central costera (Planta Centro (2.000 MW) y C.R.Z. (1891 MW)) y la restante se encuentra ubicada a orillas del Lago de Maracaibo en el Noroccidente del País (660 MW). El resto de la generación térmica está constituido por plantas que agrupan turbinas a gas, con configuración de gas como combustible principal (2.260 MW) y diesel como combustible de respaldo la mayoría de ellas, ubicadas en las cercanías de los yacimientos de petróleo y de la red de transporte de gas. Las plantas ubicadas en zonas alejadas de los centros de explotación petrolera y de la red de transmisión de gas se alimentan con diesel (297 MW).

Del total de generación térmica se encuentran disponibles para suplir la demanda alrededor de 5.500 MW, que se estima podrían generar un máximo de 33.000 GWh al año. Sin embargo, el promedio observado en los últimos años indica que el parque termoeléctrico sólo ha podido generar unos 21.500 GWh al año. Además, es importante destacar que alrededor del 74% de las unidades térmicas poseen edades entre los 10 y 20 años.

La tabla siguiente presenta la descripción de las principales empresas de generación del país en el año 2001, según datos de Caneinel (cámara de la industria eléctrica de Venezuela).



Generación en GWh de las principales empresas de Venezuela.

Fuente: Caneinel

	Empresas	Turbo Vapor	Turbo Gas	Diesel	Hidro	Total
Capital Privado	CECCAR	6997	2995			11992
	CALEV					0
	ELEGGUA					0
	CALEY					0
	ELIBOL		667			667
	ELIBOL					0
	CALIFE					0
	SENECA		1005			1005
Subtotal	6997	4397	0	0	13394	
Capital Público	ENELVEN	1701	1597	300		3600
	ENELCO		277			277
	ENELBAR		609			609
	CADAFE	4667	2136	20	1062	8705
	ENELTA		776		6676	7452
	Subtotal	6568	4808	300	8944	14420
	Total	17565	9195	300	8944	27812
	Servicio Público					

1.1.2 Transmisión

El Sistema Troncal de Transmisión lleva la energía desde Guayana (Sudeste) hacia el resto del país, e incluye líneas de transmisión y subestaciones de 765, 400 y 230 kV; interconectando las distintas zonas del País con líneas y subestaciones en 138, 115 y 69 kV.

Este Sistema permite la interconexión entre las distintas plantas de generación y los centros de consumo, diseminados por todo el territorio nacional.

El Sistema Troncal (de 765 kV, 400 kV y 230 kV) parte desde Guayana hacia el centro del país, desde el centro continúa hacia occidente de donde se deriva por un lado hacia Maracaibo y por el otro hacia Los Andes (230 kV).

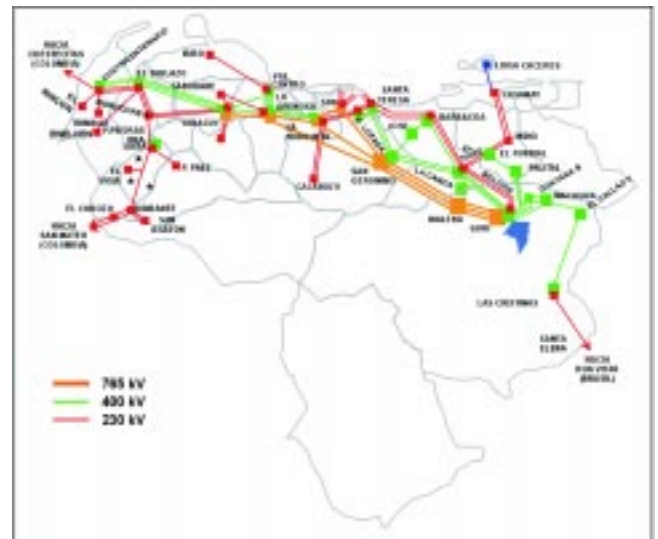
Desde Guri salen tres líneas de 765 kV que pasan por las subestaciones San Gerónimo en Valle de la Pascua, Sur (Oscar Machado Zuloaga), La Horqueta, La Arenosa y Yaracuy.

El oriente del país recibe energía del Caroní a través de un sistema de 400 y 230 kV.

Planta Centro se conecta al Sistema Troncal a través de cuatro líneas de 400 kV, tres de las cuales van a la subestación La Arenosa y una a la subestación Yaracuy.

La transmisión de energía desde el centro hacia occidente se realiza desde la subestación Yaracuy con tres líneas de 400 kV, que llegan a la subestación El Tablazo y dos líneas de 230 kV que pasa por la subestación Las Morochas y también llega al Tablazo. La región de Los Andes se interconecta con la subestación Las Morochas.

A continuación se presenta un gráfico con el Sistema de Transmisión Troncal



1.1.3 Distribución

La tabla siguiente presenta la descripción de las principales empresas de distribución del país en el año 2001, según datos de Caneinel.

	Empresas	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
Capital Privado	ELCCAR	2381	2445	1235	441	6502
	CALEV	622	1019	480	395	2516
	ELIBOL	334	140	371	33	878
	CALEY	112	44	40	34	230
	ELIBOL	502	200	358	98	1158
	ELIBOL	350	115	10	101	466
	CALEY	152	79	88	21	339
	SENECA	382	193	353	43	951
Subtotal	4943	4000	2791	791	13215	
Capital Público	ENELVEN	3314	1529	1016	281	6140
	ENELCO	1132	501	399	588	2620
	ENELBAR	772	650	688	103	2213
	CADAFE	3792	2729	3721	4517	10759
	ENELTA			19976	2972	22948
	Subtotal	11010	5209	28110	8461	51790
Total	15953	9209	36101	9272	64995	

1.2 Señales de precios y mercados para los generadores

1.2.1 Mercado spot

No se encuentra en funcionamiento un mercado spot de energía.

1.2.2 Mercado de contratos

La LOSE establece, en sus artículos 36, 78 y 120, los lineamientos para las contrataciones dentro del Mercado Mayorista de Electricidad.

- Artículo 36: Las empresas de distribución de energía eléctrica tienen, entre otras, las obligaciones siguientes:8. Registrar ante la CNEE y el CNGSE las contrataciones realizadas con otros agentes del mercado eléctrico;

- Artículo 78: En el Mercado Mayorista de Electricidad se realizarán las transacciones de bloques de potencia y energía eléctrica que ocurran dentro del Sistema Eléctrico Nacional. Podrán participar en este mercado los generadores, los distribuidores, los comercializadores especializados y los grandes usuarios, y estarán sujetos a la competencia libre y abierta, cuyos beneficios deberán traducirse en mayor bienestar colectivo. La CNEE establecerá los principios, metodologías y modelos que regirán la formación de los precios de transacción en el Mercado Mayorista de Electricidad. Los agentes del servicio eléctrico nacional podrán presentar, en audiencias públicas, propuestas que promuevan mejoras en esos principios, metodologías y modelos y la CNEE, de existir justificadas razones, procederá a modificarlos.

- Artículo 86: La actividad de generación se desarrollará en el contexto del Mercado Mayorista bajo un régimen de competencia con base en un sistema de ofertas de generación, cuyas normas de funcionamiento dictará la Comisión. Las referidas normas dispondrán las modalidades de transacciones que podrán realizar los generadores con los agentes participantes en el Mercado Mayorista, entre las cuales se contemplarán las siguientes:

1. Transacciones con otros agentes, mediante precios y plazos libremente pactados;
2. Transacciones que resulten de la conciliación de la demanda y el sistema de ofertas de generación para cada período de programación;
3. Suministro de servicios complementarios.

Los distribuidores están obligados, durante el período transitorio de aplicación de la Ley, de acuerdo al artículo 112 a lo siguiente.

- Artículo 112: Mientras el Ministerio de Energía y Minas establezca una nueva metodología para la fijación de las tarifas eléctricas, los pliegos tarifarios vigentes a la fecha de publicación de esta Ley se seguirán aplicando a los usuarios de las empresas distribuidoras que presten el servicio. Una vez dado el cumplimiento al artículo 6 de esta Ley (separación jurídica de actividades), estas empresas deberán suscribir los contratos necesarios para garantizar el suministro adecuado de energía eléctrica que satisfaga la necesidad de sus usuarios. En ningún caso la duración de tales contratos podrá exceder la fecha de inicio de funciones del Mercado Mayorista de Electricidad. Las empresas que a la fecha de publicación de esta Ley suministren energía a las empresas de distribución, deberán dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 6 de esta Ley, garantizando de ser el caso, el suministro a los

precios establecidos en los pliegos tarifarios vigentes. En todo caso, los mecanismos necesarios para garantizar el suministro estarán sujetos a regulación por parte del Ejecutivo Nacional, hasta tanto entre funcionamiento el mercado mayorista de electricidad. Con respecto al traslado a las tarifas de los clientes regulados, de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores la LOSE establece en su articulado lo siguiente:

- Artículo 83: La remuneración de la actividad de distribución en todas sus fases deberá permitir la retribución, en condiciones de operación y gestión eficientes que corresponda a cada agente, de los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, de la gestión comercial con usuarios regulados, de la caracterización de la zona, de la calidad del servicio prestado y de otros costos necesarios para desarrollar la actividad, así como la obtención de una rentabilidad justa.
- Artículo 85: Las tarifas que las empresas distribuidoras podrán aplicar a sus usuarios serán establecidas por el Ejecutivo Nacional, por órgano de los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio, tomando en cuenta los siguientes elementos:
 1. Los costos por concepto de compras y contrataciones realizadas en el Mercado Mayorista de Electricidad;
 2. Los costos por la transmisión que reflejen su ubicación dentro del Sistema Eléctrico Nacional;
 3. Los costos de gestión del Sistema Eléctrico Nacional;
 4. Los costos por la distribución en condiciones de máxima eficiencia;
 5. Los costos por la gestión comercial;
 6. Los costos de funcionamiento de la CNEE."

1.2.3 Mercado de grandes usuarios no regulados

El artículo 118 establece el lapso de entrada en el Mercado Mayorista de Electricidad para los grandes usuarios y el límite para su calificación.

- Artículo 118: La contratación en el Mercado Mayorista de Electricidad por un gran usuario, se realizará de acuerdo con las condiciones establecidas en el Reglamento de esta Ley. La apertura del Mercado Mayorista de Electricidad a esos usuarios deberá realizarse antes de tres años, contados a partir de la publicación de esta Ley.



Mientras la CNEE establezca otro valor, el límite para calificar a los grandes usuarios será de cinco megavatios.

Asimismo el Reglamento General establece en su artículo 130 lo siguiente, en cuanto a la libertad de contratación por parte de los grandes usuarios.

- Artículo 130: Hasta tanto la CNEE dicte las normas de funcionamiento del Mercado Mayorista, los usuarios existentes a la fecha de publicación de este Reglamento que califiquen como grandes usuarios de acuerdo a la Ley, sólo podrán realizar transacciones con otros agentes distintos a su actual proveedor, cuando medien razones de interés público.

1.2.4 Remuneraciones a la capacidad de generación

El artículo 80 de LOSE establece las remuneraciones a ser percibidas por los agentes que desarrollen la actividad de generación.

- Artículo 80: La remuneración de la actividad de generación bajo condiciones de operación eficiente que se realice en el ámbito del Mercado Mayorista de Electricidad deberá tomar en cuenta:
 1. La energía eléctrica suministrada por cada unidad de generación, ordenada por el CNGSE;
 2. La garantía de potencia que cada unidad de generación preste efectivamente al sistema;
 3. Los servicios complementarios necesarios para garantizar un suministro adecuado al usuario.

1.3 Insumos para la generación, en especial gas natural

Si bien Venezuela es un país con gran abundancia de recursos, existen en Venezuela restricciones en el abastecimiento de gas para la generación eléctrica debidas principalmente a:

- Escasez de gas en las zonas en las cuales se encuentran las plantas de generación, ya sea por inexistencia de gasoductos o producción en la zona o por el uso del gas en el proceso de reinyección para el aprovechamiento de pozos petroleros maduros.
- Precios de gas establecidos por zona geográfica que no están directamente relacionados con su disponibilidad y alternativa de uso.
- Inexistencia de una red de transporte que una los

centros de producción con los centros de consumo y con las plantas eléctricas principalmente.

- Existencia de limitaciones en la red de transporte existente.

El mercado de combustibles gaseosos disfruta de una legislación aprobada recientemente en la cual se establece la reestructuración del sector de forma de incluir la competencia en la extracción, procesamiento y comercialización; y la regulación en el transporte y la distribución. La aplicación de esta Ley de Hidrocarburos Gaseosos se encuentra detenida en los actuales momentos.

El acceso de los generadores al gas en boca de pozo no se ha formalizado todavía dado que no se encuentra totalmente en ejecución la referida ley de combustibles gaseosos, no se descarta que en un futuro puedan existir este tipo de contrataciones bilaterales (generador – productor de gas).

1.4 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

Este tipo de incentivos no se encuentra contemplado en la legislación vigente.

1.5 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

No se encuentra en funcionamiento el Mercado Mayorista de Electricidad, pero el Reglamento general contempla en su artículo 112, lo siguiente:

- Artículo 112: Las empresas que ejerzan las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización especializada y gestión del sistema eléctrico nacional, así como los usuarios del servicio eléctrico, deberán constituir las garantías exigidas de acuerdo con la normativa que a tal fin establezca la Comisión.

1.6 Comercio internacional de energía

La única referencia a los intercambios internacionales dentro de la legislación vigente en el sector se hace en el artículo 8 de la LOSE e indica lo siguiente:

- Artículo 8: Los intercambios internacionales de

electricidad en alta tensión estarán sujetos a la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con lo previsto en el Reglamento de esta Ley, así como de las instituciones pertinentes del Poder Nacional. Estos intercambios no deberán desmejorar la calidad y la continuidad del servicio, ni incrementar el precio de la energía o de la potencia eléctrica en el mercado nacional.

Parágrafo único: Los intercambios internacionales de electricidad se circunscriben a los procesos de integración energética en América Latina y el Caribe, y se corresponden con los marcos legales e institucionales de los países de la Región, con la optimización global de recursos y con la planificación operativa de los sistemas eléctricos nacionales.

1.7 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

La LOSE establece en su Capítulo II (De la Planificación del Servicio Eléctrico) lo siguiente.

- Artículo 11: Es competencia del Poder Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, la planificación y el ordenamiento de las actividades del servicio eléctrico, en los términos establecidos en la Ley Orgánica para la Ordenación del Territorio, y con sujeción al Plan Nacional de Ordenación del Territorio y al Plan de Desarrollo Económico y Social. Para estos fines, el Ministerio de Energía y Minas oír la opinión de los agentes del servicio eléctrico nacional, incluyendo a los usuarios, y de las autoridades municipales y estatales.
- Artículo 13: El Ministerio de Energía y Minas, con el apoyo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, formulará el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional, el cual tendrá carácter indicativo.

1.7.1 Iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común.

Estas iniciativas se encuentran contempladas en el artículo 48 del Reglamento General.

Artículo 48: Cuando la iniciativa para abrir el proceso de otorgamiento de concesiones para la prestación del servicio de transmisión o de distribución, se realice por cualquier empresa interesada, aún cuando ello no estuviere contemplado en el Plan de Desarrollo del

Servicio Eléctrico Nacional, ésta podrá presentar su propuesta para la explotación de ese servicio, a los fines de su consideración por el MinisterioEl Ministerio estudiará la viabilidad de la propuesta y dentro de los tres (3) meses siguientes a su presentación, pudiendo convocar a una audiencia pública antes de pronunciarse mediante acto motivado, aprobándola o rechazándola.

1.7.2 Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transporte. Existencia de derechos de congestión

No se encuentra contemplado en la legislación vigente.

1.8 Procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión

El Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico establece dentro de su desarrollo, los siguientes artículos directamente relacionados con los procedimientos administrativos y técnicos para la entrada en la generación y transmisión:

- “Artículo 17: Los generadores, distribuidores y grandes usuarios que requieran conectarse a la red de transmisión, deberán solicitar previamente la calificación técnica de la Comisión, oída la opinión del centro. Para tramitar dicha calificación el solicitante deberá demostrar que las instalaciones objeto de ésta cumplen todas las normas inherentes a este tipo de construcciones.”
- “Artículo 18: las instalaciones de conexión a las que se refiere el artículo anterior serán de uso exclusivo de quien las haya realizado.

Parágrafo único: En caso que exista un agente interesado en hacer uso de las instalaciones construidas, deberá formular una solicitud ante la Comisión, quien podrá declararlas como redes de transporte y en consecuencia quedarán sometidas a las disposiciones de la Ley sobre la materia.”

- “Artículo 29: se requerirá autorización de la Comisión en los siguientes casos:
 1. Establecimiento de nuevas centrales de generación;
 2. Ampliación de centrales de generación;
 3. Modificación de centrales de generación;
 4. Conexión de unidades de generación de



sistemas independientes a la parte del Sistema Eléctrico Nacional conformada por el Sistema Interconectado Nacional.”

- “Artículo 31: Los interesados en realizar la actividad de generación deberán solicitar autorización a la Comisión, acompañada con la documentación correspondiente a cada fin requerida por ésta que permita identificar al interesado, determinar su capacidad técnica de operación, así como conocer el proyecto, precisando con claridad la clase de instalación, tecnología, fuente primaria a utilizar, ubicación geográfica y cronograma de ejecución.”
- “Artículo 44: El procedimiento para el otorgamiento de concesiones para la prestación de los servicios de transmisión o distribución podrá ser iniciado de oficio por el Ministerio, o a solicitud de parte interesada, para lo cual se seguirá el procedimiento previsto en este Reglamento.”
- “Artículo 45: Cuando el proceso para otorgar concesiones sea iniciado por el Ministerio, éste deberá realizar evaluaciones preliminares para determinar la conveniencia de otorgar nuevas concesiones para la prestación de los servicios de distribución o transmisión. Para este propósito se considerará:
 1. Los aspectos técnicos y financieros;
 2. Las ventajas económicas esperadas para cada proyecto;
 3. Los costos estimados, incluyendo las posibles economías de escala resultantes de la delimitación del ámbito de la concesión;
 4. Los ingresos potenciales previstos provenientes de la explotación de la infraestructura y su impacto ambiental;
 5. El funcionamiento integral del Sistema Eléctrico Nacional.

“Artículo 48: Cuando la iniciativa para abrir el proceso de otorgamiento de concesiones para la prestación del servicio de transmisión o de distribución, se realice por cualquier empresa interesada, aún cuando ello no estuviere contemplado en el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional, ésta podrá presentar su propuesta para la explotación de ese servicio, a los fines de su consideración por el Ministerio.El Ministerio estudiará la viabilidad de la propuesta y dentro de los tres (3) meses siguientes a su presentación, pudiendo convocar a una audiencia pública antes de pronunciarse mediante acto motivado, aprobándola o rechazándola.”

1.9 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

1.9.1 Costo de falla

Tradicionalmente se ha utilizado el valor de 450 US\$/MWh como el costo de energía no servida en los planes de expansión de generación.

1.9.2 Normas sobre racionamiento

No existen hasta el momento normas que regulen el racionamiento programado por causa de déficit de energía. Si existen programas de corte de carga instaurados para mantener la seguridad del sistema, esto debido principalmente a cuellos de botella en transmisión.

1.9.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento.

No se ha desarrollado ninguna normativa que regule este campo dado que no se encuentra en funcionamiento el Mercado Mayorista de Electricidad ni se ha producido la efectiva separación jurídica de actividades.

1.10 Estabilidad del marco regulatorio

La normativa referida a la operación y regulación del Mercado Mayorista de Electricidad no ha sido desarrollada hasta el presente, y se corresponde con una función de la CNEE en coordinación con el CNGSE, cuya creación se estipula dentro de la LOSE y los cuales tienen un plazo límite para su creación hasta el 31 de diciembre de 2002.

CONTEXTO INSTITUCIONAL, ESTRUCTURA EMPRESARIAL Y PARTICIPACIÓN EMPRESARIAL DEL ESTADO

	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA
Grado de implementación de un marco regulatorio de competencia	Ley marco de 1992 completamente reglamentada.	Leyes marco de 1994 completamente reglamentadas	Leyes marco de 1995 y 1996 completamente reglamentadas.	Leyes marco de 1994 completamente reglamentadas
Cantidad de generadores significativos	Varias decenas	8	Varias decenas	Varias decenas
Tamaño del mayor generador privado (% del mercado)	Menos del 10%	33%	Menos del 10%	19%
Integración vertical	No	No	Si	Si
Participación empresarial estatal	Generación.	28%	No	83%
	Trasmisión	Nula	No	Casi totalidad del trasmisión troncal
	Distribución	Sólo en algunas distribuidoras provinciales	Sólo en pequeños distribuidores	28% del mercado
Comercialización	Existen comercializadores puros	Existe la figura en la regulación	No	Si
	Separación formal de distribución y comercialización	No	No	No, pero, existe la MP-64, ago/2002

CONTEXTO INSTITUCIONAL, ESTRUCTURA EMPRESARIAL Y PARTICIPACIÓN EMPRESARIAL DEL ESTADO

	CHILE	ECUADOR	ESPAÑA	PARAGUAY
Grado de implementación de un marco regulatorio de competencia	Ley marco de 1982 completamente reglamentada	Ley marco de 1996 completamente reglamentada	Ley marco de 1996 completamente reglamentada	No se ha introducido la competencia en el marco legal
Cantidad de generadores significativos	3 en el SIC 6 en el SING	10 más distribuidoras que generan	4	1
Tamaño del mayor generador privado (% del mercado)	55% en el SIC	10% aprox.	40% aprox.	--
Integración vertical	Si	No	Si	Si
Participación empresarial estatal	Generación (% de energía generada)	No	80% aprox.	Sólo acción de oro en el principal generador
	Trasmisión	No	100%	25% en la propiedad de REE gestor y propietario del 60% de la red
	Distribución (% de energía vendida)	No	72%	No
Comercialización	Existen comercializadores puros	No	Si	No
	Separación formal de distribución y comercialización	No	No	Si

CONTEXTO INSTITUCIONAL, ESTRUCTURA EMPRESARIAL Y PARTICIPACIÓN EMPRESARIAL DEL ESTADO

		PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Grado de implementación del marco regulatorio		El marco está completamente implantado	La ley marco es de 1997. Aún no se ha implantado, se aprobaron recientemente los reglamentos	Incipiente. Existe una ley del año 2001 y un reglamento muy general. No está en funcionamiento un mercado mayorista
Cantidad de generadores significativos		Alrededor de 20	2	4 (existen otros 4 cada uno inferior al 1%)
Tamaño del mayor generador privado (% del mercado)		18%	--	12%
Integración vertical		No	Si	Si
Participación empresarial estatal	Generación	50% aprox.	100%	Aprox. 85%
	Trasmisión	No	100%	Cerca del 100%
	Distribución	La mayor parte	100%	79%
Comercialización	Existen comercializadores puros	No	Si	--
	Separación formal de distribución y comercialización	No	No	--

GENERACIÓN

		ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA
Precios spot estables cercanos a su valor medio		Si	Varian de 1 a 3 aprox.	No	No
Ventas en contratos / Demanda		36%	33% aprox.	Casi 100%	Aprox. 60%
Remuneración a la capacidad	Qué se remunera	Potencia térmica disponible despachada en año estreseco y potencia hidráulica media, en 90 horas semanales más cargadas	Potencia firme	Sin remuneración, excepto las centrales con contrato	Potencia despachada en simulación de 24 meses con peores aportes mensuales de la serie histórica en cada mes
	Reciben todos o sólo si no tienen contrato	Sólo generadores sin contrato	Sólo las unidades generadoras requeridas para cubrir la demanda con una contribución de hasta 98%	--	Todos
	Precio regulado o licitación	Regulado: 12 \$/MWh al generador (aprox. 3.3 US\$/MWh) en las 90 horas semanales más cargadas	Regulado	Por licitación para suministros a partir de enero de 2003	Precio regulado 5.25 US\$/kW.mes cobrado a la potencia máxima demandada
Costo de falla empleados		\$ arg./MWh Hasta 1.6% 120 1.6% a 5% 170 5 a 10% 240 más de 10% 1500	1500 US\$/MWh	Aprox. 350 US\$/MWh (R\$ 684,00/MWh)	US\$/MWh 0 al 1.5% 177 1.5% al 5% 320 5% al 90% 562 mayor al 90% 1113
Posibilidad de intervención de la autoridad pública prevista o realizada en el pasado		No está prevista	No está prevista	Intervenciones ante la emergencia de la crisis del 2000-2001	El estado ha intervenido modificando la regulación de los costos de las generaciones de seguridad
Planificación estatal		No se realiza	Indicativa	Indicativa	Indicativa
Disponibilidad de gas natural		Abundante con restricciones en invierno	Recursos abundantes con restricciones regionales de transporte	Un proveedor dominante, la estatal Petrobras	Recursos abundantes con restricciones en el transporte

GENERACIÓN

	CHILE	ECUADOR	ESPAÑA	PARAGUAY
Precios spot estables cercanos a su valor medio	No	No	Si, con alguna aleatoriedad por generación hidráulica	No existe mercado spot
Ventas en contratos / Demanda	100%	Casi 100%	Insignificante	--
Remuneración a la capacidad	Qué se remunera	Potencia despachada en horas de punta en hidrología seca	Potencia para cubrir demanda pico y reserva en verano, en año seco de 90% de excedencia	Potencia disponible total pagada a las centrales con más de 480 horas de despacho anual
	Reciben todos o sólo si no tienen contrato	Los pagos resultan del mercado de transferencias de potencia entre generadores	Todos	Todos
	Precio regulado o licitación	Regulado, mensualidad de TG 3611,9 US\$/kW.mes en oct. 2001	Regulado, mensualidad de TG 5,7 US\$/kW.mes	Precio regulado 0,48 centavos de euro cobrado a energía demandada
Costo de falla empleados	US\$/MWh 0-10% 170-36 10-20% 204-51 más de 20% 249-79	300 US\$/MWh	No se emplean	No se emplean
Posibilidad de intervención de la autoridad pública prevista o realizada en el pasado	No está prevista	El estado está interviniendo en el mercado mediante contratos iniciales para resolver la crisis financiera del sector, y contratando generación de emergencia	No está prevista	
Planificación estatal	Indicativa	Indicativa	Indicativa	Normativa, realizada por la empresa estatal ANDE
Disponibilidad de gas natural	Abundante	Sólo un generador dispone del gas, se está iniciando el mercado	Abundante, el abastecimiento a centrales nuevas requiere grandes proyectos de importación	No se dispone aún. Es posible en el futuro la importación.

GENERACIÓN

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA	
Precios spot estables cercanos a su valor medio	No	No	No está definido el mercado spot	
Ventas en contratos / Demanda	100%	--	--	
Remuneración a la capacidad	Qué se remunera	Potencia despachada en hidrología seca y un adicional por energía despachada real	Reserva nacional, potencia de reserva en el país en cantidad determinada por el P. Ejecutivo	La ley prevé que existirá una remuneración a la garantía de potencia
	Reciben todos o sólo si no tienen contrato	Los pagos resultan del mercado de transferencias de potencia entre generadores	Sólo generadores sin contrato que ganan licitaciones de reserva nacional	--
	Precio regulado o licitación	Regulado, mensualidad de TG para la potencia	Licitación con precio por la potencia	--
Costo de falla empleados	250 US\$/MWh	US\$/MWh hasta el 5% 140 5% al 12,5% 400 12,5% al 20% 1200 más del 20% 2000	Se emplea 450 US\$/MWh	
Posibilidad de intervención de la autoridad pública prevista o realizada en el pasado	A través de la estatal Electroperu se han desarrollado proyectos de interés público. La empresa tomó un contrato take or pay de gas para contribuir al desarrollo del recurso	El Poder Ejecutivo determina niveles mínimos de reserva y contratos con centrales en el país. A través de UTE se contribuyó a la entrada del gas importado mediante contrato take or pay		
Planificación estatal	Indicativa	Determinativa para los niveles de abastecimiento local	La ley prevé la planificación por el Ministerio de Energía y Minas	
Disponibilidad de gas natural	Recursos abundantes; el transporte se está construyendo	Importación por dos gasoductos con capacidad remanente	Recursos abundantes, con restricciones en el transporte	

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS Y A CLIENTES LIBRES

	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	
REGULADOS	Contratos iniciales	Ya vencidos: de 8 años para generación térmica del Gran Buenos Aires	Sólo algunos inscritos antes de la reforma	Si, por el 100% de la demanda, venciendo entre 2003 y 2006	No
	Obligación de contratar del distribuidor	NO	Si, con salvedades	Si	Sólo en un periodo inicial, ya no rige
	Plazo de obligación	--	3 años	2 años de plazo para el 83% de la demanda, sin restricción de plazo un 10% adicional	--
	Porcentaje de obligación	--	80%	85% a dos años, 10% sin plazo	--
	Licitación obligatoria	No	Si	Se prevé para los suministros a partir del 1 de enero de 2003	Si
	Precio de contratos (regulado/mercado)	No regulado	Libres	No regulado parcialmente hasta el 2006	Resultante de la licitación
	Criterio para traslado a tarifas	Precio spot estabilizado	Precios de nodo regulados semestralmente	Valor normativo regulado	Regulado ponderado de compras de la empresa y sus competidores
	Multas por falta de suministro	Si	No	No	No
	Límite para entrar en el mercado	30 kW	1000 kW	Igual o más de 3 MW y 69 kV	55 MWh, o potencias superiores a 100 kW
LIBRES	% de consumo que representan	27%	3%	Muy bajo	25%
	Opción de permanecer a tarifas reguladas	Si	Si	Si	Si
	Multas por falta de suministro	Según contrato	Según contrato	Según contrato	Según contrato

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS Y A CLIENTES LIBRES

	CHILE	ECUADOR	ESPAÑA	PARAGUAY	
REGULADOS	Contratos iniciales	No (excepción de resolución 88)	Si, el 90% de la energía de los generadores estatales está comprometida	No existe un mercado de contratos	
	Obligación de contratar del distribuidor	Si	No, una vez vencidos los contratos iniciales	No, deben por el contrario adquirir en el spot	--
	Plazo de obligación	3 años de plazo	--	--	--
	Porcentaje de obligación	100%	--	--	--
	Licitación obligatoria	Si	Si	--	--
	Precio de contratos (regulado/mercado)	Regulado a precio de nodo, dentro de banda de 10% del mercado libre	Resultante de la licitación	--	--
	Criterio para traslado a tarifas	Se traslada los precios regulados de nodo de energía (spot medio en simulación de 4 años) y potencia (mensualidad de TG)	Se pasa a tarifas el precio referencial de energía (spot medio en simulación de 4 años) y potencia (mensualidad de TG)	Se reconocen los costos de compra en el mercado	--
	Multas por falta de suministro	A costo de falla (resolución 99 bis)	No está prevista	--	--
	Límite para entrar en el mercado	2 MW	2000 kW, durante al menos 6 de los 12 meses anteriores y consumo de energía mayor a 7000 MWh en 12 meses	Tensión superior a 1 kV y consumo anual mayor a 1 GWh. (En el 2003 todos los consumidores serán libres)	No existen un mercado para clientes libres
LIBRES	% de consumo que representan	SIC 40% SING 90%	54%	--	
	Opción de permanecer a tarifas reguladas	No	Si	Si	--
	Multas por falta de suministro	Reguladas a costo de falla	--	Según contrato	--

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS Y A CLIENTES LIBRES

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA	
REGULADOS	Contratos iniciales	Si	Si	--
	Obligación de contratar del distribuidor	Si	80% de clientes regulados y 50% de libres potenciales	
	Plazo de obligación	24 meses	5 años para clientes regulados y un año para libres potenciales	
	Porcentaje de obligación	100%	--	
	Licitación obligatoria	No	Si, para poder trasladar las compras a las tarifas	
	Precio de contratos (regulado/mercado)	Regulado a tarifas en barra, dentro de banda de 10% del mercado libre	Resultante de la licitación	
	Criterio para traslado a tarifas de nuevos contratos	Se pasa a tarifas los precios regulados en barra de energía (spot medio en simulación de 4 años) y potencia (mensualidad de TG)	Precios de licitación si se ha licitado. Precio regulado menor al del último contrato licitado por contratos no licitados	
	Multas por falta de suministro	A costo de falla	A costo de falla	
LIBRES	Límite para entrar en el mercado	Potencia contratada mayor a 1000 kW	500 kW	La ley prevé la existencia de clientes libres
	% de consumo que representan	47%	--	--
	Opción de permanecer a tarifas reguladas	No	Si	--
	Multas por falta de suministro	Según contrato	Según contrato	--

TRASMISIÓN E INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL	COLOMBIA	
Monopolio para redes nuevas	No	No	No	No	
Plan determinativo o indicativo	No	Indicativo	Determinativo	Determinativo	
Obligación de expansión del concesionario	No	No	No, exceptuando algunas redes entre 69 y 138 kV consideradas transmisión	No	
Reconocimiento de los costos de expansión	No	Si, con base en el costo de inversión reconocido	Costo resultante de licitación	Costo resultante de licitación	
Existencia de derechos de congestión	No	No	En estudio	No	
Otras intervenciones de la autoridad pública previstas o realizadas en el pasado	No	El regulador puede licitar ampliaciones	El Estado realiza el plan y las licitaciones para implementarlo	No	
Grado de avance en el comercio internacional	MW interconexión / MW instalados	18%	0%	10%	3%
	Comercio spot	Si	No	Si	Si
	Contratos internacionales	Si	No	Si	Si

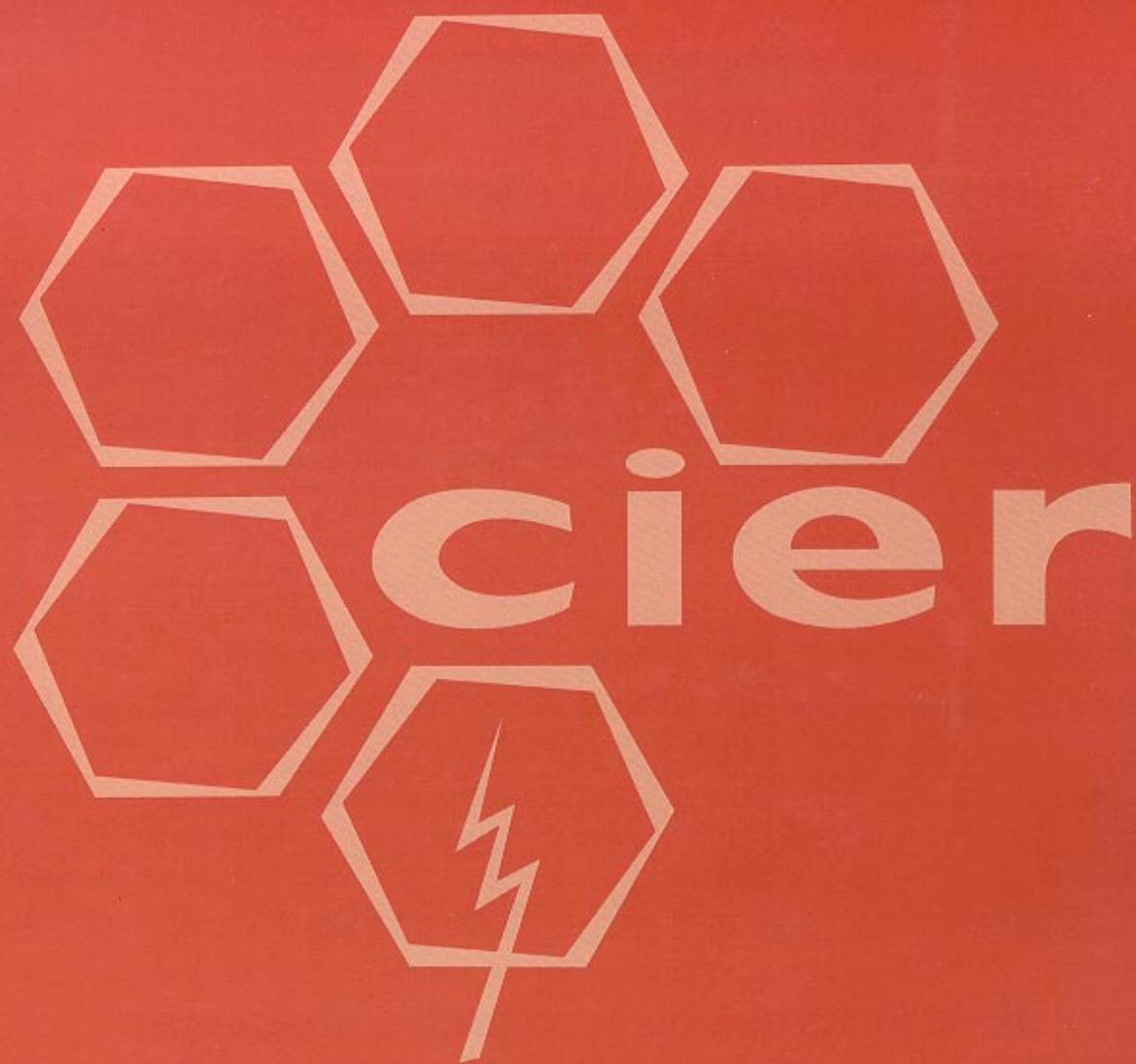
TRASMISIÓN E INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

		CHILE	ECUADOR	ESPAÑA	PARAGUAY
Monopolio para redes nuevas		No	Si	No	Si
Plan determinativo o indicativo		Indicativo	Determinativo	Determinativo	Determinativo
Obligación de expansión del concesionario		No	Si	No	Si
Reconocimiento de los costos de expansión		Costo resultante de negociación entre agentes y el transportista	Costo resultante del plan de expansión, con tasa regulada de retorno	Costo resultante de las obras, con tasa regulada de retorno	La normativa reconoce a ANDE los costos de expansión
Existencia de derechos de congestión		No	No	Se están estudiando para la interconexión internacional	No
Otras intervenciones de la autoridad pública previstas o realizadas en el pasado		No	Si	No	
Grado de avance en el comercio internacional	MW interconexión / MW instalados	SIC 0% SING importa desde central no interconectada en Argentina	Menor al 1%	4% aprox, en expansión	Alrededor del 100% como resultado de la obras binacionales de Itaipú y Yacretá
	Comercio spot	No		Si	--
	Contratos internacionales	Si – importación al SING		Si	En el marco de los aprovechamientos binacionales

TRASMISIÓN E INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

		PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Monopolio para redes nuevas		No	No, pero UTE tiene la opción de construir las redes zonales (hasta 150 kV) con tasa de retorno regulada	
Plan determinativo o indicativo		Indicativo	Determinativo	Determinativa
Obligación de expansión del concesionario		No, se realizan licitaciones para la expansión	Si, para las redes zonales	
Reconocimiento de los costos de expansión		Costos resultantes de la licitación	UTE: costo de licitación con tasa regulada Otros: canon resultante de licitación	
Existencia de derechos de congestión		No	Se prevén derechos de capacidad firme por las interconexiones internacionales	
Otras intervenciones de la autoridad pública previstas o realizadas en el pasado			--	
Grado de avance en el comercio internacional	MW interconexión / MW instalados	0%	Mayor al 100%, posible limitación a importar por red en Argentina	3.5%
	Comercio spot	--	Si	
	Contratos internacionales	--	Si	





**COMISION DE INTEGRACION
ENERGETICA REGIONAL**

Br. Artigas 1040, 11300 Montevideo - Uruguay
www.cier.org.uy