



**COMISION DE INTEGRACION
ENERGETICA REGIONAL**

**SERIE:
DOCUMENTOS
DE ANALISIS Y
DISCUSION**

PERFIL INSTITUCIONAL Y REGULATORIO
DEL SECTOR ELECTRICO SUDAMERICANO
JUNIO - 2001



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

**SECRETARIA GENERAL
MONTEVIDEO - URUGUAY**



PERFIL INSTITUCIONAL Y REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO SUDAMERICANO

DOCUMENTO DE ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

AGOSTO/2001



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), 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, la cual interactúa en forma dinámica con el Director Ejecutivo, el cual conduce la Secretaría General del Organismo.

El mercado de energía eléctrica de la CIER

Población: 332.386.000 hab.

Superficie: 17.347.150 km²

Energía generada: 635.103 GWh

Potencia instalada: 147.199 MW

Clientes: 74.187.000 cl

INDICE

INTRODUCCIÓN	11
AGRADECIMIENTOS	13
PRESENTACIÓN	17
RESUMEN EJECUTIVO	18
1 ARGENTINA	22
2 BOLIVIA	31
3 BRASIL	40
4 COLOMBIA	50
5 CHILE	59
6 ECUADOR	64
7 ESPAÑA	71
8 PARAGUAY	77
9 PERÚ	79
10 URUGUAY	85
11 VENEZUELA	90
ANEXO I - RÉGIMEN TRIBUTARIO EN LOS PAÍSES DE LA CIER	95
ANEXO II - DISPOSICIONES SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO	109

INTRODUCCIÓN

El documento que estamos presentando describe el perfil institucional y regulatorio de los países de la CIER y España. Su objetivo es desarrollar el conocimiento con enfoque sistemático e interdisciplinario, poniendo a disposición de las instituciones, entidades, organismos públicos, inversores, empresas y profesionales, los principales principios y políticas que rigen la materia.

La estrategia del Grupo de Trabajo CIER 08 “Regulación de los Mercados Eléctricos” es continuar con este esfuerzo desarrollando Documentos de Análisis y Discusión en temas específicos, de menor alcance, pero de mayor profundidad. Pretendemos que este documento sea el primero de una serie de trabajos. Como tal, hemos querido plantear un panorama general, sin ser exhaustivos, de aquellos aspectos de fuerte impacto en la rentabilidad y riesgo del negocio eléctrico y protección del consumidor, como ser: organismos reguladores, ingreso de empresas al mercado, grado de participación de los consumidores en las decisiones, acceso a la red, protección de la competencia, despacho y mercados competitivos, mercado de contratos bilaterales. También hemos querido destacar el tratamiento de la legislación en temas generalmente poco estudiados que no se pueden soslayar por su incidencia en la gestión de las empresas, como ser: seguridad jurídica, arbitraje, legislación tributaria y laboral, participación de los usuarios, medio ambiente.

Este documento presenta un resumen ejecutivo, perfiles de cada país, anexo tributario y anexo sobre aspectos de calidad producto y servicio. Complementa los estudios realizados por el Grupo de Trabajo CIER 02 “Mercados Mayoristas y Factibilidad de Interconexiones”, Grupo de Trabajo CIER 06 “Calidad del Servicio de Distribución”, y Grupo de Trabajo CIER 03 “Interconexiones Regionales de los Mercados Eléctricos” – Proyecto CIER 03, Fase I y II. En particular los estudios Calidad de Servicios de Distribución; e Interconexiones Regionales de Mercados Eléctricos. Lo previsto en dichos documentos no fue profundizado o abordado por el Grupo de Trabajo CIER 08.

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 más abajo se indican nos ha permitido ofrecer al lector esta 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.



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
Asistente del Director de Relaciones Institucionales

Integrante del Equipo:

Dra. Silvana do Rocío 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-CONELC

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

PRESENTACIÓN

En el estado permanente de cambio en el que se encuentra el sector eléctrico sudamericano, el estudio del marco legal y regulatorio es considerado cada vez más crítico. La rentabilidad, riesgo y sostenibilidad del servicio público depende en gran medida de una gran dosis de sabiduría e inteligencia para que instituciones y empresas desarrollen y apliquen una normativa ajustada a resolver los retos y dificultades que plantea un modelo de mercado eléctrico en competencia. Por eso la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) presenta este Documento de Análisis y Discusión con el propósito de contribuir, de compartir experiencias y profundizar el conocimiento en esta materia.

Con el apoyo invaluable de los Delegados y Representantes del Grupo de Trabajo CIER 08 “Regulación de los Mercados Eléctricos”, nuestro objetivo será continuar la labor que iniciamos con la edición de este documento, profundizando en los temas más sensibles regulatorios y aportando el conocimiento necesario para el desarrollo económico de nuestros países, del sector y beneficio de la sociedad y las personas.

A handwritten signature in black ink, which appears to be "Juan Carlos Alvarez Salomón".

Ing. Juan Carlos Alvarez Salomón
Director Ejecutivo CIER

RESUMEN EJECUTIVO

Las reformas institucionales y regulatorias en el sector eléctrico en los países de la CIER siguen un patrón general, común a procesos semejantes en todo el mundo, originado en las reformas en Chile en la década de los 80 y en las aplicadas posteriormente en Inglaterra, Argentina y luego en un gran número de países. La aplicación de las ideas básicas de este modelo de reforma regulatoria no se ha limitado exclusivamente al sector eléctrico, sino que se ha extendido a otros sectores de servicios públicos prestados a través de redes.

En gran parte de los casos, la reforma regulatoria y estructural del sector eléctrico ha estado acompañada por la privatización de los activos estatales en el sector. Sin embargo, se trata de problemas que pueden considerarse independientes y en la práctica, existen países en los que la reforma regulatoria ha tenido lugar en un marco de propiedad estatal mayoritaria del sector eléctrico.

Las ideas clave de este modelo son bien conocidas:

- La reforma regulatoria, la competencia y el acceso al mercado se hacen posibles mediante el diseño y puesta en vigor de normas regulatorias en general complejas, y respaldadas por un organismo regulador independiente, y por una entidad administradora del mercado.
 - Se separa la propiedad de los distintos segmentos de la industria, (en el caso del sector eléctrico, la generación, transmisión, distribución y comercialización) y se abre la participación a nuevos agentes económicos, estableciendo de manera clara los requisitos de entrada al mercado en los distintos segmentos de la industria eléctrica, buscando eliminar las barreras puramente institucionales.
 - En los casos en que por razones institucionales no resulta posible o deseable la separación de la propiedad entre los segmentos de generación, transmisión y distribución, se establece la independencia de gestión y separación contable entre dichos segmentos, cuando son ejercidos por una misma empresa o empresas vinculadas por su propiedad.
 - Se promueve la competencia en los segmentos de la industria que no constituyen monopolio natural; en el caso del sector eléctrico el segmento competitivo es la generación y comercialización de energía. Se busca incentivar la competencia mediante la desintegración horizontal de las grandes empresas generadoras preexistentes (cuando esto es institucionalmente posible) y por el incentivo a la entrada de generadores y comercializadores de energía independientes, creando mercados spot y de contratos para la energía eléctrica.
- En el mercado de contratos bilaterales los generadores y comercializadores venden energía a distribuidores y a consumidores finales habilitados para participar en el mismo.
 - En el mercado spot, los agentes participantes del mercado compran y venden las diferencias que resultan entre los compromisos pactados en los contratos y su generación o consumo reales de energía.
 - Salvo en el caso de que todos los consumidores finales puedan elegir libremente su proveedor de energía, los distribuidores mantienen un importante papel como intermediarios en el comercio de energía entre el mercado mayorista competitivo y los consumidores finales. Esto hace necesario regular dicha actividad de intermediación, estableciendo normas acerca del traslado a las tarifas de los consumidores finales, de los costos de energía y otros servicios que los distribuidores adquieren en el mercado mayorista.
 - Para que las transacciones del mercado puedan hacerse efectivas a través del transporte de energía por las redes de transmisión y distribución, se establece el acceso libre a las mismas, que continúan en general reguladas como monopolios naturales. Para lograr condiciones justas y equitativas de acceso para todos los agentes del mercado, se establecen reglas y generalmente precios de acceso regulados.
 - Si se mantiene la posibilidad de propiedad conjunta de generación y redes, se hace necesario evitar que el propietario de las concesiones de las redes adquiera por esta razón ventajas en el segmento competitivo de generación.
 - Generalmente, la regulación de las redes monopólicas pasa de una modalidad "cost plus" (en la que se traslada a las tarifas los costos incurridos por el monopolista) a otra "price cap" (en la que la tarifa cubre unos costos estándar considerados razonables para una empresa eficiente), que genera incentivos al monopolista para la reducción de costos.

Como resultado, la tarifa que los distribuidores (o comercializadores) pueden cargar a los consumidores finales no habilitados a acceder al mercado, o clientes regulados, resulta de la suma de los costos de la energía en el mercado mayorista que se le reconocen al distribuidor, más las tarifas reguladas que el

distribuidor paga al transportista, más una remuneración específica por la función de distribución.

El interés del estudio de los marcos regulatorios de la región radica en que, a pesar de que los mismos se basan en los mismos principios generales enumerados antes, existen alternativas en el diseño de la regulación según las realidades de cada país, sobre todo en cuanto al diseño del mercado mayorista.

El éxito en esa tarea de diseño e implementación del marco regulatorio en un sector eléctrico en concreto, se basa en gran parte en la correcta elección entre esas alternativas.

Sin pretender describir exhaustivamente las diversas situaciones, entre los puntos que dan lugar a estas alternativas en el diseño de los marcos regulatorios, pueden enumerarse:

- La naturaleza, integración, competencias y situación dentro del Estado, de los organismos reguladores.

En general, en la mayor parte de los países de la región se han establecido entes reguladores independientes para el sector, existiendo diversidad de situaciones en cuanto a la asignación de jurisdicciones entre organismos federales y provinciales (en los países en que existen ambas) y en la atribución a un mismo organismo o a organismos diferentes de las funciones de regulación, control y formulación de políticas para el sector.

- La posible limitación a la participación de la misma empresa o empresas vinculadas por su propiedad en más de una actividad de la industria eléctrica.

Se observa aquí una diversidad de situaciones, variando desde la prohibición a la integración vertical (Argentina, Bolivia), su autorización sólo para las empresas preexistentes (Colombia), o su autorización estableciendo la necesidad de separación contable (Uruguay, Brasil)

- Las normas de protección de la competencia, entre ellas las que regulan el grado máximo de concentración admisible en las actividades de generación, comercialización y distribución.

En la mayor parte de los países existen restricciones a la concentración en la generación y en algunos países las mismas también se aplican a la comercialización y distribución. En otros casos, como en Chile, no existen normas de este tipo.

- La amplitud del acceso de consumidores finales en forma directa al mercado competitivo.

En ese sentido existe en la región un rango bastante amplio en los límites inferiores de potencia y energía que habilitan a los consumidores a acceder al mercado en forma directa, variando entre 30 kW en el caso de Argentina hasta 2 MW en el caso de Chile y Ecuador. También existen situaciones diferentes en cuanto a la efectiva utilización de esta posibilidad de acceso al mercado por parte de los consumidores habilitados.

- La existencia o no de comercializadores puros de energía, no propietarios de instalaciones de generación.

A este respecto se dan en la región las dos situaciones, existiendo la figura del comercializador en Argentina, Colombia y Brasil, en tanto que en otros casos como Chile, Ecuador y Uruguay no está prevista la misma.

- La forma en que se realiza el despacho, y en particular el grado de libertad de los generadores para declarar sus costos.

En algunos casos como el de Colombia, existe libertad para la declaración de los costos de los generadores, limitada sólo en caso de situaciones de extrema escasez de energía, próximas al racionamiento. En otros casos, existen restricciones a la libertad de declaración de costos de los generadores, como límites superiores a los costos de combustible que puede declarar el generador, o se recurre a la aplicación de modelos centralizados para el cálculo del despacho de las centrales hidráulicas (como en Chile y Brasil).

- Las formas de cobertura de riesgos en el mercado spot, de importancia en los países de la CIER, que poseen sistemas fuertemente hidráulicos y sujetos a aleatoriedad en los precios spot.

En general la única forma de cobertura de riesgo existente en la región es la de los contratos bilaterales, si bien en algunos mercados como el de Colombia, se está analizando la posibilidad de crear mercados de futuros estandarizados. En Brasil, existe el llamado mecanismo de reasignación de energía entre los generadores hidráulicos, que permite que el conjunto de los mismos comparta los riesgos de cantidad generada por las centrales, en lugar de enfrentarlos individualmente.

- El papel que se concede a los contratos de largo plazo en el mercado mayorista, y los incentivos a los distribuidores para hacer contratos.

Las soluciones adoptadas varían entre la obligación de contratar el 100% de la demanda de los distribuidores, como en Chile, hasta casos como el de Argentina, en el que existe para los distribuidores



la posibilidad de comprar en un mercado a precio estabilizado, que amortigua la aleatoriedad de precios spot y reduce fuertemente los incentivos de los distribuidores para contratar.

- Las normas sobre traslado a las tarifas de los clientes regulados, por parte de los distribuidores, de los costos de compra en el mercado mayorista, sea en el mercado spot o en el de contratos.

La solución más común aplicada en los países de la región es la determinación de un precio máximo que puede ser trasladado a las tarifas (bajo denominaciones tales como precio de nodo, precio estacional o valor normativo según los países). En la mayor parte de los casos dicho precio máximo es una estimación de los precios spot esperados en el sistema en un período futuro.

Otra solución, adoptada por ejemplo en Colombia, consiste en permitir a los comercializadores (ya que la función de distribución y comercialización se realizan por empresas separadas en ese país), trasladar a los clientes regulados los precios de compra en contratos, siempre que los mismos resulten de una convocatoria a ofertas donde se garantice transparencia y libre concurrencia, y se adjudiquen a la oferta de menor precio

- La existencia y la forma que toman las remuneraciones a la capacidad instalada en generación.

La mayor parte de los países ha adoptado remuneraciones a la capacidad instalada y disponible de generación, que complementan a los ingresos por energía de los generadores. La forma más frecuente de estas remuneraciones es la de un precio unitario fijo y regulado, que se paga a la potencia promedio con la que el generador resultaría despachado en una simulación en situaciones críticas para el sistema de generación.

- La forma de definir las remuneraciones de los transportistas y las tarifas por el uso de las redes de transmisión

En general las remuneraciones de los transportistas cubren un estándar de costos totales de capital, operación y mantenimiento, sea a través de remuneraciones reguladas, o de cánones requeridos por los transportistas por la construcción de obras nuevas. Una excepción es el caso de Argentina, en el que las instalaciones existentes en el momento de la reforma regulatoria, son remuneradas sólo por sus costos de operación y mantenimiento y una estimación de los ingresos variables por diferencias de precios de nodo, sin que este valor alcance a cubrir el total de costos de las instalaciones, lo que

formaba parte de las condiciones bajo las cuales se privatizó el sistema.

La forma de atribuir los costos del transporte entre los usuarios del sistema varía entre los países. En general existe una componente de tarifas de transporte implícita en la variación de los precios spot entre los nodos del sistema y otra asociada a las instalaciones de conexión asignables a cada usuario del sistema. El resto de lo requerido para remunerar a los transportistas se reparte entre los usuarios por diversos mecanismos: estampillado en proporción a una potencia representativa del uso (como en Bolivia, Ecuador o Uruguay), método de áreas de influencia (como en Argentina) o estimaciones de los costos incrementales de largo plazo que los usuarios provocan en la red (Brasil).

Un caso especial es el de Chile, donde hasta el presente los peajes son negociados entre el interesado y el dueño del sistema de transmisión, sobre la base de las reglas previstas en la ley, y donde en caso de desacuerdo, resuelve un árbitro.

También existen diversos criterios respecto al reparto de los cargos entre los generadores y las cargas del sistema. Así, en Chile los mismos son pagados por los generadores, en Bolivia existe un reparto prefijado del 25% a los generadores y 75% a las cargas, y en otros países el reparto no se fija a priori sino que resulta de los criterios con que se asigna el uso de la red entre los agentes.

- La forma de decidir las expansiones de la transmisión que serán remuneradas por el sistema de peajes.

En general los países de la región han establecido una autoridad centralizada para planificar la expansión, o al menos para autorizar la inclusión de nuevas instalaciones en el régimen de remuneraciones general.

Un régimen distinto es el de Argentina, donde las ampliaciones que benefician a una diversidad de agentes del mercado, deben realizarse por un procedimiento de concurso público: el mismo debe ser iniciado por agentes que representen por lo menos el 30% de los beneficios derivados de la ampliación, y debe probarse la conveniencia para el sistema de la ampliación, pero la construcción de la misma puede ser vetada por otro conjunto de beneficiarios que representen otro 30% de los beneficios.

- Las normas sobre comercio internacional de energía eléctrica

Si bien los marcos regulatorios de los países de la región poseen en general previsiones para el

comercio internacional de energía, las mismas no son en todos los casos de aplicación real, dada la inexistencia de flujos significativos de energía, o si existe comercio el mismo se resuelve mediante acuerdos bilaterales no necesariamente articulados con los marcos regulatorios de los países intervinientes. La experiencia más importante de desarrollo de comercio internacional posterior a la implantación de los marcos regulatorios actuales, es la de los contratos de exportación de energía desde Argentina hacia Brasil, Chile y Uruguay.

En general, los marcos regulatorios hacen que las transacciones internacionales participen en la formación de los precios spot del mercado local, con la excepción del caso de Colombia, en que las exportaciones no afectan los precios de las transacciones locales.

La regulación en los países de la región no permite todavía la existencia de un comercio spot multilateral totalmente fluido, capaz de aprovechar íntegramente las ventajas de la interconexión. La realización de nuevos proyectos de interconexión, por ejemplo en la zona del cono sur del continente, hará probablemente necesario el desarrollo de este nuevo tipo de regulación.

Como se ve, este informe muestra que en algunos de los puntos anteriores, las soluciones halladas en los distintos países de la CIER han sido diferentes, reflejando las distintas peculiaridades técnicas y situación institucional de partida en cada país, y aún la diversidad de opiniones técnicas respecto a los mismos problemas.

Este informe intenta también ilustrar la situación de los distintos países de la CIER respecto a un conjunto de aspectos institucionales, que abarcan un área más amplia que la puramente regulatoria, y que también tienen una importancia fundamental para determinar la rentabilidad de las empresas del sector:

- Las normas generales sobre competencia vigentes en el país, que complementan las contenidas en el marco regulatorio.

A este respecto, en algunos casos las instituciones y normas de competencia aplicables al conjunto de la economía, han tenido incidencia en decisiones sobre la materia en el sector eléctrico, tal como en Chile o España, en tanto que en otros países, no existen tales normas generales, o no han sido aplicadas al sector.

- Las disposiciones sobre protección del medio ambiente. En este sentido, es generalizada la existencia en los países de la CIER, de normas ambientales de aplicación a todos los sectores de la economía, que

establecen la necesidad de realizar estudios de impacto ambiental para la ejecución de las inversiones más importantes del sector.

En algunos países, entre ellos Argentina, Brasil y España existen también normas específicas para el sector eléctrico, aplicables principalmente a los impactos ambientales de la generación.

- Las disposiciones tributarias y laborales que afectan el nivel de actividad, gestión económica y promoción de las inversiones en el Sector Eléctrico.

Se puede concluir que en general, no existe un tratamiento específico en materia impositiva y de cargas sociales, que diferencie al sector eléctrico respecto al resto de la economía, si bien existen excepciones (por ejemplo la aplicación de algunos impuestos indirectos en Brasil).

A medida que se incremente el grado de integración entre los mercados energéticos de los países de la CIER, se hará más importante el análisis de las asimetrías impositivas y de cargas sociales entre los países integrados. En la medida en que pueda afectar la competitividad de las empresas eléctricas de diversos países en un mercado integrado, el punto podría merecer la atención de la CIER en el futuro. Si se acentúan los procesos de integración regional, como el Mercosur o la Comunidad Andina, puede pensarse que tendría lugar una convergencia en los regímenes impositivos entre los países de la región.

- El grado de seguridad jurídica de los créditos adquiridos por las empresas en la prestación de los servicios eléctricos.

En general, las reformas regulatorias han elevado el grado de seguridad jurídica en el sector, si bien existen países en los que aún persisten dificultades en la materia, por ejemplo originadas en la dificultad de pago en el mercado mayorista de empresas estatales en vías de privatización, que mantienen ingresos tarifarios no ajustados a los costos.

- Las normas vigentes sobre arbitraje y conciliación en caso de controversias.

En general coexisten instituciones dedicadas al arbitraje comercial en general, con funciones de arbitraje específicas para el sector, que la normativa atribuye a los organismos regulatorios.

Como se ve, existe una diversidad de situaciones y de soluciones adoptadas en los distintos países de la CIER, respecto a muchos de los puntos enumerados anteriormente. Esto justifica los esfuerzos de sistematización y análisis de la información regulatoria e institucional en la región y su estudio comparativo, a los que busca contribuir este documento.

I ARGENTINA

1.1 Organismos reguladores

Existe un Ente Regulador Nacional (ENRE), en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía con competencia sobre el mercado eléctrico mayorista y la distribución en la ciudad de Buenos Aires y áreas cercanas (concedida por el Estado Nacional). Las funciones que la ley 24065 atribuye al ENRE son las siguientes.

- Hacer cumplir la propia ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión.
- Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad de los servicios prestados.
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios.
- Establecer las bases para el cálculo de tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y disposiciones de la ley.
- Publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores, en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios.
- Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución de electricidad.
- Llamar a participar en procedimientos de selección y efectuar las adjudicaciones correspondientes, firmando el contrato de concesión ad referendum del Poder Ejecutivo.
- Propiciar ante el Poder Ejecutivo, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de concesiones.
- Autorizar las servidumbres de electroductos.
- Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previsto en la ley.
- Velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad.
- Promover, ante los Tribunales competentes, acciones civiles o penales, incluyendo medidas cautelares para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de la ley, su reglamentación y los

contratos de concesión.

- Reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan, por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso.
- Requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesaria para verificar el cumplimiento de la ley y realizar las inspecciones que, al efecto resulten necesarias
- Publicar la información y dar el asesoramiento que sea de utilidad para generadores, transportistas y usuarios, siempre que ello no perjudique injustificadamente derechos de terceros.
- Aplicar las sanciones previstas en la ley, en sus reglamentaciones y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso.
- Asegurar la publicidad de las decisiones que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas.
- Someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Congreso de la Nación un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público.

Existen también Entes Reguladores provinciales encargados de las concesiones de distribución otorgadas en sus respectivas provincias.

El ENRE y los entes provinciales financian su funcionamiento con una tasa de fiscalización y control pagada por lo agentes del sector. Si bien el ENRE elabora su propio presupuesto, en los hechos está sujeto a restricciones presupuestarias por razones de la limitación al gasto público.

Según el artículo 57 de la Ley N° 24.065, el ENRE es dirigido y administrado por un directorio integrado por cinco (5) miembros, de los cuales uno es su Presidente, otro su Vicepresidente y los restantes vocales. La selección de los directores, según lo impone el artículo 58 de dicha norma, es por concurso público entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y su designación corresponde al Poder Ejecutivo. Los directores duran en su mandato cinco (5) años y el mismo puede ser renovado en forma indefinida, cesando en sus mandatos en forma escalonada cada año. Para permitir tal escalonamiento, al designar el primer directorio, el Poder Ejecutivo estableció la fecha de finalización de cada uno de los miembros del mismo.

Los miembros del directorio tienen dedicación exclusiva en su función y por considerárselos funcionarios

públicos les caben sus incompatibilidades; sólo pueden ser removidos de su cargo por acto debidamente fundamentado del Poder Ejecutivo. El Congreso de la Nación debe ser comunicado por el Poder Ejecutivo de los fundamentos de su decisión, en forma previa a la designación o remoción, y aquél puede emitir opinión dentro del plazo de treinta (30) días corridos de recibidas las actuaciones. Emitida la misma o transcurrido el plazo establecido para ello, el Poder Ejecutivo Nacional queda habilitado para el dictado del acto respectivo.

El marco regulatorio y los reglamentos técnicos operativos se encuentran en aplicación plena.

1.2 Ingreso de empresas al mercado

Generación hidroeléctrica: se requiere concesión de explotación en los términos del artículo 14 de la Ley N° 15336, por 30 años de plazo.

Las concesiones son otorgadas de manera conjunta por el Estado Nacional y las provincias.

Generación nuclear: se encuentra a cargo del Estado

Generación térmica convencional: no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo Nacional para su explotación, pero sí se requiere permiso de la autoridad local para la instalación de una central, y el cumplimiento de las normas en materia de medio ambiente y seguridad pública.

Transmisión: se requiere concesión, la que se otorga por un plazo de 95 años. No hay posibilidad de nuevas concesiones salvo al vencimiento del plazo (95 años) y se pueden otorgar licencias técnicas para operar como transportista independiente en el marco de una concesión de transporte. Las concesiones son otorgadas por el Estado Nacional.

Distribución: se requiere concesión, la que se otorga por un plazo de 95 años. En principio no es revisable la exclusividad zonal salvo supuesto de adelanto tecnológico y en tal caso la revisión debería coincidir con la finalización de un periodo de gestión y daría lugar a la revisión de las cláusulas del contrato.

Comercialización: la ley no reconoce al comercializador como agente del MEM pero posteriormente, por vía reglamentaria (Decreto N° 186/95) se le otorgó la condición de participante en el mercado. Para actuar como tal debe ser previamente habilitado mediante autorización de la Secretaría de Energía y Minería de la Nación, la cual en su caso, también debe autorizarle el cese de actividades. Para obtener la habilitación de la Secretaría como participante del MEM en calidad de Comercializador deben cumplirse los requisitos

establecidos en la Ley N° 24.065, su reglamentación y normas complementarias.

En particular se requiere al comercializador: (i) no ser agente del MEM, (ii) estar habilitado por estatuto a dedicarse en forma habitual y como objeto principal a la compra y venta de energía eléctrica producida por terceros y consumida por terceros, (iii) contar con un patrimonio neto de U\$S 14.000.000.

Todo comercializador que quiera realizar ventas en el mercado a término debe aportar un depósito de garantía al denominado Fondo de Garantía de Comercializadores. Ese aporte define el límite del volumen máximo de energía eléctrica que el comercializador puede vender por contratos en el mercado a término durante un período trimestral. Los comercializadores deben inscribirse en el Registro que lleva CAMMESA.

Si bien los contratos de concesión tanto de transporte como de distribución de energía eléctrica han sido otorgados por 95 años, en todos los casos dicho plazo se divide en los llamados periodos de gestión, el primero de los cuales se extiende por quince años a contar desde la toma de posesión, y los siguientes por diez años.

Está previsto que con una antelación no inferior a seis meses al vencimiento del período de gestión en curso, el ENRE u organismo que lo reemplace, llame a concurso público internacional para la venta del paquete mayoritario de la empresa concesionaria (que es aquél que permite el manejo societario), iniciando las publicaciones al efecto y estableciendo el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario, que se aplicarán durante los siguientes cinco años.

El titular del paquete mayoritario tiene derecho a presentar, al fin de cada periodo de gestión, y bajo sobre cerrado, el precio en el que valúa el paquete mayoritario dentro de los términos y condiciones del concurso público.

El referido sobre cerrado y los de las ofertas económicas son abiertos simultáneamente en el acto que, a tales efectos, determina el correspondiente pliego.

La no presentación por el titular del paquete mayoritario del referido sobre en la fecha indicada, no afecta la venta del paquete mayoritario en concurso público, (esta actitud del concesionario resultaría indicativa de su decisión de no continuar en la actividad concesionada)

El derecho del titular del paquete mayoritario de participar en el concurso no puede ser ejercido cuando la venta de las acciones sea consecuencia de un incumplimiento suyo que de lugar a esta venta como



máxima sanción, (los respectivos contratos de concesión prevén en forma expresa las situaciones que dan lugar a la venta de las acciones del paquete mayoritario, como sanción ante graves incumplimientos contractuales del concesionario del servicio público)

Si el precio contenido en el sobre cerrado es igual o mayor al de la mejor oferta económica, el titular del paquete mayoritario conserva la propiedad del mismo, sin estar obligado a pagar suma alguna. Si el precio indicado en el sobre cerrado es menor que el correspondiente a la mejor oferta económica, el paquete mayoritario es adjudicado al oferente que haya efectuado dicha oferta económica.

El importe que se obtiene por la venta del paquete mayoritario, es entregado por el concedente, previa deducción de los créditos que por cualquier causa tuviere a su favor, a quien hubiera sido hasta dicha venta titular del paquete mayoritario

1.3 Consumidores. Acceso directo al mercado y uso de la red.

Los consumidores en general tienen el derecho de participar por sí mismos o representados por asociaciones de usuarios en las Audiencias Públicas en las que se ventilan puntos que los afectan, donde se prevé la existencia de un Defensor de Usuarios. Los consumidores tienen derecho a la publicidad de los actos del Ente Regulador.

A partir de abril del 2000 pueden acceder directamente al mercado mayorista los grandes usuarios con capacidad instalada mayor a 30 kW. Este límite se ha ido reduciendo, a partir de los 5 MW al inicio del sistema en el año 1992. Existen en la actualidad alrededor de 1900 grandes usuarios agrupados en 3 categorías según su forma de acceso al mercado.

La ley de marco regulatorio del sector asegura a los agentes y en particular a los grandes usuarios, el uso de las redes de transporte y de distribución. Ningún transportista o distribuidor puede ofrecer ventajas o preferencias para el uso de su red, salvo las que permita razonablemente el ENRE.

Existen tres categorías de grandes usuarios.

El Gran Usuario Mayor (GUMA) debe tener en cada punto de conexión una demanda de potencia y energía mínima para consumo propio de 1 MW y 4380 MWh anuales respectivamente, y contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por el 50% o más de su demanda de energía eléctrica, con un mínimo de 4380 MWh anuales.

El Gran Usuario Menor (GUME) debe tener o haber solicitado, en cada punto de suministro, una demanda de potencia para consumo propio inferior a 2 MW y mayor o igual que 30 kW, y contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de su demanda de potencia y energía eléctrica.

El Gran Usuario Particular (GUPA) debe tener o haber solicitado, en cada punto de suministro, una demanda de potencia para consumo propio inferior a 100 kW y mayor o igual que 30 kW y contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de su demanda de potencia y energía eléctrica.

Los futuros Grandes Usuarios que por sus características de potencia y/o 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,

Salvo el caso en que por ampliación de las instalaciones, un gran usuario requiera necesariamente el cambio de categoría, el mismo sólo puede solicitar tal cambio transcurrido un período no menor de un año.

Las mediciones para los GUME no se realizan en una primera etapa con mediciones horarias de potencia, sino con medición de energía mensual por banda horaria y de potencia horaria máxima mensual.

Las mediciones para los GUPA no se realizan en una primera etapa con mediciones horarias de potencia, sino con el equipamiento de medición que dispongan al momento de la solicitud, el que como mínimo debe registrar la energía mensual consumida por el usuario. La empresa distribuidora, a la que está conectado un GUPA, puede instalar, a pedido del GUPA o por sí, equipamientos de medición que como mínimo cumplan los requisitos exigidos para la medición del GUME, en los términos del Contrato de Concesión de aquella.

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.

El Organismo Encargado del Despacho no está obligado a enviarles los estudios, programaciones y demás información que suministra al resto de los agentes.

1.4 Legislación tributaria y laboral

Las concesionarias de servicios públicos, están obligadas por contrato al pago de todos los impuestos y no gozan de garantía de estabilidad tributaria, pudiendo reclamar sólo si se grava con impuestos diferenciados la propia actividad.

A los fines de unificar en un único tributo el que deben pagar las distribuidoras concesionarias del Estado Nacional a las autoridades locales, en sustitución de cualquier otro, los contratos prevén una determinada tasa sobre los ingresos asociados a la venta de energía eléctrica, pagadera a los municipios y otro porcentaje sobre la misma base pagadero a la Provincia de Buenos Aires.

1.5 Normas que definen la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

Una misma empresa no puede realizar directamente más de una de las actividades en el sector (generación, transmisión, distribución), si bien puede participar en empresas que las realicen, con las siguientes limitaciones:

- Un generador, distribuidor, gran usuario o empresa controlada por uno de ellos o controlante de los mismos, no puede ser transportista, ni propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante, salvo en los casos de agentes autorizados por el Poder Ejecutivo que construyen transporte a su exclusivo costo y para su propia necesidad.
- Un transportista o empresa o grupo controlante de un transportista, no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Toda consolidación o fusión entre empresas del conjunto de distribuidoras y transportistas, o la adquisición de acciones de una de ellas por otra, requiere la autorización del ENRE.

Ningún generador térmico puede tener una capacidad instalada de más del 10% de dicha generación.

Ningún comercializador puede manejar más del 5% de la demanda anual de energía del MEM, calculada como la suma de la demanda prevista para distribuidores, grandes usuarios y autogeneradores.

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.

1.6 Normas de protección de la competencia

La ley habilita al ENRE a caracterizar, en cada caso particular, si una situación configura un acto de competencia desleal o un abuso de posición dominante en el mercado, y a resolver sobre el caso luego de audiencia pública, y comete a la Secretaría de Energía el control de las condiciones de libre competencia.

1.7 Despacho y mercados competitivos

1.7.1. Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

La ley establece la existencia de un organismo específico que cumpla las funciones de operador técnico del sistema y de administrador del mercado, el Organismo Encargado del Despacho (OED). Dichas funciones han sido asignadas a una compañía privada, pero cuyo estatuto está establecido por un decreto, denominada CAMMESA.

El directorio de CAMMESA está integrado por dos representantes del Estado Nacional, y dos por cada una de las cuatro asociaciones de empresas que representan a generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios del mercado.

El presupuesto de CAMMESA tiene un máximo regulado y es cubierto por los participantes del mercado mediante el pago de una tasa. Además de realizar la operación del sistema, CAMMESA realiza como agente de las empresas participantes, la facturación de las operaciones de compra y venta de la energía y otros servicios comerciados en el mercado.

1.7.2. Mercado spot y precio spot de la energía

Toda la generación se despacha en forma centralizada por parte de CAMMESA, con independencia de los contratos suscritos por los generadores. CAMMESA determina también los precios spot. CAMMESA obtiene la operación de mínimo costo empleando en la optimización costos de generación declarados libremente por los generadores térmicos, valores del agua declarados por los generadores hidráulicos y máquinas ficticias que representan el costo de falla.



Los generadores térmicos declaran su costo mensualmente, mediante la declaración del costos de sus insumos variables (principalmente combustibles). Los generadores hidráulicos declaran semanalmente el valor del agua para distintas bandas de volumen de llenado de sus embalses. Los autogeneradores y cogeneradores ofertan libremente precios por su energía.

Cuando el agua es escasa y la trayectoria de las cotas de un embalse ingresan dentro de la franja inferior (denominada franja de operación extraordinaria - FOE -), el generador pierde toda capacidad de manejo del embalse y la política de operación la establece la Autoridad (local o regional) de aplicación en materia de manejo de aguas. Por ejemplo en la región del Comahue esa tarea, entre otras, le ha sido asignada por contrato a la AIC (Autoridad Interjurisdiccional de Cuenca). Naturalmente cuando el embalse está en la FOE los criterios de operación son hídricos en vez de energéticos, por lo que los concesionarios tratan por todos los medios de evitar caer en esta u otras franjas de dominio de este poder administrador, que depende de la provincia o de la región dónde esté emplazado el embalse.

El rango de valores del agua que pueden declarar los generadores es entre cero y un valor del agua máximo, denominado valor del agua máximo declarable, calculado como un porcentaje, denominado Porcentaje para el Valor del Agua (%VA), del primer nivel de costo de falla establecido para la Programación Estacional. Dicho porcentaje es actualmente del 50%, lo que equivale a 60 U\$/MWh.

Para el despacho se considera a un nodo específico de la red, localizado en el centro de cargas del sistema, como nodo mercado. Para su empleo en el despacho los costos ofertados son afectados por un factor de nodo calculado diariamente para cada hora del día y cada nodo de la red, que refleja las pérdidas marginales de transmisión de energía entre dicho nodo y el mercado.

El precio spot de la energía en el mercado es el costo marginal de la energía en dicho nodo y a partir del mismo se calculan los precios de energía por nodo afectando el precio de mercado por los factores de nodo.

Cuando en el despacho óptimo, por falta de capacidad de transporte, una zona de la red, que es excedentaria (deficitaria) llega al máximo de su capacidad de exportación (importación) de energía al (del) resto de la red, para dicha área se calcula un precio spot local para la energía, igual al costo marginal en el área.

1.7.3. Precios de otros servicios prestados por los generadores

Existe un mercado de la potencia operada, generada más rotante, en el que se remunera a los generadores la potencia operada en las horas fuera de valle de los días hábiles, que no esté comprometida en contratos con distribuidores o grandes usuarios.

El precio de la potencia operada en el nodo mercado es de 10 dólares por MW.hora de potencia operada, fuera del valle. El precio de la potencia operada en los restantes nodos se calcula afectando el precio en el mercado por un factor de adaptación, que está relacionado con los sobrecostos producidos, en los nodos receptores, a los agentes consumidores, cuando las interconexiones del Transporte en Alta Tensión tienen salidas de servicio forzadas.

Todos los generadores tienen obligación de aportar a la regulación primaria de frecuencia con capacidad propia, o comprada a terceros en un mercado con precio horario en el que participan sólo los generadores. También existe un mercado de regulación secundaria de frecuencia, cuyo costo es pagado por la demanda.

CAMMESA determina semestralmente una cantidad de potencia de reserva fría de generación, es decir potencia que no genera pero es capaz de arrancar en 20 minutos. Semanalmente se licita el cubrimiento de dicha reserva entre los generadores, determinándose un precio de la reserva fría, igual al de la oferta más cara aceptada, con la limitación de que no puede superar el precio de la potencia operada en el mercado.

Los generadores térmicos son remunerados adicionalmente por el concepto de reserva base térmica. A cada generador térmico se le calcula la potencia media con la que resulta despachado en el año mas seco de la serie histórica de aportes, en los períodos fuera de valle de días hábiles. Dicha potencia menos la potencia operada y la vendida en contratos o como reserva fría en cada mes, es remunerada mensualmente bajo el concepto de reserva base térmica.

Los generadores están obligados a suministrar potencia reactiva sin costo dentro de su curva de capacidad y a disponer de capacidad de arranque en negro cuando lo solicite el OED, la que es remunerada por su costo.

Los distribuidores y grandes usuarios pagan la potencia puesta a disposición (PPAD) y reserva base térmica por la parte de su demanda que no esté abastecida mediante contratos.

Si bien la participación de los cargos por energía y por potencia en la formación del precio total del mercado, visto por los distribuidores en el mercado estacional,

varía según la situación del sistema, a fines del año 2000 la participación era de 74% para la energía y 26% para la potencia.

1.8 Mercado de contratos bilaterales

Los generadores y comercializadores pueden realizar contratos con los distribuidores y grandes usuarios para el suministro de energía, en condiciones comerciales pactadas libremente, si bien son de conocimiento público y se registran en CAMMESA.

Actualmente, del total de la energía generada para el mercado local alrededor del 36% se vende en contratos.

Los contratos deben ser registrados por CAMMESA, que determina los apartamientos entre las cantidades de energía que los generadores acordaron vender y la efectivamente generada, imputando los excedentes como ventas en el mercado spot de energía y los faltantes como compras en el mercado spot de energía. Lo mismo ocurre con la potencia operada.

El plazo mínimo de esos contratos es de un mes.

No existen mercados estandarizados forward o de futuros de energía, u otros derivados financieros, de modo que los únicos instrumentos de cobertura del riesgo son los contratos bilaterales.

1.9 Generación

Existen alrededor de 40 empresas de generación, y la participación de mercado de la mayor empresa privada de generación es de alrededor del 9%.

No existen planes indicativos de expansión, si bien la Secretaría de Energía publica anualmente documentos de prospectiva destinados a suministrar información a los interesados, con un horizonte de 10 años.

Los incentivos principales a la expansión de la generación proceden de las señales del precio spot de energía, al que se agregan las remuneraciones de potencia operada y reserva base térmica, concedidas por el sistema. No existe una demanda de los distribuidores por la realización de contratos con los generadores, ya que aquéllos pueden comprar energía al precio estabilizado estacional, sin correr riesgos de ningún tipo, pues pueden trasladarlos a los consumidores.

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.

1.10 Fuentes renovables

Existen incentivos otorgados por el Estado Nacional para la generación eólica y solar para servicios públicos. Algunas provincias han establecido incentivos adicionales, como la de Buenos Aires, que compensa con 10 US\$/MWh la energía generada con fuentes renovables.

1.11 Transmisión

La transmisión constituye un servicio público, sujeto a contratos de concesión y al principio de libre acceso.

Existe una empresa privada (TRANSENER) que tiene la concesión del servicio de transporte por la red troncal de 500 kV, y empresas privadas de alcance regional que poseen las concesiones de las redes de transmisión de menor tensión.

Pueden entrar nuevas empresas a prestar servicios de transporte, en la medida en que obtengan concesiones para la realización de obras de expansión de la red.

1.11.1 Remuneración y penalizaciones a los transportistas

Existen dos tipos de equipamiento a los efectos del cálculo de la remuneración que recibe el transportista: el equipamiento amortizado y las ampliaciones en período de amortización.

El equipamiento amortizado consiste actualmente en la totalidad de las instalaciones concedidas durante el proceso de privatización a comienzos de la década pasada. El concesionario recibe una remuneración recalculada cada 5 años consistente en:

- La remuneración por conexión, y la remuneración por capacidad de transporte, que cubren un costo estándar de operar y mantener el equipamiento de conexión y transformación en las estaciones y el de transporte respectivamente. Estas remuneraciones pueden reducirse por el ENRE por concepto de aumento de eficiencia, en las revisiones quinquenales
- La remuneración por energía y potencia transportada, que se calculan como el valor esperado de los ingresos variables implícitos para el transportista como resultado de los precios de nodo de energía y potencia (suma de la energía y potencia saliente de las redes del transportista valorada a su



precio spot menos la energía y potencia entrante en las redes, valorada de igual manera). Este cálculo es realizado por CAMMESA mediante simulaciones del sistema y aprobado por el ENRE.

Las ampliaciones en período de amortización, reciben, en lugar de los ítems anteriores, un canon anual, igual al monto solicitado por el adjudicatario de la ampliación, en la licitación que determinó dicha ampliación.

Las salidas de servicio de instalaciones son objeto de penalizaciones. Superados ciertos límites de tasas de falla, se prevé la duplicación de la multa por fallas y para fallas aún mayores, la ejecución de las garantías otorgadas por los titulares del paquete mayoritario de la concesionaria de transporte, bajo la figura de una prenda sobre el paquete accionario de control de la Sociedad Concesionaria.

Los beneficiarios del producido de las multas son los usuarios perjudicados (generadores, distribuidores o grandes usuarios).

El concesionario de transporte no puede ser penalizado por un monto anual mayor que el equivalente al 10% de su ingreso total anual, ni tampoco por una suma mensual mayor al 50% de su ingreso total mensual.

1.11.2 Pago de los agentes por los servicios de transporte

Los usuarios del transporte, generadores, distribuidores y grandes usuarios, pagan por el uso de la red por tres conceptos:

- Un cargo por uso, que resulta implícito en los factores de nodo y de adaptación, que determinan precios distintos por la energía y potencia según el nodo.
- Un cargo por conexión, por el empleo de los equipos con los que el agente se conecta a la red, y que se corresponde con la remuneración por conexión del transportista propietario de dichos equipos.
- Un cargo complementario, que contribuye a cubrir la diferencia entre la remuneración total que debe recibir cada transportista por cada instalación y lo recaudado por dicha instalación por los dos conceptos anteriores. Este cargo complementario debe cubrir la remuneración de las inversiones en las ampliaciones en período de amortización.

Cada usuario aporta por concepto de cargo complementario, sólo por las instalaciones que emplea. El criterio aplicado para determinar si un generador (distribuidor o gran usuario) emplea una instalación y la cuota parte de la misma que emplea, se basa en analizar la variación marginal de la carga de dicha instalación cuando en el nodo en que se encuentra dicho usuario se inyecta (se retira) un MW de potencia, tomando el nodo mercado como barra flotante.

1.11.3 Mecanismos de expansión de la red

Existen varios mecanismos de expansión de la red, siendo los principales:

- Por acuerdo de partes, cuando un conjunto de usuarios contrata con el concesionario de transporte o con un concesionario independiente la construcción de la ampliación, haciéndose cargo de los costos de inversión. Los restantes usuarios sólo pagan los cargos por conexión y la remuneración por uso implícita en los factores de nodo y adaptación, es decir que no contribuyen al pago de la inversión en la ampliación.
- Por concurso público, cuando un conjunto de beneficiarios de la ampliación que reciban al menos un 30% de los beneficios de la misma, solicitan la realización de una licitación, en la que se adjudica la concesión de la ampliación a quien demande el menor canon anual. Todos los beneficiarios pagan la obra, por los mecanismos de pago de los servicios de transporte descritos antes, aún cuando no hayan solicitado la ampliación. Un conjunto de beneficiarios que represente un 30% de los beneficios potenciales puede impedir la ejecución de este mecanismo.

Cuando existen restricciones de transmisión en uno o varios corredores de transmisión que determinan la aparición de precios locales, se genera un aumento en la remuneración implícita de dichos corredores, por diferencia entre precios de nodo en sus dos extremos. Estos excedentes no remuneran al concesionario del corredor sino que se acreditan a una cuenta destinada al financiamiento de las ampliaciones del corredor.

Existe un planeamiento indicativo de la expansión de la red. Recientemente se estableció un Plan Federal de Transmisión, destinado a promover la construcción de varias líneas que mallen el sistema de 500 kV. Por su parte cada transportista elabora anualmente una Guía de Referencia del Sistema de Transporte, donde indica las inversiones que considera necesarias en su sistema.

Las multas por fallas en las instalaciones se limitan a los montos establecidos en los contratos de concesión y se descuentan de los pagos que deben realizar los usuarios.

1.12 Distribución

1.12.1 Participación en el mercado mayorista

Los distribuidores pueden adquirir la energía en contratos bilaterales o en un mercado estacional, que actúa estabilizando las variaciones aleatorias de los

precios spot de la energía, gracias a la existencia de un fondo de estabilización. 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. Se modelan las demandas, la red y la oferta. Al modelar la oferta se incluyen las centrales hidráulicas, y con ellas, el nivel de los embalses y la hidraulicidad esperada. Uno de los resultados de la simulación es el precio spot medio de la energía en dicho período, y la distribución de probabilidad de los precios spot.

En el mercado estacional estabilizado los distribuidores pagan un precio estacional de la energía por su demanda de energía y un precio estacional de la potencia, que resulta de las remuneraciones a la potencia que el mercado concede a los generadores.

Los contratos de concesión establecen en general que los distribuidores pueden traspasar a los consumidores finales regulados los precios estacionales estabilizados de energía y potencia.

1.12.2 Remuneración por la función de distribución

El ENRE, con anterioridad suficiente al vencimiento del cuarto año de cada período de vigencia del cuadro tarifario del distribuidor, define las bases para el cálculo de las tarifas de distribución a los clientes finales, que incluyen costos de compra en el mercado mayorista y los costos propios de distribución, que deben reflejar los costos marginales o económicos del desarrollo de la red.

La Calidad del Servicio suministrado por las empresas concesionadas por el Poder Ejecutivo Nacional es controlada por el ENRE, en los siguientes aspectos:

- Calidad del Servicio Técnico (Frecuencia y duración de las interrupciones)
- Calidad del Producto Técnico (Nivel de Tensión y Perturbaciones)

- Calidad del Servicio Comercial (Tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios, emisión de facturación estimada, reclamos por errores de facturación, restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago)

1.12.3 Seguridad jurídica en el cobro de los consumos

Para zonas marginales de baja cobrabilidad se encontró por medio de un Acuerdo Marco, un mecanismo para regularizar los consumos y facilitar su cobro por parte de las empresas distribuidoras.

En materia de distribución de energía, los contratos, a través del reglamento de suministro que regula la relación entre la empresa y sus usuarios, admiten la acción de corte para supuestos de falta de pago del servicio, sin perjuicio de la acción ejecutiva para obtener su cobro.

La concesión no comprende como obligación del prestador el alumbrado público, aunque este puede hacerlo si así lo conviene con el respectivo municipio. No existe diferencia entre usuarios particulares y entidades públicas o empresa del estado en cuanto a las acciones que para obtener el pago del servicio corresponden a la distribuidora.

1.13 Comercio internacional

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 al precio ofertado, y que en caso de ser despachadas se remuneren por dicho precio.

Los contratos bilaterales internacionales requieren la autorización de la Secretaría de Energía, y requieren el respaldo de máquinas capaces de suministrar la potencia comprometida.

Los operaciones de compra y venta de energía en el mercado spot resultantes del comercio internacional, intervienen en la formación del precio spot de la energía igual que las locales. En la actualidad están operativos contratos de exportación hacia países vecinos.

Está previsto un régimen especial para la construcción de transporte para interconexión con países vecinos, que permite que los agentes con contratos firmes de exportación o importación aseguren su derecho de prioridad al empleo de la capacidad construida.



1.14 Preservación del medio ambiente

Los agentes controlados por el ENRE deben respetar la normativa ambiental nacional y jurisdiccional vigente, la que establece:

- Para los generadores:
 - El autocontrol de las emisiones gaseosas de las centrales térmicas al ambiente, mediante el monitoreo de parámetros tales como óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, material particulado y oxígeno.
 - La implementación de un sistema de gestión ambiental en cada empresa, mediante la adopción de un Plan de Gestión Ambiental (PGA)
 - El establecimiento de sistemas de vigilancia de la calidad ambiental circundante, en aquellos pedidos de ampliaciones de centrales térmicas existentes, o de radicación de nuevas centrales.

Es probable que a corto plazo, puedan reducirse los estándares de emisión a la atmósfera, pero dichas modificaciones no significan un cambio conceptual en la gestión ambiental en el sector eléctrico.

- Para los transportistas y distribuidores:
 - El autocontrol de parámetros relacionados con la seguridad y el medio ambiente: radio interferencia, puestas a tierra, campos eléctricos y magnéticos y ruido audible.
 - La implementación de un sistema de gestión ambiental en cada empresa, mediante la adopción de un Plan de Gestión Ambiental (PGA)
 - La minimización del impacto ambiental (p.ej. impacto visual entre otros) en el diseño, construcción y operación de nuevas líneas de transmisión, distribución y estaciones de transformación.

1.15 Arbitraje y conciliación

En los contratos de concesión se prevé expresamente el sometimiento de los concesionarios a la jurisdicción nacional.

1.16 Estabilidad y tendencias previsibles de evolución del marco institucional y regulatorio

La regulación en el mercado argentino se encuentra operativa desde hace ocho años, manteniendo un elevado grado de estabilidad, dentro del marco de una evolución hacia la liberalización del acceso de consu-

midores directamente al mercado, reduciendo los requisitos de potencia y energía.

La actividad de transporte, que no comprende la obligación de expandir las redes, está siendo sometida en la práctica a revisión en ese aspecto, dado que el Estado está encarando emprendimientos que permitan su ampliación, cuando en el marco original del modelo tal ampliación correspondía exclusivamente a los usuarios del sistema.

Por otro lado, representantes de los generadores, enfatizan la necesidad de un papel más importante para los contratos de largo plazo. Este último punto se hace importante en la medida que aparezcan nuevos proyectos de interconexión con Brasil, y el eventual ingreso de energía secundaria de ese país genere mayores oscilaciones de los precios spot de energía.

1.17 Enumeración de las normas más importantes para el sector

Leyes N° 23.696 de Reforma del Estado; N° 14.772 que define la jurisdicción nacional en materia de distribución, como excepción al principio general de que dicho servicio es de jurisdicción local; N°15.336 y N° 24.065 de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Nacional; Decreto N° 1.398/92 reglamentario de la Ley N° 24.065; N° 19552 de servidumbres administrativas de electroducto; N° 24.240 de Defensa del Consumidor;

Resoluciones exS.E. N° 61/92 y N° 137/92 con sus modificatorias y complementarias: que conforman los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Calculo de Precios en el MEM, conocidos como LOS PROCEDIMIENTOS de CAMMESA, para la administración y despacho técnico del mercado eléctrico mayorista.

2 BOLIVIA

2.1 Organismos reguladores

El organismo regulador es la Superintendencia de Electricidad (SDE), creada por la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) (Ley 1600 de octubre de 1994), como una persona jurídica de derecho público, con jurisdicción nacional y autonomía de gestión técnica, administrativa y económica con el objetivo de regular, controlar y supervisar las actividades del sector eléctrico. El financiamiento para su operación, proviene de una tasa de regulación que pagan las empresas eléctricas no superior a 1% de sus ingresos.

La SDE está regida por un Superintendente designado por el Presidente de la República de una terna propuesta por dos tercios de la Cámara de Senadores, cuyo mandato es de cinco años. El Ministerio de Desarrollo Económico tiene tuición sobre la SDE, si bien ésta no tiene ningún nivel de subordinación ejecutiva. La Superintendencia General del Sistema de Regulación Sectorial ejerce funciones de fiscalización sobre la SDE y de recurso jerárquico superior ante interposición de demandas ante resoluciones de la SDE.

Las atribuciones específicas principales de la SDE son las siguientes: a) proteger los derechos de los consumidores; b) asegurar que las actividades de la industria eléctrica cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa del consumidor, establecidas en la Ley SIRESE y la Ley de Electricidad (LDE); c) otorgar concesiones, licencias y licencias provisionales; d) declarar la caducidad de las concesiones y revocatoria de licencias; e) intervenir las empresas eléctricas; f) velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los titulares de concesión y licencia; g) imponer servidumbres; h) aprobar y controlar cuando corresponda los precios y tarifas máximas aplicables a las actividades de la industria eléctrica; i) aprobar las interconexiones internacionales, las importaciones y exportaciones de electricidad; j) supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); k) aplicar sanciones; m) requerir información de las personas individuales o colectivas que realicen alguna actividad de la industria eléctrica y publicar estadísticas de las actividades de la industria eléctrica; n) Informar a las autoridades competentes sobre infracciones relativas al medio ambiente causadas por actividades de la industria eléctrica; y o) conocer y procesar denuncias y reclamos sobre las actividades de la industria eléctrica.

Cuando se pone en riesgo la normal provisión del servicio, la SDE mediante procedimiento público y

resolución administrativa debidamente fundamentada, puede decidir la intervención preventiva del titular de una concesión o licencia por un plazo no mayor a un año, que puede prorrogarse por una sola vez. Culminado el referido plazo, la SDE con base en el informe del interventor puede levantar la intervención, disponer la apertura del procedimiento de caducidad de la concesión o de revocatoria de la licencia, o suscribir un convenio con el titular para garantizar la normal provisión del servicio

2.2 Ingreso de empresas al mercado

Para el ejercicio de actividades de la industria eléctrica, las empresas deben obtener licencia o concesión según el detalle siguiente.

Para la generación hidroeléctrica se requiere licencia para el ejercicio de la actividad, que puede ser otorgada a través de solicitud de parte interesada o licitación pública, y concesión para el uso de los recursos hídricos

La producción de electricidad de origen nuclear será objeto de ley especial.

La generación térmica convencional requiere licencia para el ejercicio de la actividad, que puede ser otorgada a través de solicitud de parte interesada o licitación pública.

La transmisión requiere licencia para el ejercicio de la actividad, que puede ser otorgada a través de solicitud de parte interesada o licitación pública.

Para la distribución se requiere concesión de servicio público, que puede ser otorgada a través de solicitud de parte interesada o licitación pública.

No está prevista la actividad de comercialización pura, separada de la generación o distribución de energía.

Además se otorga concesión de servicio público a las actividades de la industria eléctrica que son desarrolladas en forma integrada en sistemas aislados y licencia para la actividad de transmisión asociada a la generación. El marco legal también contempla el otorgamiento de licencia provisional para la realización de estudios para centrales de generación que usen y aprovechen recursos naturales y para instalaciones de transmisión.



Las concesiones o licencias según el caso son otorgadas por la Superintendencia de Electricidad, solo a sociedades anónimas constituidas de acuerdo al Código de Comercio, que cumplen con los requisitos establecidos en la Ley.

La SDE controla las obligaciones del titular de las licencias de generación en cuanto a la ejecución de las obras en los plazos establecidos contractualmente; garantizar la calidad y seguridad del servicio, presentación de información técnica y económica requerida por autoridades competentes; acatamiento de las instrucciones del CNDC.

Para la transmisión, además de las obligaciones señaladas para la generación, la SDE controla que el titular de una licencia permita el uso de sus instalaciones al resto de agentes del sector, sujeto al pago correspondiente.

Para la distribución, además de las obligaciones señaladas para la generación, la SDE controla que el distribuidor preste el servicio a todo consumidor que lo solicite, dentro de su zona de concesión; que satisfaga toda la demanda de electricidad en la zona de concesión; que mantenga contratos vigentes con empresas de generación; y que permita el uso de sus instalaciones a consumidores no regulados, generadores y autoprodutores que estén ubicados dentro de su zona de concesión.

Las causales bajo las cuales se puede declarar la caducidad de concesiones o revocatoria de licencias, principalmente son las siguientes: a) el no inicio o terminación de las obras e instalaciones establecidas en el contrato; b) cuando el titular de la concesión o licencia modifique el objeto para el cual fue otorgada la concesión o licencia; c) cuando el titular de concesión o licencia no corrija su conducta luego de haber recibido notificación de la SDE.

Las empresas eléctricas y consumidores no regulados para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deben cumplir en forma previa con los requisitos técnicos establecidos por el CNDC.

2.3 Consumidores. Acceso directo al mercado y uso de la red.

Se reconocen dos tipos de consumidores: el consumidor regulado, que es aquel ubicado en el área de concesión de un distribuidor y es abastecido por este, y el consumidor no regulado, que es aquel que puede contratar en forma independiente el suministro de electricidad con un generador o distribuidor u otro proveedor.

Para ser calificado como consumidor no regulado, éste debe tener un nivel mínimo de demanda de potencia equivalente a 1000 kW. En 1997 se autorizó la participación en el mercado de los dos primeros consumidores no regulados y a noviembre de 2000 existían cuatro consumidores no regulados. Existen restricciones regulatorias temporales para la constitución de consumidores no regulados, aplicables a aquellos ubicados dentro de las áreas de concesión de empresas distribuidoras. Está consagrado el principio de libre acceso a las redes de transmisión y distribución necesario para la participación de los grandes consumidores en el mercado.

No existen organismos específicos para la protección de los consumidores independientes. La SDE ha establecido el Sistema Oficina del Consumidor con el objetivo de atender las reclamaciones, denuncias y consultas de los consumidores; en éste sistema la primera instancia del proceso es en la misma empresa distribuidora, y en segunda instancia en la SDE.

2.4 Legislación tributaria y laboral

Los aspectos tributarios están regidos por la Ley 843 de 20 de mayo de 1986 – Ley de Reforma Tributaria. En el sector eléctrico se aplican impuestos al valor agregado (13%), a las transacciones (3% sobre el valor de la factura) y a las utilidades (25%, deducible del impuesto a las transacciones) que son aplicados a todas las actividades económicas salvo las actividades de producción minera y petrolera que tienen regímenes especiales.

Las importaciones de insumos están gravadas con una tasa de importación de 10%, en tanto que las importaciones de capital pagan tasas de importación de entre 0% y 5%, para la mayoría de los bienes de capital del sector eléctrico se aplica la tasa de 0%.

La legislación laboral aplicable en el sector eléctrico no establece ninguna particularidad respecto de las demás actividades económicas y es la contenida en la ley del 8 de diciembre de 1942 – Ley General del Trabajo y Decreto Supremo 224 de 23 de agosto de 1943 – Reglamento a la Ley General del Trabajo.

2.5 Normas sobre la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

En el Sistema Interconectado Nacional (SIN), ninguna empresa que ejerza una de las actividades de la industria eléctrica (generación, transmisión, o

distribución) o sus empresas vinculadas y accionistas o socios vinculados, podrá poseer derecho propietario en ningún porcentaje ni ejercer el control de la administración en otra empresa eléctrica dedicada a una actividad de la industria eléctrica diferente de la que ejerce la primera.

Las empresas de distribución, excepcionalmente y sujetas a reglamentación, pueden poseer instalaciones de generación que utilicen y aprovechen recursos naturales renovables con una capacidad de hasta un 15% de su demanda máxima, siempre que esta capacidad no sea ofertada al mercado de generación. En ese caso, el costo de la generación propia del distribuidor, podrá ser trasladado a las tarifas sólo hasta el valor del precio de nodo (que se define más adelante), más los cargos de transmisión que correspondan.

En la actividad de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las empresas, sus accionistas o socios vinculados o empresas vinculadas no pueden ser titulares de derecho propietario equivalente de más del 35% de la capacidad instalada en forma individual o conjunta. La SDE puede autorizar a una empresa a exceder ese límite temporalmente, cuando tenga lugar la entrada de un nuevo proyecto cuya escala económica no pueda reducirse.

Las empresas eléctricas deben registrar en la SDE a todos sus accionistas y socios cuya participación en el capital social exceda del 5%.

El Estado tiene una participación mínima en la propiedad del sector que se limita a un 3.5% en el negocio de distribución y un 2.5% de la capacidad de generación, que serán también transferidas al sector privado

2.6 Normas de protección de la competencia

En términos generales la Ley del SIRESE establece disposiciones antimonopólicas y de defensa de la competencia en los sectores regulados por el Sistema de Regulación Sectorial. Estas disposiciones prohíben acuerdos anticompetitivos, prácticas abusivas, y fusiones entre competidores. Se establece también la imposición de sanciones ante la transgresión de las prohibiciones citadas.

Se considera la posibilidad de no aplicar la prohibición de fusiones entre empresas, cuando la misma persiga fines que no conlleven la posibilidad de eliminar la competencia.

Las disposiciones anteriormente mencionadas han sido reglamentadas a través del decreto supremo 24504

(Reglamento a la Ley del SIRESE), específicamente en cuanto al procedimiento de: a) consulta para obtener pronunciamiento de cualquier Superintendente Sectorial sobre acuerdos anticompetitivos y de fusiones entre competidores; y b) exclusión de la prohibición de fusiones.

Al presente, en el Poder Legislativo se encuentra en revisión un Proyecto de Ley de Competencia.

2.7 Despacho y mercados competitivos

2.7.1 Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

El organismo encargado de la coordinación de la operación técnica y la administración del mercado es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), integrado por un delegado de la Superintendencia de Electricidad, que lo preside, y por un representante por cada uno de los siguientes grupos: generadores, transportistas, distribuidores y consumidores no regulados. Las funciones operativas del CNDC se realizan a través de su Unidad Operativa.

Las principales funciones del CNDC son las siguientes: a) planificar la operación integrada del SIN, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo; b) realizar el despacho de carga en tiempo real a costo mínimo; c) determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional; d) calcular los precios de Nodo del SIN, de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y presentarlos a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación; e) establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada; f) programar la operación del sistema eléctrico manteniendo el nivel de desempeño mínimo aprobado por la Superintendencia de Electricidad; g) supervisar la puesta en marcha de nuevas instalaciones y a solicitud de la Superintendencia de Electricidad participar en auditorías técnicas a las instalaciones existentes en el SIN; h) habilitar la incorporación de nuevos agentes al mercado mayorista; i) elaborar las Normas Operativas, obligatorias para los Agentes del Mercado; finalmente debe entregar a la Superintendencia de Electricidad la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida por ésta y poner a disposición de los agentes las bases de datos y la información disponible y procesada para la programación, el despacho y la operación del sistema.

El CNDC realiza la programación de la operación en cuatro modalidades para períodos de distinta duración:

a) de mediano plazo, que se realiza dos veces al año para períodos de 48 meses que comienzan en los meses de mayo y de noviembre con detalle semanal para tres bloques horarios; b) estacional, que se realiza en forma mensual con detalle semanal para períodos estacionales de seis meses que empiezan en los meses de mayo y noviembre; c) semanal, que cubre con detalle diario la semana calendario siguiente; y d) diaria que cubre con detalle horario las 24 horas del día siguiente.

2.7.2 Despacho, mercado spot y precio spot de la energía

La operación del SIN la determina el CNDC con base en la programación diaria o predespacho que tiene como objetivo abastecer la demanda al mínimo costo total, satisfaciendo un nivel de desempeño mínimo preestablecido. El CNDC realiza el predespacho considerando la demanda horaria prevista, capacidad de transporte disponible, restricciones de operación debidas al mantenimiento del nivel de desempeño mínimo, las condiciones existentes en las centrales hidráulicas, el valor del agua y las ofertas de costo de producción presentadas por los generadores térmicos.

La operación del mercado eléctrico está regulada por un Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.

Los generadores térmicos ofertan semestralmente su costo de producción, declarando: el costo del combustible (sujeto a un límite superior calculado como un precio de referencia más la tarifa de transporte de dicho combustible); el poder calorífico del combustible; el Heat Rate de las unidades generadoras para distintos estados de carga y temperaturas; costos variables de operación y mantenimiento; y porcentaje de pérdidas por transformación y consumo propio. Los precios de referencia de los combustibles se determinan en base a su respectivo costo de oportunidad aplicando la metodología definida por CNDC y aprobada por la SDE.

El despacho de las unidades generadoras se efectúa considerando la energía hidráulica no regulada con un valor igual a cero, la energía hidráulica regulada con su valor del agua y la energía térmica con el valor ofertado. La oferta hidráulica no regulada tiene prioridad en el despacho, en caso de producirse indiferencia económica entre dos o más unidades hidráulicas en bloques de punta, se despachan en proporción a las potencias generables en dichos bloques. Para el despacho horario se considera la potencia de las unidades generadoras térmicas en función de la temperatura, las unidades son despachadas con una reserva rotante no inferior a la prevista en las condiciones e desempeño mínimo.

Como resultado de la programación diaria se determina para cada hora, la asignación óptima de la oferta

hidrotérmica, los precios de producción de las unidades térmicas, las restricciones operativas, las pérdidas de transmisión, los requerimientos de calidad y seguridad de área y la generación forzada, la reserva rotante y los costos marginales de corto plazo.

El precio spot de la energía se calcula para cada hora, como el costo marginal de corto plazo teniendo en cuenta los precios de las unidades térmicas no forzadas y el valor del agua. Mediante factores de pérdidas se obtienen los precios spot en todos los nodos del sistema.

Las discrepancias que puedan producirse acerca del funcionamiento del mercado spot, como el de contratos, tienen como primera instancia al Comité Nacional de Despacho de Carga, y como una instancia posterior la Superintendencia de Electricidad.

2.7.3 Precios de otros servicios prestados por los generadores

Para complementar el precio de la energía se tiene un precio regulado de potencia de punta que se aplica a la potencia firme de los generadores y a la potencia de punta demandada por los distribuidores, consumidores no regulados y generadores con contrato.

La potencia firme de las centrales se calcula de manera que mida su contribución al abastecimiento del sistema en una condición hidráulica de año seco, y en el momento de demanda máxima de potencia del sistema.

Para el conjunto de las centrales hidráulicas se calcula una oferta de energía firme en el período mayo-octubre, que es la cantidad de energía que es superada con probabilidad 95%. A partir de la anterior se calcula la energía firme de cada central de manera que la suma de energías firmes de todas las centrales iguale a la oferta total de energía firme hidráulica del sistema. La potencia firme de cada central hidráulica que es remunerada, se calcula despachando de manera óptima la energía firme de la misma.

Para el conjunto de las centrales térmicas se calcula una potencia firme igual a la que puede suministrar el total de las mismas con una probabilidad dada. Dicha probabilidad se toma de manera tal que la suma de potencia firme del conjunto de las centrales hidráulicas, más la potencia firme del conjunto de las centrales térmicas, iguale la demanda máxima anual prevista.

La potencia firme del conjunto de las centrales térmicas se asigna entre ellas en proporción a su contribución incremental de potencia firme, igual a la diferencia entre la potencia que todas las centrales térmicas pueden suministrar con una probabilidad de excedencia dada, y la que puede suministrarse con igual probabilidad si se retira la central.

En caso de que la capacidad instalada de centrales térmicas sea lo bastante grande como para que ninguna probabilidad menor o igual al 98% consiga la igualdad de potencia firme de hidráulicas más térmicas, con la demanda máxima anual, se reduce la potencia firme asignada a las centrales térmicas, comenzando por las de mayor costo variable. Es decir que en caso de exceso de capacidad térmica instalada, las centrales de mayor costo variable no recibirían remuneración de potencia firme.

El precio básico de la potencia de punta se determina en base a la anualidad de la inversión de la unidad generadora más económica (una turbina de gas de ciclo abierto) para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema, más un porcentaje no mayor al 1.5% por concepto de gastos fijos de operación, mantenimiento y administración, más un porcentaje entre 5% y 15% correspondiente a la no disponibilidad teórica del sistema, más un porcentaje correspondiente a la no disponibilidad programada de la unidad generadora de punta.

En el último estudio de precios de nodo para el semestre mayo-octubre de 2001 el Precio Básico de Potencia de Punta fue de 7.97 US\$/kW-mes.

El precio de la potencia de punta en cada nodo del sistema se calcula aplicando al precio básico un factor de nodo de la potencia, que se calcula a partir de las pérdidas marginales de suministrar un incremento de potencia en el nodo, incrementando la generación en un nodo de referencia.

Los generadores reciben una remuneración mensual de potencia igual al precio de nodo de la potencia por su potencia firme, descontada la indisponibilidad forzada y programada. A su vez, cada generador compra potencia al precio de nodo respectivo, por la suma de potencias de los contratos vendidos por el generador, en el momento de potencia máxima del sistema. Los distribuidores y consumidores no regulados compran potencia de punta al precio de nodo, por la potencia demandada en el momento de máxima carga del sistema.

Adicionalmente se tiene la potencia de reserva fría que es la potencia que se asigna a unidades generadoras en un área para garantizar el suministro, cuando la potencia firme sea insuficiente para cubrir la demanda por estar indisponible una unidad generadora en esa área.

La potencia de reserva fría es remunerada a un precio máximo regulado igual a un porcentaje del precio básico de potencia definido por la SDE.

Los precios de nodo de la potencia se fijan a comienzos de cada programación semestral considerando la demanda máxima anual estimada del sistema. Las

transacciones que se realizan mensualmente, se reliquidan al final del período una vez conocida la demanda máxima real del sistema.

El Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico establece la obligación para cada generador de contribuir a la reserva rotante y potencia de regulación, que requiere el sistema. Los generadores tienen la obligación de aportar energía reactiva según las características técnicas de sus máquinas. Los distribuidores y consumidores no regulados deben presentar un factor de potencia de 0.95 en horas de punta y 0.9 en el resto del día.

2.8 Mercado de contratos bilaterales

Existe un mercado de contratos a precios pactados libremente entre las partes, en el que los generadores pueden vender a distribuidores y consumidores no regulados. Los contratos deben ser registrados ante la Superintendencia de Electricidad.

Un generador puede comprometer en contratos la suma de la potencia firme de sus unidades, más la potencia contratada con otros generadores, más las compras de potencia en el mercado spot. Es decir que no tiene restricciones a priori sobre la potencia que puede contratar.

Los distribuidores deben cubrir mediante contratos, al menos el 80% de la Potencia de Punta bajo su responsabilidad en su zona de Concesión. Una vez cumplida esta obligación, los Distribuidores podrán comprar en el Mercado de Contratos y/o en el Mercado Spot el remanente de su demanda. La duración de los contratos obligatorios del Distribuidor será como mínimo de tres años.

Si no existen ofertas suficientes para contratar su requerimiento el distribuidor compra el remanente en el mercado spot; si las ofertas no son convenientes, puede solicitar a la SDE la disminución de su obligación de contratar. Las demás disposiciones sobre la contratación de los distribuidores se presentan en el punto sobre Distribución

2.9 Generación

Existen nueve empresas generadoras, de las cuales la mayor tiene una participación de mercado del 34% en capacidad instalada.

La Superintendencia de Electricidad a propuesta del CNDC, establece parámetros de desempeño mínimo para el SIN, tanto en condiciones normales como de emergencia. El CNDC define para cada nodo del sistema las obligaciones de cada agente generador que



resultan del compromiso de desempeño mínimo establecido, especificando los requerimientos de generación y/o reserva local y global.

El CNDC recaba la información correspondiente a la operación del sistema, estableciendo si la misma se encuentra dentro de los indicadores de desempeño mínimo. En caso de identificación de transgresiones a esos niveles, determina el CNDC informar a la SDE, para que ésta proceda con la aplicación de sanciones previstas en el marco legal. Verificada la comisión de la infracción por parte de la empresa de generación, se procede a la aplicación de una sanción que puede variar del 0,1% al 3% del valor de sus ventas de electricidad de los últimos seis meses.

2.10 Transmisión

La transmisión en el SIN está compuesta por líneas y subestaciones en tensiones de 69 kV y superiores. El Sistema Troncal de Interconexión (STI) comprende las instalaciones 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.

2.10.1 Remuneración de la Transmisión

El costo anual de la Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión, se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

El costo anual de inversión, es igual a la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión correspondientes a un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado y se calcula tomando una vida útil de 30 años y aplicando una tasa de actualización del 10% anual. Esta tasa sólo puede ser modificada por el Poder Ejecutivo, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada. La nueva tasa de actualización no puede diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración corresponden como máximo al 3% de la inversión indicada en el inciso anterior. Este porcentaje puede ser modificado en base a estudios encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas.

La remuneración máxima que los Generadores conectados al Sistema Troncal de Interconexión abonarán por el uso de las correspondientes instalaciones de transmisión, se compone de un ingreso tarifario y de un peaje por transmisión.

El ingreso tarifario resulta de la diferencia entre los retiros valorizados de energía y Potencia de Punta y las inyecciones valorizadas de energía y Potencia de Punta respectivamente, en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión.

El peaje por transmisión, es la diferencia entre el costo anual de transmisión y el ingreso tarifario anual. Este peaje es pagado en mensualidades por los agentes del mercado que son usuarios de la transmisión.

2.10.2 Pago de los agentes por el uso del Sistema Troncal de Interconexión

Los peajes por el uso del STI son atribuidos en un 25% a los generadores y en un 75% a los consumos (distribuidores, consumidores no regulados y generadores con contrato). El monto atribuible a los generadores se divide entre todos los generadores que operan en el mercado en proporción a la energía anual que inyectan al sistema.

El monto de peaje atribuible a los consumos es pagado por los agentes que retiran electricidad del sistema en proporción a su potencia de punta.

2.10.3 Mecanismos de expansión de la red

Las instalaciones para la expansión del Sistema Troncal de Interconexión o para el incremento de su capacidad de transporte, que la empresa propietaria de este sistema considere necesarias para la óptima operación del transporte, sólo pueden ejecutarse previo informe del CNDC y aprobación de la Superintendencia mediante Resolución, a partir de la cual pasan a integrar el Sistema Económicamente Adaptado y reciben remuneraciones del conjunto del sistema según lo descrito antes.

Las instalaciones de expansión del Sistema Troncal de Interconexión o de incremento de su capacidad de transporte, que sean ejecutadas por cuenta de otros agentes del Mercado, son de exclusiva responsabilidad de ellos, en cuanto a su inversión y mantenimiento. Si la evolución del Sistema así lo justifica, la Superintendencia, previo informe del CNDC, puede determinar la fecha, y el valor con que dichas instalaciones pasen a formar parte del correspondiente Sistema Económicamente Adaptado, pasando a remunerarse según lo descrito en el punto anterior.

2.11 Distribución

2.11.1 Participación en el Mercado Eléctrico Mayorista

Los distribuidores son agentes demandantes en el MEM

por sus compras en el mercado spot no contempladas en sus contratos de suministro. Tiene la obligación de comprar por medio de contratos, al menos el 80% de la Potencia de Punta bajo su responsabilidad en su zona de concesión. Una vez cumplida esta obligación, los distribuidores pueden comprar en el mercado de contratos o en el mercado spot el remanente de su demanda.

Los distribuidores que, por excepción sean propietarios de instalaciones de generación, (por hasta un 15% de su demanda), no pueden ofrecer su potencia firme en el mercado de contratos, sino que incorporan la potencia firme de sus instalaciones de generación como parte del 80% indicado en el párrafo anterior.

Los contratos que suscriben los distribuidores deben ser informados al CNDC por lo menos un mes antes de su entrada en vigencia.

Los contratos obligatorios del distribuidor se deben suscribir previo concurso entre los generadores. La duración de los contratos obligatorios del Distribuidor debe ser como mínimo de tres años. El distribuidor debe realizar el llamado a concurso, con una anticipación no inferior a dos meses a la fecha de entrada en vigencia y adjudicar a la oferta o combinación de ofertas para la que el costo de abastecer el requerimiento, resulte el más conveniente. Si en el concurso el distribuidor no recibe ofertas suficientes para cubrir la totalidad de su requerimiento, puede comprar 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 por exceder al precio de nodo regulado, el regulador puede solicitar a la SDE que rebaje el porcentaje mínimo de contratación, y comprar en el mercado spot.

El distribuidor sólo puede trasladar a tarifas los precios regulados de nodo de la energía y la potencia de punta.

En la práctica los distribuidores están comprando toda su energía en el spot y las diferencias con los precios de nodo se manejan en cuentas de compensación autorizadas temporalmente, con lo que los riesgos se trasladan a los consumidores.

2.11.2 Remuneración por la función de distribución

Los ingresos de los distribuidores se calculan de modo de permitirles cubrir sus costos de suministro promedio, representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años y permitirles obtener una tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la concesión, igual al promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas

listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York, e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años. El patrimonio afectado a la concesión, es igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo.

Los costos reconocidos incluyen el costo de las compras de electricidad, gastos de operación, mantenimiento y administración, intereses, tasas e impuestos que por ley gravan a la actividad de la concesión, cuotas anuales de depreciación de activos tangibles, amortización de activos intangibles, y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados por la Superintendencia por Resolución.

Las proyecciones de costos se determinan a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia. Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, deben ser presentados por el distribuidor a la SDE, que verifica su consistencia. El distribuidor debe ejecutar las inversiones conforme al crecimiento de la demanda, cumpliendo los estándares de calidad y sólo puede modificar los planes de inversión, con la aprobación de la Superintendencia, cuando se producen variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.

Los precios de distribución se componen de tarifas base y formulas de indexación. Las tarifas base para cada nivel de tensión comprenden los cargos siguientes: cargo por consumidor, cargo por energía, cargo por potencia de punta y cargo por potencia fuera de punta, que reflejan respectivamente los costos de consumidores, costos de compra de energía, potencia y peajes y costo de distribución.

Los cargos de las tarifas base se indexan mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejan la variación de los costos de distribución, incrementos en la eficiencia operativa y permiten el traspaso directo de las variaciones de las compras de energía, potencia y peajes y variaciones en los impuestos.

En función de los cargos de las tarifas base se determinan las tarifas a los consumidores, que consideran las características técnicas de su demanda y de su suministro así como el tipo de medidor adecuado a la magnitud de su consumo.

2.11.3 Seguridad jurídica en el cobro de las tarifas

La ley establece que la falta de pago de dos facturas mensuales por parte del consumidor, da derecho al



titular de proceder al corte del servicio y que las deudas por compra de electricidad o utilización de instalaciones de transporte, constituyen obligaciones líquidas y exigibles y se puede iniciar acción ejecutiva para su cobro después de transcurridos treinta días de su notificación con la factura. A esos efectos no existen diferencias entre los consumidores públicos y los consumidores privados.

2.12 Comercio internacional

La SDE debe aprobar las interconexiones internacionales, y las importaciones y exportaciones, a través del otorgamiento de licencias de importación y exportación, considerando las políticas establecidas por el Poder Ejecutivo.

La reglamentación prevé el comercio internacional spot y mediante contratos.

El CNDC coordina los intercambios spot que surjan con agentes de países interconectados, de acuerdo a las oportunidades que se presenten y los convenios en las interconexiones internacionales.

Para ello, los agentes de los países interconectados le deben enviar dentro de los plazos establecidos para la programación semanal y despacho diario las ofertas spot de importación o las solicitudes spot de exportación.

Los movimientos de energía resultantes del comercio internacional spot y en contratos, se incluyen a los efectos de las programaciones y el cálculo de los precios regulados del mercado mayorista.

2.13 Medio ambiente

Existe en el país legislación sobre protección al medio ambiente (Ley 1333 de 27 de abril de 1992 – Ley de Medio Ambiente, Decreto Supremo 24176 de 8 de diciembre de 1995 – Reglamentos a la Ley de Medio Ambiente, si bien en la misma no existe una referencia específica hacia las actividades de la industria eléctrica. La elaboración de reglamentación específica es atribución del Ministerio de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente y del Ministerio de Desarrollo Económico, a través del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

2.14 Arbitraje y conciliación

La SDE a partir de su función de regulación de las actividades de la industria eléctrica, es la primera instancia, ajena a los agentes en conflicto, a la cual

pueden recurrir las partes.

Adicionalmente existen otras instancia externas al sector que brindan éste tipo de servicio como es la Cámara Nacional de Comercio. Asimismo está vigente la Ley 1770 de 10 de marzo de 1997, Ley de Arbitraje y Conciliación.

2.15 Tendencias previsible de evolución del marco institucional y regulatorio

La aprobación de la Ley de Competencia que se espera para el presente año será un importante complemento al marco regulatorio. El poder ejecutivo está revisando un proyecto de Reglamento de Suministro, que normará de manera específica las relaciones entre los distribuidores y los consumidores. Se prevén algunas complementaciones y modificaciones a los reglamentos vigentes a fin de atraer más inversiones, mejorar la eficiencia del sector, incentivar la ampliación de la cobertura, mejorar las condiciones de competencia en el MEM y otras que resultan de la experiencia de operación de cinco años en el esquema vigente. Por otra parte se prevé la aprobación de varias normas operativas para complementar la reglamentación del MEM para mejorar su funcionamiento en condiciones de competencia y eficiencia económica.

2.16 Enumeración de las normas más importantes para el sector.

Ley 1600 – 1994/10/28 – Ley del Sistema de Regulación Sectorial.

Ley 1604 – 1994/12/21 - Ley de Electricidad

Decreto Supremo 24043 – 1995/06/28 – Reglamentos de la Ley de Electricidad: Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, Reglamento del Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres, Reglamento de Precios y Tarifas, Reglamento de Calidad de Distribución, Reglamento de Infracciones y Sanciones.

Decreto Supremo 24651 – 1997/06/13 – Reglamento del Artículo 15 de la Ley de Electricidad.

Decreto Supremo 24711 – 1997/07/17 – Reglamento de Calidad de Transmisión.

Decreto Supremo 24772 - 1997/07/31 – Reglamento de Electrificación Rural.

Decreto Supremo 25379 – 1999/05/10 - Reglamento sobre Recursos del Sector Eléctrico destinados a Electrificación Rural.

Decreto Supremo 25986 – 2000/11/16 - Reglamento de Comercialización e Interconexión Internacionales de Electricidad.

Decreto Supremo 26093 – 2001/03/02 - Nuevo Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.

Decreto Supremo 26094 – 2001/03/02 - Nuevo Reglamento de Precios y Tarifas.

Decreto Supremo 25786 – 2000/05/25 de mayo de 2000 - Se aprueba: a) la categorización de consumidores en empresas de distribución; y b) el esquema de transición de tarifas de distribución.

Decreto Supremo 26037 – 2000/12/22 - A partir del 1º de enero de 2001 se excluye a la actividad de generación termoeléctrica a gas natural del alcance de la metodología de cálculo establecida en el inciso b) del artículo 41 del Reglamento de Comercialización de Gas de la Ley de Hidrocarburos.

Resolución Ministerial 01/2000 – 2000/01/03 - Incremento de la tasa de actualización para generación.



3 BRASIL

3.1 Organismos reguladores

3.1.1 Estructura institucional

La ley n° 8.987 (1995) reglamentó el artículo 175 de la Constitución Federal de 1988, disponiendo el régimen de prestación de los servicios públicos, incluyendo el de energía eléctrica. A partir de esa legislación se realizó posteriormente a 1996 la reestructura del sector eléctrico.

La Constitución atribuye a la Unión Federal la competencia de legislar en materia de energía eléctrica y de explotar los servicios e instalaciones de energía eléctrica. Por esta razón, la legislación relevante y los organismos regulatorios se encuentran en la esfera federal, abarcando todo el país. La descentralización a los entes federados de las actividades de regulación y fiscalización es de carácter restrictivo y complementario, configurada en autorizaciones legislativas específicas.

Así, el poder concedente es la Unión Federal, que ejerce sus competencias a través de organismos del Poder Ejecutivo (Ley Federal n° 9.649/1998).

El Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) es un órgano de asesoramiento al Presidente de la República, creado por la ley n° 9.478/1997 y estructurado por el Decreto n° 2.457/1998, con la finalidad de formular políticas energéticas destinadas a promover el aprovechamiento racional de los recursos energéticos del país, teniendo por principios promover la libre competencia, atraer inversiones a la producción de energía, emplear las fuentes renovables de energía, incrementar el uso de gas natural, y proteger los intereses del consumidor. En concordancia con ese consejo fue creada la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía Eléctrica (CGE), a través de la medida provisoria (con fuerza de ley) n° 2.148-1, del 22.05.2001, vinculada directamente a la Presidencia de la República y con el objetivo de proponer e implementar medidas de emergencia para compatibilizar la demanda y la oferta de energía eléctrica.

El Ministerio de Minas y Energía (MME), y su Secretaría de Energía (SEN), desarrollan políticas y programas de desarrollo energético de estados y municipios. El MME coordina el Comité Coordinador de la Expansión de los Sistemas Eléctricos (CCPE), que tiene la atribución de coordinar la elaboración de los planes de expansión del sector eléctrico, de carácter indicativo para la generación, elaborando los Planes Decenales de Expansión y los Planes Nacionales de Energía Eléctrica de largo plazo. A partir del MME se estableció

también el Programa Prioritario de Termoelectricidad (PET), creado a través del Decreto Federal n° 3.371/2000, con el objetivo de implantar centrales termoeléctricas empleando gas natural

3.1.2 La Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL

El ente regulador y de fiscalización nacional es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), autarquía en régimen especial creada por la Ley Federal n° 9.427/1996 e instalada a partir del Decreto Federal n° 2.335/1997, del 06.10.1997, con las siguientes competencias.

- Implementar las políticas y directrices del gobierno federal para la explotación de la energía eléctrica y el aprovechamiento del potencial hidráulico
- Incentivar la competencia y supervisarla en todos los segmentos del sector eléctrico
- Proponer los ajustes y modificaciones a la legislación necesarios para la modernización del ambiente institucional de su actuación
- Regular los servicios de energía eléctrica, ejecutando las acciones necesarias para el cumplimiento de las normas en vigor.
- Regular y fiscalizar la conservación y aprovechamiento del potencial de energía hidráulica, y la utilización de los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- Regular y fiscalizar en su ámbito de actuación, la generación de energía eléctrica de centrales nucleares
- Aprobar métodos y procedimientos para la optimización de la operación de los sistemas interconectados y aislados, para el acceso a los sistemas de transmisión y distribución y para la comercialización de energía eléctrica.
- Fijar criterios para el cálculo del precio de acceso a los sistemas de transmisión y distribución y si fuese necesario, establecer sus valores, observando la ley
- Incentivar el combate al desperdicio de energía en todos los sectores
- Actuar en los procesos de definición y control de precios y tarifas, reguladas por la ley o por contratos, homologando sus valores iniciales, reajustes y revisiones, y crear mecanismos de seguimiento de los precios.
- Autorizar la transferencia y alteración del control accionario de empresas concesionarias, permisarias o autorizadas a prestar servicios o poseer

- instalaciones del sector eléctrico
- Autorizar escisiones, fusiones o transferencias de las concesiones
 - Coordinar con el órgano regulador del sector de combustibles fósiles y gas natural, la elaboración de criterios de fijación de precios de transporte de esos combustibles, cuando estén destinados a la generación de energía eléctrica y la fijación de sus valores en caso de que no sea posible la negociación entre los agentes involucrados.
 - Fiscalizar la prestación de los servicios e instalaciones de energía eléctrica y aplicar las penalidades reglamentadas y contractuales
 - Cumplir y hacer cumplir las disposiciones reglamentarias del servicio y las cláusulas de los contratos de concesión o de permiso y los actos de autorización
 - Estimular la mejoría del servicio prestado y cuidar directa e indirectamente por su buena calidad
 - Intervenir y proponer la declaración de caducidad de las concesiones de servicios de energía eléctrica, en los casos y condiciones previstos en la ley y los respectivos contratos
 - Estimular la organización y funcionamiento de los consejos de consumidores y comisiones de fiscalización
 - Dirimir en el ámbito administrativo, las divergencias entre concesionarios, permisarios, autorizados, productores independientes y autoprodutores, entre esos agentes y sus consumidores, así como entre los usuarios de los embalses de centrales eléctricas
 - Coordinar con otros órganos reguladores del sector energético y de la administración federal en materias de interés común
 - Promover la coordinación con los Estados y el Distrito Federal para el aprovechamiento energético de los cursos de agua y la compatibilización con la Política Nacional de Recursos Hídricos
 - Dar soporte y participar en conjunto con otros órganos de la coordinación para el aprovechamiento energético de los ríos compartidos con países limítrofes
 - Estimular y participar de las actividades de investigación y desarrollo tecnológico necesarias al sector eléctrico
 - Promover el intercambio con entidades nacionales e internacionales
 - Estimular y participar en acciones ambientales para el beneficio de la sociedad, e interactuar con el Sistema Nacional de Medio Ambiente, actuando de forma armónica con la Política Nacional de Medio Ambiente
 - Determinar el aprovechamiento óptimo del potencial hidráulico
 - Disminuir los límites de potencia y tensión mínimos que permiten a los consumidores la elección de su proveedor de energía eléctrica
 - Expedir las concesiones de derechos de uso de recursos hídricos para fines de aprovechamiento, en armonía con la Política Nacional de Recursos Hídricos
 - Extinguir la concesión y los permisos de servicios de energía eléctrica, en los casos previstos en la ley y en la forma prevista en los contratos
 - Elaborar pliegos y promover licitaciones destinadas a la contratación de concesionarios para el aprovechamiento de la energía hidráulica, para la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica
 - Emitir actos de autorización para la ejecución y explotación de servicios e instalaciones de energía eléctrica
 - Celebrar, rescindir y anular los contratos de concesión o permiso de servicios de energía eléctrica y concesión de uso de bienes públicos relativos a potenciales de energía hidráulica, así como sus prórrogas
 - Organizar y mantener actualizado el acervo de informaciones y datos técnicos relativos a las actividades estratégicas del servicio eléctrico y del aprovechamiento de energía hidráulica
 - Expedir las autorizaciones para la realización de estudios, anteproyectos y proyectos
 - Declarar de utilidad pública para fines de desapropiación o de institución de servidumbre administrativa, los bienes necesarios para la ejecución del servicio o instalaciones de energía eléctrica
 - Desarrollar actividades de hidrología relativas a los aprovechamientos hidráulicos y promover su gerenciamiento
 - Regular y supervisar las condiciones técnicas y administrativas necesarias para la descentralización de actividades
 - Celebrar convenios de cooperación, en especial con los estados y el Distrito Federal, buscando la descentralización de las actividades complementarias de regulación, control y fiscalización, manteniendo el seguimiento y valoración permanente de su conducción
 - Definir y recaudar los valores de compensación financiera para la explotación de los recursos hídricos para fines de generación de energía eléctrica
 - Recaudar los valores de royalties debidos por la Itaipú Binacional al Brasil y por otros aprovechamientos binacionales, en los términos de los reglamentos definidos en acuerdos internacionales firmados por el Gobierno de Brasil y fiscalizar su utilización
 - Calcular y recaudar los valores de la tasa de fiscalización debidas a la ANEEL
 - Fijar los valores de la cuota anual de reversión, de la cuota de las cuentas de consumo de combustibles fósiles, de las cuotas de reintegro de los bienes e instalaciones en servicio, y otras transferencias de recursos aplicadas al sector, y fiscalizar su recaudación y utilización



ANEEL es dirigida por un Director General y cuatro Directores, en régimen colegiado, nombrados por el Presidente de la República para cumplir mandatos no coincidentes de cuatro años, y aprobados por el Senado Federal

La administración de ANEEL es objeto de un contrato de gestión, negociado y celebrado entre la Dirección y el Poder Ejecutivo. Una copia del instrumento elaborado es registrada en el Tribunal de Cuentas de la Unión.

En articulación con la ANEEL existen Agencias Estadales, creadas de forma autónoma por estados federados, cuyas funciones preponderantes son las de fiscalización, en especial de las actividades de distribución de electricidad, y de generación de pequeño porte. Debe existir un instrumento de cooperación formalizado, que prevea el traspaso de la parte de la tasa de fiscalización recaudada por la ANEEL a dichas agencias. Están excluidas de la descentralización para fines de fiscalización y reglamentación, las instalaciones de generación de interés del sistema eléctrico integrado (SIN), y las de transmisión integrantes de la red básica.

3.2 Entrada de nuevas empresas

3.2.1 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.

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 20 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.

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

prorrogables por otros 30.

En la hipótesis de rescisión de la concesión, la indemnización debida al concesionario, comprende las pérdidas resultantes de la extinción del contrato, excluidos los lucros cesantes.

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

3.2.2 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.

En la hipótesis de rescisión de la concesión, la indemnización debida al concesionario, comprende las pérdidas resultantes de la extinción del contrato, excluidos los lucros cesantes.

3.2.3 Distribución de energía eléctrica

Salvo las empresas que obtuvieron el derecho a prorrogar sus concesiones de distribución, agrupando en 1996 sus áreas territoriales de acuerdo a la mejor conveniencia económica (de conformidad con 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, incluso las otorgadas por el programa de privatización de distribuidoras realizado en Brasil a partir de 1996, en el marco del Plan Nacional de Desestatización (PND).

Las distribuidoras de energía eléctrica pueden desarrollar programas específicos para la universalización del servicio, por ejemplo el Programa Nacional de Electrificación Rural, o programas de eficiencia energética, como el Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica (Procel), ambos en coordinación con el MME y Eletrobrás.

3.2.4 Comercialización de energía eléctrica

Compete a ANEEL autorizar el ejercicio de la actividad de comercialización de energía eléctrica a personas jurídicas constituidas para ese fin denominadas agentes comercializadores.

La comercialización de energía eléctrica en el ámbito del mercado de libre negociación, puede ser ejercida por:

- Agentes comercializadores
- Poseedores de autorizaciones para importar o exportar energía eléctrica
- Productores independientes
- Concesionarios y permisarios de servicios públicos de distribución
- Concesionarios de generación

La autorización de ANEEL para el agente comercializador tiene una vigencia de 20 años, pudiendo ser revocada a solicitud de éste o por infringir las normas aplicables.

Constituye motivo para la revocación la permanencia de más de 24 meses continuos sin operar en el mercado, o la inexistencia de un contrato de compra y venta de energía por igual período.

3.3 Consumidores. Acceso directo al mercado y uso de la red de transmisión y distribución

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, pueden optar por la compra de energía a cualquier suministrador. Después de julio de 2003, el poder concedente (a través de 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.

Está asegurado a los suministradores y respectivos consumidores el libre acceso a los sistemas de distribución y transmisión de concesionarios y permisarios de servicios públicos, mediante el pago de un peaje que cubra los costos de transporte, calculado en base a criterios fijados por ANEEL.

Todo consumidor localizado en el área geográfica de

la distribuidora tiene el derecho de conectarse a la red de distribución y la empresa está obligada a prestar un servicio cuya calidad no depende de que el consumidor compre energía al distribuidor o cualquier otro comercializador, conforme lo establecido en el contrato de concesión.

3.4 Legislación tributaria, laboral y de cargos sectoriales

Todos los agentes del sector eléctrico privados o estatales están alcanzados por la legislación tributaria establecida por el Sistema Tributario Nacional (STN) y por la misma legislación laboral, representada por la Consolidación de Leyes de Trabajo (CLT).

Las empresas están sujetas a impuestos sobre la renta y a la circulación de mercaderías (ICMS, el de mayor repercusión, de naturaleza estadual y cuyo hecho generador ocurre en el lugar de consumo, cuya alícuota puede llegar al 35%). Existen otros impuestos sobre la propiedad, sobre servicios, de importación, de importación, contribuciones sociales (pudiendo llegar al 3%, como por ejemplo el COFINS), a programas federales instituidos por legislación específica.

Las empresas están sujetas también a contribuciones sectoriales, por ejemplo con destino a investigación y desarrollo, para la fiscalización realizada por ANEEL y a otros cargos existentes en el sector, como la Cuenta de Consumo de Combustibles (CCC), la Reserva Global de Reversión (RGR), y la Compensación Financiera por Uso de Recursos Hídricos.

En relación a la cuestión tributaria existen preocupaciones sobre las repercusiones de la misma en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MAE), por las características específicas del mismo. Por otro lado debe destacarse que el país está próximo a una amplia reforma tributaria.

3.5 Normas sobre la estructura empresarial del sector y de protección a la competencias

La ANEEL, a través de la Resolución 278/2000 estableció normas sobre restricciones a la concentración para las empresas, grupos empresariales y accionistas en el sector.

Un agente económico no puede poseer en la capacidad instalada de generación una participación superior al 20% en el sector eléctrico en conjunto, ni al 25% en el sistema eléctrico conjunto de las regiones Sur, Sudeste y Centro Oeste ni al 35% en los sistemas Norte y Nordeste.



Las mismas restricciones de porcentajes se aplican a la energía distribuida por un agente.

Los porcentajes máximos de participación de un agente en las comercializaciones final e intermedia no pueden exceder el 20%, y en la suma de ambas no podrá exceder del 25%.

Los agentes económicos que no se encuentren dentro de los límites establecidos, no pueden adquirir nuevas participaciones en controles societarios o activos de empresas del sector.

En el ámbito del sistema interconectado nacional, una empresa concesionaria o permisaria de distribución, solamente podrá adquirir energía de empresas vinculadas a ella, o destinar energía producida por ella misma a consumidores cautivos, hasta el límite del 30% de la energía comercializada a esos consumidores. Lo anterior no se aplica a los montos de energía asociados a los contratos iniciales, firmados por el período 1996-2006, ni a la energía proveniente de pequeñas centrales hidroeléctricas, de fuentes alternativas y de centrales cogeneradoras calificadas por ANEEL.

La limitación al autosuministro no se aplica a las distribuidoras con energía distribuida menor a 300 GWh al año.

Las centrales termoeléctricas que inicien su operación en el año 2001 o 2002, y las hidroeléctricas que anticipen su entrada de operación para esos años, no serán consideradas en el límite de autosuministro de las distribuidoras sino hasta el año 2012.

Todas las empresas del sector deben enviar a ANEEL informaciones actualizadas relativas a su composición societaria.

3.6 Despacho de carga y mercado spot

3.6.1 Despacho

El despacho de carga es realizado por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), sociedad civil de derecho privado, sin fines de lucro, que fue instituido por la Ley Federal n° 9.648/1998 y por el Decreto Federal n° 2.655/1998, con la finalidad de administrar la red básica de transmisión del país. Cabe al ONS garantizar la operación coordinada del sistema y crear condiciones para la competencia entre los agentes del sector. El ONS opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN), por delegación de los agentes, y siguiendo las normas de los Procedimientos de la Red, aprobados por los agentes y homologados por la ANEEL.

El despacho centralizado de las centrales alcanza a aquéllas con potencia superior a 30 MW.

El costo de combustible de las centrales térmicas existentes, es repartido mediante la aplicación de una cuenta de combustibles fósiles a compensar (CCC), que se extinguirá a partir del 2006. La energía generada por las nuevas centrales a gas natural que se instalen, no entra en esta contabilidad, siendo sus costos cubiertos exclusivamente por el generador.

Son miembros asociados al ONS los agentes de generación con usinas despachadas centralizadamente, los transmisores, importadores, exportadores, distribuidores y consumidores libres.

Son miembros participantes del ONS el Poder Concedente, a través del Ministerio de Minas y Energía (MME) y los Consejos de Consumidores.

El ONS tiene por atribuciones:

- Promover la optimización de la operación del sistema energético, buscando el menor costo para el sistema, observando las normas técnicas y criterios de confiabilidad y las reglas del mercado mayorista (MAE)
- Garantizar que todos los agentes del sector eléctrico tengan acceso a la red de transmisión de forma no discriminatoria.
- Contribuir de acuerdo con la naturaleza de sus actividades a que la expansión del sistema se realice al menor costo y en las mejores condiciones operacionales
- Planificar y programar la operación y despacho centralizado de la generación
- Supervisar y coordinar los centros de operación del sistema
- Supervisar y coordinar la operación de los sistemas interconectados y las interconexiones internacionales
- Contratar y administrar los servicios de transmisión y las condiciones de acceso y servicios auxiliares
- Proponer a la ANEEL las ampliaciones de la red básica de transmisión, y los refuerzos a los sistemas existentes, a ser licitados o autorizados
- Definir las reglas para la operación de la Red Básica de transmisión de los sistemas interconectados, a ser aprobadas por ANEEL

3.6.2 Mercado Mayorista de Energía Eléctrica – MAE

El MAE fue instituido por el Acuerdo de Mercado, celebrado el 26 de agosto de 1998, en los términos del Artículo 12 de la Ley n° 9.648/1998, y del Decreto n° 2.655/1998.

El Acuerdo de Mercado es un contrato multilateral de adhesión, suscrito por los agentes del sector, que regula las actividades comerciales del mercado mayorista. Forman parte del Acuerdo las Reglas del Mercado y los Procedimientos del Mercado.

Las Reglas del mercado regulan:

- La formación de precios del MAE
- El llamado Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE), que tiene por objeto mitigar el riesgo de cantidades producidas que correrían las centrales hidráulicas en el mercado spot, al hacer que dicho riesgo sea asumido en forma conjunta por todas las centrales hidráulicas.
- La formación de submercados y precios diferenciados
- La operación de centrales térmicas
- Las transacciones internacionales
- Las sanciones a los agentes del mercado
- Las normas sobre medición de la energía

Los Procedimientos del Mercado (PM) establecen las normas de funcionamiento para implementar el Acuerdo de Mercado.

La ANEEL a través de la Resolución 290 de agosto de 2000, al homologar las reglas del MAE, fijó las directivas para la implantación gradual del mercado spot, en las siguientes etapas:

- Primera etapa, hasta septiembre de 2000, caracterizada por la definición por el MAE del precio spot como el precio ex – ante de la energía con base mensual o semanal,
- Segunda etapa, hasta julio de 2001, caracterizada por la doble contabilización, con precios y cantidades calculados ex – ante y ex – post, en base semanal
- Tercera etapa, hasta enero de 2002, caracterizada por el inicio de la definición de precios y cantidades en intervalos de una hora como máximo, y manteniendo la doble contabilización.

Para administrar los negocios en el ámbito del MAE existe la Administradora de Servicios del MAE (ASMAE), sociedad civil, encargada de contabilizar todas las operaciones de compra y venta de energía eléctrica y liquidar las operaciones procesadas en el mercado de corto plazo.

Participan en el MAE:

- Los titulares de concesión o autorización para servicios de generación, con centrales con capacidad superior a 50 MW
- Los titulares de concesiones, permisos o autorizaciones para el ejercicio de actividades de comercialización de energía, con ventas superiores a 300 GWh por año

- Los titulares de autorizaciones de importación o exportación de energía por potencias superiores a 50 MW

Es facultativa la participación en el MAE de los demás generadores, comercializadores, importadores y exportadores, y consumidores libres.

El Acuerdo de Mercado establece la existencia de la Asamblea General de agentes participantes del MAE, en la que la representación está basada en la participación de mercado de cada agente, y de un Consejo Ejecutivo del Mercado (COEX), que representa los intereses de los productores y consumidores de energía en el Mercado.

3.7 Generación de energía eléctrica

Los agentes generadores son:

- Quienes producen energía para consumo propio (autoprodutores y cogeneradores), pudiendo hacer disponible su excedente para la comercialización
- Los productores independientes, que producen por su cuenta y riesgo para la comercialización
- Los generadores con contratos iniciales, cuya energía se destina al servicio público, estando su comercialización sujeta a las tarifas establecidas por ANEEL

Existen al menos 20 empresas importantes de generación eléctrica en el SIN, responsables por más del 97% de la capacidad instalada del país. Al fin del año 2000 la capacidad instalada de generación era de 69.4 GW, de los cuales 53.3 GW hidroeléctricos, 4.2 GW térmicos convencionales, 1.97 GW nucleares, a los que se suma el 50% de la hidroeléctrica Itaipú binacional, equivalente a 6.3 GW. Sólo el 3.4% de la capacidad de generación corresponde a sistemas aislados, principalmente en la región amazónica.

3.7.1 Productores independientes de energía eléctrica

Una parte de la generación eléctrica tiene carácter de servicio público, y corresponde a los contratos iniciales celebrados para la transición prevista en la ley en el período 1996-2006.

En forma separada de la anterior existe la llamada producción independiente. Conforme al decreto 2003/1996, reglamentando la Ley Federal n° 9.074/1995, en su artículo 11 y siguientes, el aprovechamiento de potencial hidráulico (mediante concesiones o autorizaciones para producir y comercializar toda o parte de la energía por cuenta y riesgo del generador)



y la autoproducción, pueden mediante concesión o autorización de ANEEL destinarse al servicio público.

ANEEL está habilitada para establecer, para los aprovechamientos hidráulicos de potencia entre 1000 kW y 30000 kW, destinados a producción independiente o autoproducción, una reducción no inferior al 50%, en las tarifas por uso de los sistemas de transmisión y distribución, de forma de garantizar la competitividad de los mismos.

Los autoprodutores y cogeneradores pueden comercializar en forma eventual y temporaria, sus excedentes de energía.

Las líneas de transmisión de interés restringido a los aprovechamientos de producción independiente, pueden ser concedidas o autorizadas, en forma simultánea o complementaria a los respectivos contratos de uso de bien público.

3.8 Transmisión de energía eléctrica

Los agentes de transmisión son prestadores de servicio público que cuentan con instalaciones a tensión mayor o igual a 230 kV, mediante contratos de concesión otorgados por la Unión Federal, representada generalmente por la ANEEL.

ANEEL establece por resolución, la remuneración a ser cobrada por los transportistas por las instalaciones de la Red Básica, la que debe cubrir los costos de operación y mantenimiento y la remuneración de la inversión.

El ONS supervisa y controla la operación de la Red Básica, como resultado de los contratos firmados por las empresas transportistas.

Al fin del año 2000, el SIN poseía las siguientes longitudes de líneas:

Tensión	longitud
230 kV	32582,2 km
345 kV	9.023,5 km
440 kV	6.162,5 km
500 kV	17.657,5 km
600 kV (cc)	1.612,0 km
Total	69.416,6 km

Existen 20 empresas concesionarias de transmisión, si bien la mayor parte de la llamada Red Básica es operada por el ONS, mediante contratos de prestación de servicios de transmisión (CPST) y pertenece al llamado Sistema de Eletrobrás.

Todas las empresas transportistas, además del CPST,

están obligadas a celebrar contratos de uso del sistema de transmisión (CUST) y contratos de conexión al sistema de transmisión (CCT) con terceros interesados en el libre acceso a los sistemas.

La calidad de los servicios y la continuidad operacional de los sistemas son medidos mediante indicadores de frecuencia y duración de las interrupciones, y son monitoreados por la ANEEL a través de sus mecanismos de fiscalización, establecidos en los contratos celebrados (CPST, CUST y CCT) además de lo previsto en los contratos de concesión de transmisión.

La responsabilidad por daños y perjuicios causados en la cadena de obligaciones, está fijada en los contratos, que incorporan obligaciones de la ley civil y comercial.

3.9 Distribución de energía eléctrica

Los distribuidores prestan el servicio público en redes en tensiones inferiores a 230 kV y actúan como agentes comercializadores para los consumidores finales.

Existen más de 30 empresas distribuidoras de electricidad con participación relevante en el mercado.

La distribución está regulada en sus aspectos técnicos y económicos por la ANEEL.

En el caso de los consumidores cautivos de las concesionarias de distribución, el régimen de concesión comprende:

- La contraprestación por la ejecución del servicio, pagada por el consumidor mediante las tarifas.
- La responsabilidad del concesionario de realizar las inversiones e instalaciones que revertirán a la Unión a la extinción del contrato, garantizando la indemnización en los casos y condiciones previstos en la ley, de modo de asegurar la calidad del servicio
- La indisponibilidad por la concesionaria, salvo disposición contractual, de los bienes que revertirán.
- La participación de los consumidores en el capital de la concesionaria, mediante contribuciones financieras por la ejecución de obras de interés mutuo, conforme se define en reglamentos
- La apropiación de las ganancias de eficiencia empresarial y competitividad

Las tarifas máximas por el servicio público de energía eléctrica son fijadas:

- En el contrato de concesión o permiso resultante de una licitación pública
- En el contrato que prorroga un concesión preexistente

- En el contrato de concesión celebrado como resultado de una privatización
- En un acto específico de la ANEEL, que autorice la aplicación de nuevos valores, resultantes de una revisión o ajuste.

Las tarifas cobradas por las distribuidoras resultan de la fijación por la ANEEL del valor inicial de partida, cuando la concesionaria reconoce que dicha tarifa es suficiente para el equilibrio económico financiero de la concesión.

Los ajustes ocurren con periodicidad anual, en la fecha de referencia establecida en el contrato.

Para los fines del reajuste tarifario el ingreso de la concesionaria es dividido en dos partes:

- A) la parte de ingresos correspondiente a los siguientes costos: cuota de la reserva global de reversión (RGR), cuotas correspondientes a la Cuenta de Consumo de Combustibles (CCC), valores de la tasa de fiscalización del servicio público, compra de energía eléctrica, cargos de conexión y uso de las instalaciones de transmisión y distribución de energía
- B) valor restante del ingreso de la concesionaria, excluido el impuesto ICMS, luego de deducida la parte A)

Los resultados económicos y financieros resultantes de actividades ajenas al objeto de la concesión de distribución, que pueda desarrollar la concesionaria o permisaria, son contabilizadas en forma separada y sus repercusiones serán tenidas en cuenta por la ANEEL en ocasión de la revisión o reajuste tarifario periódico.

Los contratos de concesión pueden prever un compromiso de inversión mínima anual de la concesionaria destinado a atender la expansión del mercado y la ampliación y modernización de las instalaciones.

En la hipótesis de rescisión de la concesión, la indemnización debida al concesionario, comprenderá las pérdidas resultantes de la extinción del contrato, excluidos los lucros cesantes.

Se aplica a la distribución el principio constitucional de responsabilidad objetiva, que resulta de la actividad desarrollada por el concesionario, que lo obliga a indemnizar en caso de daño, aún si no se configura culpa, asegurando el derecho de actuar contra terceros. Tal principio está contemplado también en la Ley Federal n° 8.078/1990, el llamado Código de Defensa del Consumidor.

Respecto al caso de suspensión del servicio por atraso o falta de pago de facturas, el tema está contemplado en dos leyes Federales básicas (8987/95 e 9427/96),

autorizando a las distribuidoras a proceder al corte del servicio, si bien los tribunales del país han emitido decisiones en sentido contrario, hecho que se agravó con el régimen de emergencia resultante del racionamiento impuesto por la crisis de energía.

3.10 Comercialización de Energía Eléctrica

La actividad de comercialización tiene por objeto la venta de energía en el mercado de libre negociación.

Además de la actividad de comercialización desarrollada por los generadores y distribuidores, existe la figura del comercializador, responsable por la compra, importación, exportación y venta de energía a otros comercializadores o a consumidores libres, a través de contratos de largo plazo con precios libremente negociados, o en el mercado spot (MAE). Esta actividad, lo mismo que la generación, está abierta a la competencia.

El comercializador debe presentar garantías por valor equivalente al 50% del volumen de ventas anuales que está autorizado a comercializar, mediante la contratación de seguros o fianzas bancarias.

Existían según la ANEEL, 27 comercializadores en abril de 2001.

3.11 Comercio internacional

A los efectos de la importación, se considera que la potencia contratada representa una central en la frontera de Brasil con el país exportador. Para viabilizar las importaciones, los Procedimientos prevén la necesidad de contratar mediante licitación, precedida de la autorización de la ANEEL, el registro y actuación del importador comercializador frente al MAE y la homologación del proyecto y planificación de la operación por el ONS.

3.12 Medio Ambiente

Por la importancia de la hidroelectricidad, los aspectos ambientales son de suma importancia en el sistema eléctrico de Brasil.

La Constitución Federal (Art. 225) hace referencia a los temas ambientales, y de ella se deriva una legislación específica, amplia y detallada.

La legislación ambiental de aplicación general incluye la Ley n°. 6.938/1981 que dispone sobre la Política Nacional de Medio Ambiente, la Ley n°. 9.433/1997 que



instituyó la Política Nacional de Recursos Hídricos, y la reciente Ley n°. 9.984/2000 que dispone la creación de la Agencia Nacional de Aguas - ANA, entidad federal de implementación de la Política Nacional de Recursos Hídricos y de coordinación del Sistema Nacional de Gerenciamiento de Recursos Hídricos.

Cabe señalar que 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.

3.13 Arbitraje y Conciliación

El arbitraje como método de solución de controversias está presente en la legislación a través de la Ley Federal n° 9.307/1996 que lo instituye.

Son arbitrables las causas que tratan de materias respecto de las cuales el Estado no establezca una salvedad específica y siempre que las partes puedan disponer libremente del bien sobre el que controvierten.

Como consecuencia, el Acuerdo de Mercado del MAE, prevé en su cláusula 41, la existencia de una cámara de arbitraje para las controversias surgidas en el MAE.

Igualmente el ONS prevé en su estatuto la existencia del arbitraje.

El reglamento de la ANEEL, establece procedimientos administrativos de arbitraje, de acuerdo con el contenido de las Resoluciones n°s 233/1998 y 318/1998, observando el principio del debido proceso legal.

En el caso de los contratos bilaterales, y tratándose de derecho patrimonial disponible, las partes podrán adoptar en el instrumento las cláusulas que acuerden el arbitraje.

3.14 Estabilidad y tendencias previsibles de evolución del marco regulatorio

Dada la crisis energética que atraviesa el país, se hace

necesario que el marco regulatorio ofrezca alternativas para la superación de la misma.

No obstante poseer ANEEL considerables competencias y atribuciones descritas antes, las resoluciones tomadas por la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía (GCE), afectaron la autonomía de la ANEEL.

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 podría resultar la entrada en funcionamiento del MAE, paralizada en la práctica desde el mes de septiembre de 2000, no habiéndose liquidado los contratos de compra y venta de energía en ese período.

Incluso antes de la instalación de la GCE, se observó que a partir del 20 de abril, ocurrió una fuerte intervención de ANEEL sobre el MAE, al imponerse a éste tres resoluciones (160, 161 e 162, todas del 20 de abril del 2001), donde básicamente:

- Autorizan a ASMAE a actuar como administrador de servicios del MAE, establecen sus atribuciones y someten sus reglamentos y actos a la aprobación de ANEEL
- Determinan que las actividades necesarias para la operación y administración del MAE, incluso financieras, contables y operacionales, sean ejercidas, mediante autorización de ANEEL, exclusivamente por la ASMAE, bajo fiscalización de ANEEL
- Determinan que el Acuerdo de Mercado sea alterado en lo relativo a la composición del COEX (reduciendo el número de sus componentes, que pasan a ser remunerados, e incluyendo como consejeros a dos representantes de la ANEEL) y para contener cláusulas sobre la naturaleza y atribuciones de la ASMAE.
- Se establece un conjunto de garantías financieras y penalidades vinculadas a la compra y venta de energía en el ámbito del MAE.

Ante esta intervención, agravada por la crisis energética y la creación de la GCE, los agentes participantes del MAE estén interactuando con ANEEL, para encontrar soluciones que permitan equilibrar las relaciones, y salvaguardar el contrato multilateral representado por el Acuerdo de Mercado.

Las características del sistema eléctrico de Brasil, indican que es necesaria una supervisión para integrar los subsistemas regionales de producción y transmisión, así como para planear las nuevas inversiones.

En la tarea de operación del SIN, ese parece ser el desafío del ONS, que fue concebido y estructurado con esa finalidad, pero que con la existencia de la GCE se ha visto afectado.

En el momento actual, no hay forma de anticipar con certeza como se consolidará el modelo regulatorio de Brasil, ya que no se han resuelto todavía puntos esenciales como el de los financiamientos para la expansión de la generación y transmisión, la adopción de una nueva matriz energética a partir de alternativas a la hidroelectricidad, con la entrada del gas natural, y la propia actividad del MAE y el ONS.

Para atender el estado de emergencia el Poder Ejecutivo ha legislado mediante Medidas Provisorias, como la que estableció la GCE. Así, no obstante encontrarse en tramitación en el Congreso Nacional numerosos proyectos de ley de interés para el sector, puede constatarse que el proceso legislativo podría no ser el utilizado, frente a las adecuaciones pautadas por el Poder Ejecutivo.

De todos modos cabe mencionar las discusiones en el Congreso Nacional, en especial antes de la instalación de la crisis energética, en torno al proyecto de ley nº 2905/2000, que según su propuesta busca alterar las Leyes no 3.890-A, del 25 de abril de 1961 (Eletrobrás), no 5.655, del 20 de mayo de 1971, no 5.899, del 5 de julio de 1973 (Itaipú), no 9.074, del 7 de julio de 1995, no 9.427, del 26 de diciembre de 1996 (Aneel), y no 9.648, del 27 de mayo de 1998.

4 COLOMBIA

4.1 Organismos reguladores

El organismo regulador con jurisdicción nacional es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), unidad administrativa especial, dependiente del Ministerio de Minas y Energía.

La CREG está integrada por el Ministro de Minas y Energía que la preside, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación, y cinco expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República por un período de cuatro años. A los anteriores se agrega el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto. Las decisiones se toman por mayoría calificada, requiriéndose que al menos uno de los representantes del gobierno vote afirmativamente.

El objetivo general de la CREG es promover la competencia en la prestación de servicios públicos y regular los monopolios en la prestación de los mismos, cuando la competencia no sea posible. Las funciones y facultades de la CREG incluyen en primer lugar las de carácter general de las comisiones reguladoras de servicios públicos en el país:

- Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.
- Someter a su regulación, a la vigilancia del Superintendente, y a las normas que la ley contiene en materia de tarifas, de información y de actos y contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos, pero respecto de las cuales existan pruebas de que han realizado o se preparan para realizar una de las siguientes conductas:
 - Competir deslealmente con las de servicios públicos
 - Reducir la competencia entre empresas de servicios públicos;
 - Abusar de una posición dominante en la provisión de bienes o servicios similares a los que éstas ofrecen.
- Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.
- Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.
- Definir en qué eventos es necesario que la realización de obras, instalación y operación de equipos de las empresas de servicios públicos se

someta a normas técnicas oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al ministerio respectivo que las elabore.

- Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad que deben prestar quienes deseen celebrar contratos de aporte reembolsable.
- Decidir los recursos que se interpongan contra sus actos, o los de otras entidades, en los casos que disponga la ley en lo que se refiere a materias de su competencia
- Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, por razón de los contratos o servidumbres que existan entre ellas y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad.
- Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas, acerca de quién debe servir a usuarios específicos, o en qué regiones deben prestar sus servicios. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad.
- Dar concepto sobre la legalidad de las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos que se sometan a su consideración; y sobre aquellas modificaciones que puedan considerarse restrictivas de la competencia.
- Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto por la ley y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.
- Determinar para cada bien o servicio público las unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo; y definir, con bases estadísticas y de acuerdo con parámetros técnicos medibles y verificables, apropiados para cada servicio, quiénes pueden considerarse «grandes usuarios».
- Ordenar que una empresa de servicios públicos se escinda en otras que tengan el mismo objeto de la que se escinde, o cuyo objeto se limite a una actividad complementaria, cuando se encuentre que la empresa que debe escindirse usa su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado donde ella es posible; o que la empresa que debe escindirse otorga subsidios con el producto de uno de sus servicios que no tiene amplia competencia a otro servicio que sí la tiene; o, en general, que adopta prácticas restrictivas de la competencia.
- Ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los

usuarios.

- Ordenar la liquidación de empresas monopolísticas oficiales en el campo de los servicios públicos y otorgar a terceros el desarrollo de su actividad, cuando no cumplan los requisitos de eficiencia a los que se refiere la ley.
- Impedir que quienes captan o producen un bien que se distribuye por medio de empresas de servicios públicos adopten pactos contrarios a la libre competencia en perjuicio de los distribuidores; y exigir que en los contratos se especifiquen los diversos componentes que definen los precios y tarifas.
- Dictar los estatutos de la comisión y su propio reglamento, y someterlos a aprobación del Gobierno Nacional.
- Pedir al Superintendente que adelante las investigaciones e imponga las sanciones de su competencia, cuando tenga indicios de que alguna persona ha violado las normas de la ley.
- Resolver consultas sobre el régimen de incompatibilidades e inhabilidades al que se refiere la ley.
- Determinar, de acuerdo con la ley, cuándo se establece el régimen de libertad regulada o libertad vigilada o señalar cuándo hay lugar a la libre fijación de tarifas
- Señalar, de acuerdo con la ley, criterios generales sobre abuso de posición dominante en los contratos de servicios públicos, y sobre la protección de los derechos de los usuarios en lo relativo a facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación de la empresa con el usuario.
- Establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos para utilizar las redes existentes y acceder a las redes públicas de interconexión; asimismo, establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, de acuerdo con las reglas de la ley.
- Establecer los mecanismos indispensables para evitar concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividades complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público

En segundo lugar la CREG realiza funciones específicas a los sectores bajo su jurisdicción:

- Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.
- Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el

uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios

- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.
- Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de la ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.
- Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho.

La función sancionatoria por el incumplimiento de las normas regulatorias es ejercida por la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios.

4.2 Ingreso de empresas al mercado

Generación hidroeléctrica: se requiere la concesión de aguas (hasta por 30 años prorrogables por 20 más), la licencia ambiental y la autorización municipal para el uso del suelo.

Térmica convencional: se requiere una licencia ambiental y la autorización municipal para el uso del suelo.

Transmisión: sólo se requiere licencia ambiental.

Distribución y comercialización: sólo se requiere el previo aviso a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos, no existiendo necesidad de obtener una concesión.

En Colombia, no existen concesiones para prestar el servicio de energía. La ley condiciona la concesión de los servicios públicos a los casos en que la libre competencia no garantiza la prestación de estos servicios.

4.3 Consumidores. Acceso directo al mercado y uso de la red.

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 puede 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.

Para los usuarios regulados la regulación establece un régimen de mercado contestable, en el que los usuarios pueden elegir el comercializador al que compran la energía, pero a una tarifa regulada, como se describe más adelante.

En la práctica los comercializadores entrantes sólo ofrecen servicios a los usuarios regulados con consumos altos (pero insuficientes para entrar al mercado no regulado) y de buena capacidad de pago.

Los comercializadores en el mercado de consumidores regulados no pueden negarse a atender a cualquier usuario que se lo solicite, en las mismas condiciones que los usuarios existentes.

No obstante, los comercializadores puros (no integrados con la actividad de distribución) ofrecen sus servicios solo a usuarios con alta capacidad de pago.

4.4 Legislación tributaria y laboral

El impuesto de renta general es del 35%. Existe además un gravamen a todas las transacciones financieras, equivalente al 3 por mil (0.3%) de toda transacción.

La legislación laboral es la misma que para todos los restantes sectores de la economía.

4.5 Normas que definen la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

Se admite el mantenimiento de integración vertical de generación, transmisión y distribución en las empresas integradas verticalmente a julio de 1994, si bien se requiere la separación contable de las actividades.

Para las empresas nuevas rigen disposiciones que restringen la integración vertical:

- La transmisión debe ser ejercida por empresas que no posean participación en las otras actividades.
- Se permite la participación de empresas en actividades complementarias: generación y comercialización o bien distribución y comercialización.
- Una empresa de generación o distribución no puede poseer una participación accionaria superior al 25% en una actividad no complementaria.

Ninguna empresa que actúe en generación, comercialización o distribución, puede poseer más de un 25% del mercado en su respectiva actividad.

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. En general es interés del gobierno colombiano desprenderse de la propiedad de las empresas del sector, por lo que están en curso procesos de privatización para las principales empresas de generación y distribuidoras estatales.

La capacidad de inversión estatal es casi nula, 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.

4.6 Despacho y mercados competitivos

4.6.1 Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

El despacho es realizado por el Centro Nacional de Despacho (CND), que está encargado de la planificación, coordinación control y supervisión de la operación del sistema, que da instrucciones operativas a Centros Regionales de Despacho.

Las normas de operación son definidas por el Consejo Nacional de Operación (CNO), cuyas decisiones pueden ser recurridas ante el CREG. El CNO está conformado por un representante de cada una de los generadores con capacidad instalada superior al 5% del total, por dos representantes del conjunto de generadores con capacidades entre el 1 y 5% del total, por un representante de las empresas transportistas, con voto sólo en asuntos vinculados a la interconexión, por un representante de los demás generadores, por el Director del CND (sin voto), y por

dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación, uno de los cuales debe corresponder a la mayor empresa de distribución. La CREG establece la periodicidad de las reuniones del CNO.

La administración del mercado eléctrico mayorista está a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Actualmente las funciones del CND y del ASIC son realizadas por la mayor empresa transportadora (ISA, de propiedad estatal) en forma provisoria, hasta la creación de una nueva empresa estatal para desarrollar esas actividades.

4.6.2 Mercado spot y precio spot de la energía

Toda la generación se despacha en forma centralizada por parte del CND, con independencia de los contratos suscritos por los generadores. El CND obtiene la operación de mínimo costo empleando en la optimización los precios de la energía declarados por los generadores, antes de las 9.30 horas de cada día, en un despacho uninodal. El precio spot es el costo marginal en este despacho ideal.

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.

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), liquida las transacciones spot en el mercado, denominado bolsa de energía.

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.

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.

La declaración de Racionamiento se iniciará cuando tenga ocurrencia una de las siguientes situaciones:

- Cuando durante cinco (5) días, de los últimos siete (7) días calendario, el promedio aritmético de los valores del Costo Marginal horario del redespacho, correspondientes a los períodos de las 9 a las 12 horas y de las 18 a las 21 horas, iguale o supere el Precio Umbral.
- Cuando de los análisis sobre la situación energética del SIN de corto, mediano y largo plazo elaborados por el CND, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Reglamento de Operación y los criterios y supuestos que defina el CNO, se concluya que es necesario aplicar un Racionamiento Programado.
- Cuando se prevea que un Racionamiento de Emergencia, se prolongará por un período superior a diez (10) días, de acuerdo con el siguiente procedimiento de evaluación. Cuando un Racionamiento de Emergencia supere los cuatro días continuos, el CNO deberá evaluar la situación el quinto día y establecer si la emergencia tendrá una duración superior a los diez días continuos; si se establece que el Racionamiento de Emergencia sobrepasará los diez días continuos, el déficit se distribuirá siguiendo los lineamientos de un Racionamiento Programado a partir del sexto día, con base en las disposiciones de la resolución del código de racionamiento.

4.6.3 Precios de otros servicios prestados por los generadores

Los generadores reciben una remuneración regulada mensual denominada Cargo por Capacidad.

La Capacidad Remunerable de un generador, es la suma de una potencia equivalente calculada a partir de la simulación del despacho económico bajo una hidrológica crítica, durante el verano, más la capacidad residual de las plantas despachadas (potencia promedio no utilizada) en dicha simulación, afectadas por la disponibilidad real en el mes para el que se calcula la remuneración.

Para el cálculo de la potencia equivalente, se toma la energía despachada en la segunda estación de verano y se halla la potencia equivalente mensual para cada uno de los generadores. Luego se hace un despacho para la máxima demanda incrementando esta potencia equivalente por un factor común k para cada uno de estos generadores hasta atender dicha demanda.

El valor con que se remunera dicha Capacidad Remunerable 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, el que nunca puede ser inferior a dicho costo.

4.7 Mercado de contratos bilaterales

Los generadores pueden realizar contratos bilaterales con los comercializadores y grandes usuarios para el suministro de energía, en condiciones comerciales pactadas libremente.

La compra de energía eléctrica en el mercado mayorista con el fin de su reventa a clientes finales es realizada por comercializadores. Todos los distribuidores son también comercializadores 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.

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 obstante, 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).

No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales. Es decisión de los agentes su grado de exposición en el spot. No obstante, 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. En la actualidad, el comercializador puede optar libremente entre la compra en el spot o los contratos bilaterales.

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 concurrencia, 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.

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.

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

4.8 Generación

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

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).

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..

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 años.

4.9 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. El STN es un sistema multipropietario, pero es operado por el CND, quien reporta al Consejo Nacional de Operación (CON). Las reglas están contenidas en el Reglamento de Operación.

No existen barreras de acceso al mercado. La principal barrera general es la obtención de la licencia ambiental para la construcción de los proyectos.

4.9.1 Remuneración a los transportistas

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).

4.9.2 Pago de los agentes por los servicios de transporte

El ingreso requerido mensualmente para remunerar a los transportadores se asigna en un 75% a los comercializadores de energía en proporción a su demanda, mediante un cargo de tipo estampilla con carácter nacional. El 25% restante se asigna a los generadores, con base en unos cargos establecidos en 1997, con base en una metodología que estimaba

los costos de inversión, operación y mantenimiento que los usuarios causan en una red mínima, que sea capaz de manejar los flujos en los períodos de máxima exigencia de la red real.

A partir del 1º de enero del 2002, se asignará el 100% de los costos de transmisión a los comercializadores.

4.9.3 Mecanismos de expansión de la red

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.

4.10 Distribución

4.10.1 Participación en el mercado mayorista

Los distribuidores no actúan directamente como compradores en el mercado mayorista, sino bajo la figura de comercializadores.

Incluso 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. Están regulados los precios máximos que los comercializadores pueden trasladar a los clientes regulados, como se describió antes.



4.10.2 Remuneración y calidad de servicio de la distribución

La remuneración de la distribución se fija para períodos de 5 años (la última fijación se inició en 1998). Se calcula un valor medio de costos reconocidos en la remuneración, para cuatro niveles de tensión, siendo el nivel I el de baja tensión, y el nivel IV el de 115 kV. Los costos reconocidos incluyen:

- el costo de capital, valorando la red a valor nuevo de reposición (VNR), con vidas útiles por tipo de equipo determinadas por la CREG y una tasa de descuento del 9% anual real
- gastos de administración, operación y mantenimiento anuales del 2% del VNR en los dos niveles superiores de tensión, y del 4% en los dos inferiores.

Es probable que esta metodología se modifique para el siguiente período tarifario (que inicia en el 2003), y la CREG está próxima a dar a conocer los principios en que se basará para establecer la remuneración en el siguiente período tarifario. Las empresas distribuidoras están solicitando una revisión de la remuneración del actual período tarifario, aduciendo que la metodología no remunera inversiones que no estén asociadas al crecimiento de la demanda, además de que la CREG ha establecido normas de calidad del servicio en forma posterior a la fijación de la remuneración, las cuales demandan inversiones no cubiertas por la remuneración.

Existen normas sobre calidad del producto que comprenden básicamente las variaciones permitidas en la tensión y los transitorios que puedan afectar a los usuarios.

En cuanto a calidad del servicio, la CREG recientemente fijó los estándares para los años 2001 y 2002, que se clasifican en cuatro grupos según el tamaño de la cabecera municipal en donde se localicen los circuitos de media tensión. Los estándares para el 2001 consisten en límites máximos a las horas de interrupción anuales y al número de interrupciones anuales, que van desde 19 hasta 61 horas al año, y desde 38 hasta 84 interrupciones anuales. Dichos límites se disminuyen alrededor del 40% para el 2002. La Energía No Suministrada se valora al costo de racionamiento (aproximadamente 0.2 US\$/kWh).

El marco legal establece un esquema de subsidios cruzados en las tarifas a los consumidores finales. A los usuarios con baja capacidad de pago, representados por usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3 (los usuarios residenciales se clasifican en 6 estratos en función de su capacidad de pago), se les subsidia hasta el 50%, 40% y 15% del consumo de subsistencia (primeros 200 kWh mensuales de

consumo), mientras que a los usuarios residenciales de estratos 5 y 6, a los industriales y comerciales se les cobra un sobreprecio del 20% para financiar estos subsidios.

Aunque legalmente este esquema debería ser transparente para las empresas, todavía no se ha logrado equilibrar los subsidios que se otorgan con las contribuciones que se cobran, y el faltante no ha sido cubierto en su totalidad por el Gobierno.

4.11 Seguridad jurídica en el cobro de tarifas y transacciones en el mercado

Actualmente la deuda de las empresas eléctricas en Bolsa, sistema de transmisión y contratos bilaterales asciende a una suma de 93 MUS\$, que comparado con el total de las transacciones del MEM equivale 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 están en proceso de negociación.

Existe un mecanismo de limitación de suministro a los clientes de las empresas comercializadores 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.

En cuanto a usuarios finales, existen problemas de morosidad con usuarios oficiales del orden municipal, en municipios con problemas fiscales, así como con el alumbrado público en numerosos municipios. Aunque existe la posibilidad legal de exigir garantías de pago a los consumidores finales, la herramienta más utilizada es el corte del servicio, y la garantía final es que por ley existe solidaridad entre el usuario del servicio y el propietario del inmueble al que se suministra el servicio.

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).

4.12 Comercio internacional

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, paga cargos por uso del STN como agente generador (estos cargos se trasladan a la demanda en un 100% a partir 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.

4.13 Preservación del medio ambiente

Las autoridades ambientales (Ministerio del Medio Ambiente y Corporaciones autónomas regionales), son las encargadas de expedir las licencias ambientales requeridas para la construcción de líneas de alto voltaje y plantas de generación. En cuanto a la distribución, cada vez es más frecuente la expedición de normas por parte de autoridades municipales referidas al uso del suelo y a nuevos impuestos.

Para la generación y transmisión las normas establecen básicamente la exigencia de una licencia ambiental antes de iniciar su construcción, y un Plan de Manejo Ambiental, una vez en operación. Adicionalmente, se impone un gravamen del 4% en caso de térmicas, y del 6% en caso de hidroeléctricas, medidos sobre la

generación de la planta (valorada a una tarifa regulada por la CREG, que es menor al precio de bolsa)

4.14 Arbitraje y conciliación

La CREG puede hacer de árbitro en las controversias contractuales entre empresas del sector eléctrico. Existen además Cámaras de Arbitraje adscritas a las Cámaras de Comercio.

4.15 Estabilidad y tendencias previsibles en la evolución de la regulación

El marco legal del servicio eléctrico fue establecido por las Leyes 142 y 143 de 1994. El MEM fue creado en el mes de julio de 1995 y hasta la fecha los principales cambios han sido:

- La introducción del Cargo por Capacidad para remunerar la potencia disponible de generación y la modificación posterior de la metodología inicial establecida
- La metodología de intervención de embalses y la asignación del valor de oferta.
- Mercado de AGC.
- El cálculo y asignación del valor de las generaciones de seguridad.
- El pago del uso del STN.
- Los pasos iniciales a la coordinación gas-electricidad.
- El precio de bolsa para el mercado internacional.
- Los cambios en los límites para los clientes no regulados.
- La eliminación de los centros regionales de despacho independientes del Centro Nacional de Despacho.
- La creación del estatuto de racionamiento.
- La modificación de oferta horaria a una sola oferta diaria; aunque la CREG ha informado que es temporal se estima que se mantendrá.

Se están discutiendo cambios importantes, como son:

La creación de mercados de futuros, opciones de energía firme y, en general, instrumentos financieros que le den liquidez al mercado.

- Creación del mercado de energía reactiva.
- Modificación del manejo comercial de las inflexibilidades técnicas de las unidades.
- Cambios en la oferta diaria.
- Manejo comercial del pago de las generaciones de seguridad.

Aunque son frecuentes las iniciativas parlamentarias para modificar el marco legal de los servicios públicos,



hasta la fecha no se han introducido modificaciones sustanciales a las leyes 142 y 143 de 1994, que dan el marco legal a la normativa vigente.

4.16 Enumeración de las normas más importantes para el sector

- Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos)
- Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica)
- Reglamento de Operación (varias resoluciones de la CREG, que reglamentan la operación del sistema interconectado y el mercado de energía mayorista)
- Reglamento de Distribución (varias resoluciones de la CREG que complementan el Reglamento de Operación en cuanto a la distribución de energía, y establece las normas de calidad)

5 CHILE

5.1 Organismos reguladores

En Chile existen dos órganos reguladores, que actúan a nivel nacional, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), ambas dependientes del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

La CNE tiene las siguientes facultades principales: preparar planes y políticas para el sector eléctrico, estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía, elaborar y proponer al Gobierno normas técnicas aplicables al sector eléctrico, velar por el cumplimiento de las normas técnicas referidas, analizar la estructura y nivel de precios y tarifas de la electricidad.

Por su parte, la SEC tiene facultades para: otorgar concesiones, realizar gestiones para declarar la caducidad de las concesiones, requerir a concesionarios para que adecuen la calidad del servicio a las exigencias legales, resolver conflictos relacionados con el uso de servidumbres eléctricas, sancionar a los concesionarios por infracciones a la calidad del servicio público de distribución, resolver reclamos formulados por los particulares con respecto de sus derechos establecidos en la Ley de Servicios Eléctricos y otras, verificar los costos de explotación y el valor nuevo de reemplazo de las concesionarias de distribución eléctrica, y en general fiscalizar el cumplimiento de la reglamentación eléctrica.

Indirectamente, actúan sobre el sector, dos organismos gubernamentales con competencias sobre el conjunto de la economía:

- La Comisión Resolutiva Antimonopolio, entidad encargada de velar por el cumplimiento de las normas sobre libre competencia en toda la economía, que en ciertas ocasiones ha resuelto algunos temas relacionados con la libre competencia en el mercado eléctrico.
- El Servicio Nacional del Consumidor, entidad gubernamental que protege los derechos de los consumidores, que en algunas ocasiones ha intervenido para proteger los derechos de los consumidores ante las empresas generadoras y distribuidoras.

El marco regulatorio y los reglamentos técnicos operativos se encuentran en aplicación plena.

5.2 Entrada de empresas

Generación hidroeléctrica: Se requiere concesión para establecer centrales hidráulicas, la que es otorgada por la SEC y el Ministerio de Economía. Para utilizar derechos de agua se requiere la participación de la Dirección General de Aguas (DGA). Eventualmente se requerirá de las autorizaciones provenientes de la legislación ambiental, como podrán ser las autorizaciones de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)

Generación térmica convencional: no se requiere concesión. Eventualmente se requerirá de las autorizaciones provenientes de la legislación ambiental, como podrán ser las autorizaciones de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA).

Transmisión: Se requiere concesión para establecer líneas de transporte de electricidad. La principal consecuencia de esta concesión es que permite la imposición de servidumbres que habilitan para utilizar gratuitamente bienes nacionales de uso público y – previo pago de una indemnización- bienes de privados. También se pueden construir líneas sin concesión, pero se requerirá autorizaciones privadas y servidumbres negociadas directamente con los dueños de los terrenos. Eventualmente se requerirá de las autorizaciones provenientes de la legislación ambiental, como podrán ser las autorizaciones de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA).

Distribución: Se requiere concesión de servicio público de distribución para establecer, operar y explotar instalaciones de distribución.

Comercialización: No existe como actividad separada de la distribución o de la generación. Las concesiones se otorgan por Decreto Supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, pero toda su tramitación y solicitud se hace por intermedio de la SEC.

En general no existen restricciones a la entrada de empresas en la generación y transmisión desde el punto de vista de la legislación eléctrica. Los inconvenientes pueden presentarse por falta de cumplimiento de exigencias provenientes de otras ramas del derecho, como es la legislación medioambiental.

5.3 Consumidores. Acceso directo al mercado.

Pueden acceder directamente al mercado los consumidores con potencia conectada superior a 2000



kW. El proyecto de ley para modificar la actual Ley General de Servicios Eléctricos, que se enviará a consideración del parlamento, establecería una reducción de ese límite a 200 kW.

5.4 Legislación tributaria y laboral

La actividad del sector eléctrico está sujeta a las mismas normas tributarias y laborales que el resto de los sectores de la economía.

5.5 Normas sobre la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

No existen normas expresas que preceptúen la desintegración vertical entre generación, transmisión y distribución. No obstante, en el caso concreto de la integración vertical derivada del control común de la principal empresa de generación Endesa y la empresa de transmisión Transelec, la Comisión Resolutiva Antimonopolio (organismo externo al sector eléctrico encargado de velar por el cumplimiento de las normas generales sobre libre competencia), determinó la necesidad de desintegración vertical, la que tuvo lugar recientemente.

No se permite la actividad de comercializadores puros, o sea intermediarios de energía sin generación propia.

Existe una mínima participación empresarial del Estado en el sector, en particular en dos empresas de generación (Colbún y Electroandina).

5.6 Normas de protección de la competencia

En la legislación vigente para el sector eléctrico no existe ninguna restricción específica al monopolio de las actividades eléctricas, ni restricciones a la integración vertical ni horizontal, si bien existen normas generales en la economía, aplicadas por la Comisión Resolutiva Antimonopolio.

Existen normas generales incluidas en la Ley de Protección de los Derechos del Consumidor, aplicables como caso particular al sector eléctrico, y acerca de cuya aplicación entienden los tribunales de justicia.

5.7 Despacho y mercados competitivos

5.7.1 Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

La ley establece la existencia y normas generales de funcionamiento del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), encargado de la operación del sistema eléctrico. El CDEC está integrado exclusivamente por los generadores cuya potencia instalada supere los 62 MW. No posee activos ni personal propio, sino que utiliza los de los generadores que lo integran.

5.7.2 Mercado spot y precio spot de la energía

Toda la generación se despacha en forma centralizada por parte del CDEC, con independencia de los contratos suscritos por los generadores. 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, para evitar que la información proporcionada sea errónea.

Para las centrales hidráulicas con embalse el despacho tiene lugar según lo determine un modelo empleado por el CDEC, que calcula el valor del agua necesario para la operación a mínimo costo de combustible y falla.

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.

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.

La aparición de congestión en el sistema de transmisión genera precios locales. Los ingresos adicionales para el transportista como resultado de las diferencias entre inyecciones y extracciones de energía valoradas al precio spot, son retenidos por el transportista, salvo que existan acuerdos de este con otras empresas.

5.7.3 Precios de otros servicios prestados por los generadores

Los generadores reciben una remuneración por potencia firme de sus centrales. Se entiende por potencia firme preliminar a la potencia que el generador puede aportar con un porcentaje de confiabilidad predeterminado. 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.

El precio base mensual de la potencia firme se determina como la mensualidad por MW 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. Dicho factor es igual a uno en las subestaciones centrales del sistema de transmisión.

Los distribuidores deben comprar potencia firme por su demanda máxima anual de potencia. Los generadores deben disponer de potencia firme que cubra sus contratos de venta. Existe un mercado de transferencia de potencia firme entre generadores, a los precios regulados indicados antes. Cada año el CDEC calcula en diciembre, las transferencias de potencia previstas para el año próximo, de acuerdo a los contratos vigentes. Una vez ocurrida la demanda máxima de cada año, el CDEC recalcula las transferencias de potencia según las demandas reales.

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.

5.8 Mercado de contratos bilaterales

Los clientes libres pueden realizar contratos libremente con los generadores.

Los distribuidores están obligados a contratar la totalidad de su demanda. De acuerdo al artículo 240 del Reglamento de la Ley Eléctrica se requiere que dichos contratos abarquen un horizonte mínimo de 3 años hacia el futuro.

Los precios de los contratos entre generadores y distribuidores están regulados 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. Los precios de nudo de la potencia se describieron en el punto anterior.

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 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%.

Los precios de nudo incluyen también una componente de peajes calculada como se describe en el punto relativo a la transmisión.

5.9 Generación

En el principal sistema interconectado del país, el Sistema Interconectado Central, existen tres grandes grupos de empresas generadoras que concentran la mayor parte de la capacidad instalada.

La CNE elabora los planes indicativos de expansión de la generación y transmisión.

Los incentivos principales a la expansión de la generación proceden de la demanda por contratos por parte de los distribuidores y clientes libres.

Las generadoras pueden vender en contratos, por una cantidad de energía mas allá de su energía firme, y la diferencia la compran en el mercado spot o bien se protegen con contratos con otras generadoras.

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 están concedidos. 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.

5.10 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 calculada por la autoridad regulatoria, sino que la Ley de Servicios Eléctricos establece solamente un método de cálculo.

5.10.1 Remuneración a los transportistas y pago de los agentes por los servicios de transporte

Se reconoce al transportista un ingreso que debe cubrir la anualidad del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, más el costo de operación y mantenimiento de una red económicamente adaptada.

El ingreso percibido por el transportista procede de las diferencias resultantes de aplicar los precios spot y de nudo de energía y potencia en los nodos de la red del transportista y de ingresos complementarios por peajes.

Los peajes son pagados sólo por los generadores y su valor es negociado entre el interesado y el dueño del sistema de transmisión, sobre la base de las reglas previstas en la ley. En caso de desacuerdo, resuelve un árbitro.

Los generadores pagan peaje por las instalaciones incluidas en un área de influencia, determinada por el CDEC, con independencia de las transacciones comerciales que se realicen por la energía. El cálculo de esos montos de peaje ha originado controversias entre generadores y Transelec S.A., la principal empresa transportista del SIC, que derivaron de acuerdo a la normativa a tribunales de arbitraje, si bien los resultados y criterios aplicados no han sido uniformes en todos los casos.

5.10.2 Mecanismos de expansión de la red

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

5.11 Distribución

5.11.1 Participación en el mercado mayorista

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

Los distribuidores pagan por la energía comprada y por la potencia máxima demandada, los precios de nudo de energía y potencia, los que pueden trasladar a los clientes regulados.

5.11.2 Remuneración de la distribución

Por la actividad de distribución, las empresas reciben como remuneración el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD incluye: los costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución. Los costos anuales de inversión se calculan como la anualidad de las inversiones de una red adaptada a la demanda valorizada a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) a una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Con los VAD calculados de la forma anterior más los precios de nudos correspondientes, se establecerán las tarifas básicas preliminares. Si esas tarifas básicas preliminares conducen a que el conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias reciba una tasa de rentabilidad inferior al 6% o superior al 16% real anual, antes del impuesto a las utilidades, las tarifas básicas se modifican de modo de alcanzar dichos límites.

Las tarifas son fijadas cada 4 años por el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción mediante decreto supremo. Estas tarifas serán reajustadas de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor (IPC).

Son permitidas otras actividades fuera del servicio público de distribución, pero sus ingresos y costos no se consideran para el cálculo tarifario.

5.11.3 Seguridad jurídica en el cobro de las tarifas

Si el cliente regulado no paga la factura o boleta después de 45 días de su vencimiento, la empresa está autorizada para suspender el suministro, salvo en el caso de hospitales y cárceles, en cuyo caso la empresa puede ejercer acciones ejecutivas específicas para el cobro.

5.12 Comercio internacional

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, requieren 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 para efectos de regulación y formación de precio se entiende que esa central es como si estuviera en territorio chileno.

5.13 Tendencias previsibles de evolución

Luego de dieciocho años de aplicación de la Ley de Servicios Eléctricos, está en discusión pre-parlamentaria la revisión completa de la misma. Los cambios propuestos incluyen: la reducción a 200 kW del límite de acceso al mercado de clientes libres, la posibilidad de actuación de comercializadores, normas para facilitar el acceso a las redes de distribución, creación de una bolsa de energía con ofertas de los generadores y separada de la función de operación del sistema, y aumento de las funciones del CNE a expensas de las de la SEC. Si bien las modificaciones en las normas tienden a introducir mayores niveles de competencia en el sector, el número de participantes en el mercado es reducido y no tiende a aumentar significativamente en el corto plazo.

5.14 Enumeración de las normas más importantes para el sector

- Ley General de Servicios Eléctricos, bases y principios de la regulación de todo el sector eléctrico.
- Reglamento de la Ley, concreción en detalle de la Ley anterior.
- Ley que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Ley de crea la Comisión Nacional de Electricidad.



6 ECUADOR

6.1 Organismo regulador

El organismo regulador es el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), constituido como persona jurídica de derecho público, cuyas funciones y facultades son las que siguen:

- Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional.
 - Elaborar el Plan de Electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.
 - Preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran.
 - Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución.
 - Dictar regulaciones a las cuales deben ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y clientes del sector eléctrico.
 - Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje.
 - Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad.
 - Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la ley.
 - Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes.
 - Resolver la intervención, prórroga o caducidad y la autorización para la cesión o el reemplazo de las concesiones, en los casos previstos en la ley.
 - Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando que las partes ejerzan debidamente su derecho a la defensa sin perjuicio del derecho de ellas de acudir a los órganos jurisdiccionales competentes.
 - Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico.
 - Precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC.
- Para ello, el CONELEC autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisor y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer en favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades.
- Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad a lo que señale el Reglamento respectivo.
 - Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico.
 - Declarar de utilidad pública o de interés social de acuerdo con la Ley y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requiera para los fines del desarrollo del sector eléctrico, en los casos estrictamente necesarios y para la ejecución de obras directamente vinculadas con la prestación de servicios.

El Directorio del CONELEC se integra por siete miembros designados de la siguiente manera: dos Representantes Permanentes del Presidente de la República, uno de los cuales preside el Directorio del CONELEC, un Representante Permanente del Presidente de la República quien debe ser un Ingeniero Eléctrico Colegiado; el Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, o su Delegado permanente; el

delegado permanente del Director de la Oficina de Planificación de la Presidencia de la República; un Representante Principal y un Suplente de las Cámaras de la Producción; y, un Representante Principal y un Suplente de los Trabajadores del sector eléctrico. La designación de los delegados y representantes se realizará en personas con antecedentes técnicos de por lo menos diez años, o profesionales en la materia.

El modelo regulatorio se encuentra en una etapa de implantación. Las etapas de la industria están desverticalizadas y se han formado empresas independientes, que están todavía en su mayor parte en poder del Estado.

Está en funcionamiento el Mercado Mayorista con varias dificultades ocasionadas por la falta de pago a los Agentes Generadores y Transmisor. Se lleva adelante el proceso de venta de las distribuidoras y posteriormente se privatizarán las generadoras y el transmisor. Algunas regulaciones han tenido modificaciones o ajustes, especialmente las que se relacionan con el funcionamiento técnico y comercial del mercado, como resultado de las experiencias en la aplicación.

6.2 Entrada de empresas

Se requiere concesión para la transmisión, distribución y generación mediante centrales de más de 50 MW de capacidad instalada.

Se requiere de permisos para generación en centrales de hasta 50 MW, y de licencias para actividades no contempladas en las concesiones o permisos, por ejemplo la importación o exportación de energía.

Las concesiones, permisos y licencias son otorgados por el estado nacional a través del CONELEC.

La instalación de centrales de generación requiere de permisos ambientales.

El CONELEC controla el cumplimiento del contrato de concesión, en cuanto a plazos y desarrollo del proyecto para las centrales de generación, el cumplimiento del contrato de concesión y ejecución de obras establecidas en el plan de expansión para las instalaciones de transmisión y el cumplimiento del contrato de concesión, cobertura del servicio y cumplimiento de normas de calidad del servicio para las concesiones de distribución

6.3 Consumidores. Acceso directo al mercado.

Los requisitos para acceder directamente al mercado son tener instalado en los puntos de suministro el sistema de medición comercial y 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.

El número de consumidores que optan por comprar directamente al mercado es actualmente reducido (5), ya que las tarifas actuales de las distribuidoras a los clientes finales son bajas y no existe la motivación para que los clientes recurran a un generador directamente. Con el programa de nivelación tarifaria, en marcha, se considera que esta situación cambiará.

La protección de los consumidores tiene lugar a través de una Ley de defensa del consumidor y de la figura del Defensor del Pueblo, que son aplicables a toda la economía.

6.4 Legislación tributaria y laboral

La legislación tributaria es la misma aplicable a todas las personas jurídicas del Ecuador, si bien hasta el año 1999 existían ciertas exoneraciones para las empresas dedicadas a la actividad eléctrica.

Las empresas de generación, distribución y transmisión, para todos los efectos incluyendo el laboral se regulan por las normas aplicables a las personas jurídicas de derecho privado, contenidas en el Código de Trabajo.

6.5 Normas sobre la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

Los distribuidores no pueden generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrada en vigencia la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, y siempre y cuando se constituyan personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esa generación.

Los generadores no pueden ni por sí ni por interpuestas personas transmitir ni distribuir energía eléctrica, salvo las excepciones previstas en la ley.

No obstante lo anterior, el CONELEC puede autorizar a un generador, distribuidor o gran consumidor a construir a su exclusivo costo y para atender sus propias



necesidades, una red de transmisión, con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o recibir energía directamente de un generador, respectivamente, para lo cual el CONELEC establece las modalidades y forma de operación.

Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la capacidad instalada de generación a nivel nacional.

Las compañías que adquieran acciones en las sociedades anónimas, constituidas con activos de propiedad del Estado, no podrán ser relacionadas entre sí, ni depender societariamente de una misma matriz, aunque no tengan calidad jurídica de subsidiaria o sucursal.

En el actual período de transición que atraviesa el sector, el estado es dueño de la mayor parte de la capacidad de generación, (si bien existen cuatro empresas generadoras privadas) y de la empresa de transmisión, y en la distribución, es accionista mayoritario en casi todas las empresas de distribución. Además de la función de regulación y control el estado a través del CONELEC se encarga de fijar políticas y planificar el sector.

6.6 Normas de protección de la competencia

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no pueden asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco pueden celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico prohíbe expresamente conductas monopólicas, tales como la colusión para la fijación de precios por encima de aquellos que existirían en ausencia de dicha conducta colusiva; políticas predatorias tendientes a excluir del mercado eléctrico a empresas rivales o a dificultar el ingreso de nuevas, especialmente generadores; la discriminación, en igualdad de condiciones de precios o de tratamiento con respecto al acceso a las instalaciones del transmisión y distribución; y otras similares por parte de los generadores, el transmisor o los distribuidores y que tengan por efecto eliminar o dificultar la libre competencia en el sector eléctrico o perjudicar a los consumidores por la vía de los precios.

El organismo de regulación debe velar por que no se realicen prácticas que atenten contra la libre competencia en perjuicio de los usuarios, para cuyo efecto podrá iniciar las acciones judiciales a que hubiere

lugar. De la misma manera, el CONELEC determina los mecanismos de reclamación que correspondan a fin de brindar una protección efectiva a los legítimos derechos de los consumidores.

6.7 Despacho y mercados competitivos

6.7.1 Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

El organismo encargado del despacho y administración del mercado es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), corporación civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores.

El CENACE estará dirigido por un Directorio formado por un delegado permanente del Presidente de la República, dos delegados de las empresas concesionarias de generación, dos delegados de las empresas concesionarias de distribución, un delegado de la empresa concesionaria de transmisión y un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo.

6.7.2 Mercado spot y precio spot de la energía

El despacho es realizado de manera centralizada por el CENACE, minimizando los costos de producción y falla esperados, a partir de las declaraciones de costos de los generadores térmicos, realizadas mensualmente, y de las estimaciones de valor del agua de las centrales hidráulicas, realizadas centralizadamente por el CENACE

El CENACE calcula el precio de mercado, en una barra de mercado del sistema, y los precios de nodo en cada nodo, aplicando factores de nodo calculados a partir de las pérdidas marginales de transmisión.

6.7.3 Precios de otros servicios prestados por los generadores

Los generadores reciben un pago mensual por la Potencia Remunerable puesta a disposición y no comprometida en contratos. Para determinar el monto de potencia que se remunera a cada generador, se considera una simulación en año seco (con probabilidad de excedencia del 90% de energía hidráulica generable). A las centrales hidráulicas y térmicas a

vapor 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, 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 en el período noviembre-febrero.

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 mantenimiento, 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.

El CENACE evalúa semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, por encima de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. Si de la programación semanal se determina la necesidad de la Reserva Adicional de Potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y de confirmarse su disponibilidad, esta es licitada. La Reserva Adicional de Potencia se remunera con el valor que resulte de la licitación, el que no puede ser mayor al definido para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y Reserva para Regulación de Frecuencia.

El CENACE determina también el porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación Primaria de Frecuencia, el que es de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores.

En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido puede comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, al precio unitario de potencia.

Existe también un pago por la potencia reactiva puesta a disposición por los Agentes que posean equipo exclusivo para el control de voltaje. Esta potencia reactiva es aquella que tenga disponible en exceso el agente, una vez cumplidos los parámetros o índices obligatorios de calidad.

Está previsto el despacho preferente de plantas que utilicen energías renovables no convencionales, que no puede exceder el 2% de la capacidad instalada de los generadores del MEM.

6.8 Mercado de contratos bilaterales

Generadores, distribuidores y grandes consumidores pueden pactar contratos libremente por un término mínimo de un año.

No existe la figura del comercializador puro, aunque para el caso de la importación y exportación de energía, se está considerando a empresas comercializadoras.

Los generadores térmicos no pueden comprometer en contratos una producción mayor a aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos; los hidráulicos no pueden comprometer una producción mensual o estacional mayor de aquella proveniente de su energía firme mensual o estacional en función de la capacidad del reservorio, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivo.

6.9 Generación

Existen doce empresas de generación, entre ellas cuatro privadas. La mayor empresa es la hidroeléctrica estatal Paute, con alrededor del 40% de la capacidad instalada de generación. La mayor empresa privada posee del orden del 10% de la capacidad instalada.

El CONELEC elabora anualmente un plan de expansión de carácter indicativo.

6.10 Transmisión

La actividad de transmisión se realiza bajo un régimen de exclusividad, salvo las autorizaciones para construir redes de transmisión que el CONELEC otorgue a un generador, distribuidor o gran consumidor, a exclusivo costo de éstos y para atender sus propias necesidades, con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o recibir energía directamente de un generador.

El sistema de transmisión está constituido por un anillo a 230 kV que cubre la mayor parte del territorio nacional y líneas radiales a 138 kV. El sistema es operado por la empresa única de transmisión Transelectric S.A. con 100% de control accionario estatal, con subordinación a las instrucciones impartidas por el administrador del Mercado (CENACE).



6.10.1 Remuneración a los transportistas

La remuneración actual contempla dos rubros: un cargo fijo calculado en función de un plan de expansión decenal, y un cargo variable aplicando la metodología de los factores de nodo. En la actualidad, en la red existen varios puntos que en ciertos periodos del día presentan restricciones para el transporte y cuyos sobre costos son asumidos por el transmisor.

Las tarifas se calculan de modo de permitir al transportista cubrir sus costos medios. El Costo Medio del Sistema de Transmisión, corresponde al costo de capacidad, suma de los costos de inversión, administración, operación, mantenimiento y pérdidas. Los costos de inversión provienen del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de diez años, cuyo estudio es preparado por el Transmisor, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE y aprobado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Mediante el flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considerada la expansión optimizada; y, asociados a la demanda máxima correspondiente, se obtienen los costos medios de inversión.

6.10.2 Pago de los agentes por los servicios de transporte

La tarifa de transmisión contempla un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión, relacionado con el uso de las instalaciones y equipos que, en forma exclusiva, le sirven a un agente del mercado mayorista para conectarse al Sistema Nacional de Transmisión, para materializar sus transacciones.

El cargo variable de transmisión es determinado cada hora por el administrador del mercado (CENACE) y liquidado al fin de mes, de acuerdo a los factores de nodo y movimientos de energía del sistema.

En el caso del cargo fijo expresado en US\$/kW-mes, este es pagado por los distribuidores y grandes consumidores a través de un cargo "estampilla", en función de su demanda máxima no coincidente. Si bien en la actualidad el cargo fijo es aplicado a través de un pago estampillado, a futuro, y de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Tarifas, el cargo fijo debe ser desacoplado en dos cargos: un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del SNT y un cargo por conexión relacionado con el uso de las instalaciones y equipos que en forma exclusiva le sirven a un agente del mercado.

6.10.3 Mecanismos de expansión de la red

La expansión del sistema de transmisión para atender el crecimiento de la demanda en forma confiable y para corresponder al Plan Maestro de Electrificación, es planificada obligatoriamente por el transmisor y aprobada por el CONELEC.

El único transmisor (Transelectric) tiene la obligación de expandir el sistema, sobre la base de los planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

Sin embargo, existe la posibilidad, como excepción, de que un agente diferente al transmisor, construya su propia línea de transmisión, para entregar o recibir energía del Sistema Nacional Interconectado.

6.11 Distribución

6.11.1 Participación en el mercado mayorista

Los distribuidores pueden trasladar a las tarifas el precio referencial de generación calculado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, y sometido a consideración y aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considerando los siguientes componentes:

a) Componente de Energía. Corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de un año del despacho de carga de mínimo costo, proveniente de la planificación operativa del sistema de generación, elaborada por el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE. Este componente es calculado incluyendo el costo de las restricciones que impidan la ejecución de un despacho a mínimo costo, para mantener condiciones operativas apropiadas o aquellas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, respecto de la generación requerida para superar deficiencias en los sistemas de transmisión y distribución.

b) Componente de Capacidad. Corresponde a la anualidad de las inversiones, calculada a la Tasa de Descuento y para una vida útil aprobadas por el CONELEC, para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se agregan los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes.

Los distribuidores no pueden generar energía eléctrica, salvo que se constituyan en personas jurídicas diferentes e independientes para ello, y sujetos a limitaciones ya descritas. Los distribuidores no pueden efectuar transacciones de energía entre ellos, excepto en los casos aprobados por el CONELEC.

Dado que los distribuidores pueden trasladar a las tarifas el Precio Referencial de Generación, que es calculado por el CENACE como se indicó, las diferencias entre este precio referencial y los precios de los contratos de abastecimiento que puedan firmar los distribuidores son asumidas por éstos y no se trasladan al usuario final.

En la actualidad, 16 de las 18 empresas vinculadas al Sistema Nacional Interconectado, tiene suscritos contratos de compraventa de energía con los generadores manejados por el Fondo de Solidaridad (es decir el Estado)

6.11.2 Remuneración por la función de distribución

El Valor Agregado de Distribución (VAD), es obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

El VAD es uno de los rubros que se integran en la fijación de la tarifa al usuario final. Las tarifas al usuario final se fijan para un período anual, con reajustes cuando la variación de los componentes del costo tienen una variación igual o superior al 5%

El estudio técnico-económico respectivo con los resultados del cálculo del VAD, es presentado por cada distribuidor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Los bienes e instalaciones financiados con fondos del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, no son considerados en la valoración del VAD.

En la determinación de las tarifas a los consumidores finales, los consumidores de bajo consumo (aquellos que no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, pero que en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional), son subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica.

6.11.3 Seguridad jurídica de las tarifas

El nivel de morosidad de los clientes de las distribuidoras es de aproximadamente de un 5%. En el Mercado Mayorista las deudas a los generadores alcanzan al 70% del valor de la facturación, situación que se produce por las bajas tarifas a los clientes de las distribuidoras y por una desajustada gestión empresarial. Este problema se estima que irá disminuyendo paulatinamente a medida que se aplique la nivelación tarifaria aprobada.

Todo consumidor debe realizar un depósito en calidad de garantía por consumo de energía y por el buen uso de la acometida y el equipo de medición. El depósito es el equivalente a un mes de consumo, calculado a la tarifa vigente según el tipo de consumidor. En el caso de nuevos consumidores, el valor de la garantía se calcula sobre la base de un consumo mensual estimado en base a la carga instalada; y, para consumidores existentes se toma el promedio mensual de los últimos meses facturados hasta un máximo de doce.

En lo que se refiere a la iluminación pública, el valor por este concepto es cobrado a través de las planillas de consumo de energía a cada uno de los clientes en los porcentajes legalmente fijados. Respecto a las garantías para entidades públicas, son las mismas señaladas en el literal precedente.

6.12 Comercio internacional

En la actualidad existe un intercambio con Colombia de 40 MW a un nivel de voltaje de 138 kV, pero que opera en forma limitada por restricciones técnicas en el punto de interconexión. Se prevé la ejecución de proyectos de interconexión mayores entre ambos países, teniendo en cuenta la necesidad de importación de energía de Ecuador en los próximos años.

Existe un proyecto de reglamento para importación y exportación de energía que prevé el comercio por contratos a plazo, que requieren el compromiso de potencia firme para respaldarlos y el comercio de oportunidad.

Se establece que sólo puede exportarse la energía que haya sido declarada excedentaria, después de cubrir la demanda nacional.

Atendiendo a su carácter de interrumpible, una importación de oportunidad no recibirá remuneraciones en concepto de potencia sino exclusivamente el precio de la energía resultante del Despacho Económico que efectúe el CENACE.

Considerando que la potencia puesta a disposición por la oferta extranjera mediante un contrato se remunera explícitamente mediante el contrato, la remuneración que pudiere corresponder a dicha oferta en concepto de Potencia Remunerable puesta a Disposición, corresponde a la parte importadora del contrato. Por otra parte, los excedentes de una importación de un contrato de compraventa reciben en el Mercado Ocasional el mismo tratamiento que los excedentes de contratos de abastecimiento del MEM.

El CENACE determina, dentro del Despacho Económico, la unidad o planta que entra en operación para cumplir con los contratos para la exportación de



energía. Si bien el contrato se garantiza con la potencia del Generador o Comercializador del MEM que exporta, en el caso que la generación del Agente o Comercializador del MEM no haya sido despachada, debe pagar al generador que lo reemplazó por este servicio, de acuerdo a su costo operativo. Los costos variables declarados por el generador que ingrese a operar para la exportación de energía, no son considerados para la determinación del costo marginal de la energía en el Despacho Económico que realice el CENACE.

El reglamento establece la figura del comercializador de importación y exportación.

Para la administración, coordinación, supervisión y control operativos de la importación o exportación y de cada interconexión internacional, el CENACE deberá suscribir los convenios respectivos con los Organismos Coordinadores de los países vecinos, previa aprobación del CONELEC. Dichos convenios deberán definir los mecanismos para recibir y suministrar las ofertas de oportunidad de importación y/o exportación de energía eléctrica, respetando la normatividad que al respecto establezca el CONELEC.

6.13 Tendencias previsibles de evolución

En la actualidad se encuentran en proceso de definición un conjunto de reglamentos:

- Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas.
- Reglamento de Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución.
- Reglamento de Importación y Exportación de Energía.
- Reglamento de Prácticas Antimonopolio.

Una vez aprobados estos Reglamentos por parte del Presidente de la República, se tendrán que emitir otras normas, para su completa aplicación. Adicionalmente se encuentra en una etapa final de revisión, la Regulación sobre la Calidad del Servicio de la Distribución.

6.14 Enumeración de las normas más importantes para el sector

A continuación se enumeran las normas más importantes, con su fecha de vigencia.

Leyes:

- Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 10 de octubre de 1996

Reglamentos:

- Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 28 de octubre de 1997.
- Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, 3 de abril de 1998.
- Reglamento de Tarifas. 26 de octubre de 1998.
- Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, 23 de febrero de 1999.
- Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, 23 de febrero de 1999.
- Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, 23 de febrero de 1999.
- Reglamento de Garantías para Compraventa de Energía. 11 de noviembre de 1999.

Regulaciones:

- CONELEC-002/99. Administración Transitoria de las transacciones en el Sistema Interconectado Nacional. 30 de marzo de 1999
- CONELEC-014/99. Administración Técnica y Operativa del Sistema de Trasmisión. 11 de noviembre de 1999.
- CONELEC-001/00. Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. 20 de enero de 2000.
- CONELEC-003/00. Declaración de Costos Variables de Producción. 4 de julio de 2000.
- CONELEC-005/00. Transacciones de Potencia Reactiva. 9 de agosto de 2000.
- CONELEC-006/00. Procedimiento de Despacho y Operación. 9 de agosto de 2000
- CONELEC-007/00. Procedimientos del Mercado Mayorista. 9 de agosto de 2000.
- CONELEC-008/00. Precios de la energía producida con recursos renovables no convencionales. 27 de setiembre de 2000.
- CONELEC-001/01. Participación de Autoproductores. 24 de enero de 2000.
- CONELEC-002/01. Sistema de Medición Comercial. 14 de marzo de 2001.
- CONELEC-003/01. Requisitos para la calificación de Grandes Consumidores. 14 de marzo de 2001.
- CONELEC-004/01. Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. 27 de mayo de 2001.

7 ESPAÑA

7.1 Organismos reguladores

El principal organismo regulador del sector eléctrico es la CNE (Comisión Nacional de la Energía), que depende del Ministerio de Economía. Dicho organismo fue creado por la LOSEN (Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional) de 1994 como Comisión del Sistema Eléctrico Nacional. Posteriormente la Ley Eléctrica 54/1997 lo mantuvo adquiriendo su configuración actual por disposición de la Ley de Hidrocarburos de 1998 que le amplía las competencias al resto de los sectores energéticos.

Entre sus funciones, en relación con el sector eléctrico, se encuentran la de actuar como órgano consultivo del gobierno en la materia, vigilar la actuación de los agentes en competencia y presentar propuestas e informes en todo lo referente a la regulación eléctrica, planificación, tarifas, autorizaciones, etc.

El nuevo modelo se encuentra vigente desde principios de 1998. En la actualidad la mayor parte del desarrollo legislativo se ha llevado a efecto, si bien, algunas áreas están pendientes de regulación, mientras en otras ya se han realizado sucesivas modificaciones a la luz de la experiencia adquirida y de los resultados.

7.2 Ingreso de empresas al mercado

7.2.1 Generación

El único requisito para instalarse como productor de electricidad es la consecución de la autorización administrativa previa.

7.2.2 Transporte y distribución

No existen zonas o áreas de concesión. En el caso de ampliación de líneas, cualquier sociedad mercantil que cumpla con los requisitos establecidos puede solicitar autorización para ello. Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de atender nuevos consumos y ninguno de ellos decidiera acometer la obra, la Administración competente determina cual de éstos distribuidores debe realizarla atendiendo al criterio de menor coste y mayor racionalidad económica.

7.2.3 Autorizaciones

En general, la realización de cualquiera de las actividades enumeradas anteriormente está sujeta a

autorización administrativa con carácter previo y reglado.

La autoridad concedente es en principio la Administración Central del Estado, si bien en aquellos casos en que la instalación para la que se pida autorización vaya a operar en una Comunidad concreta, es competencia de la Administración Autonómica correspondiente.

Las autorizaciones tienen carácter reglado, es decir, que obedecen a un procedimiento previamente establecido con el fin de evitar el carácter discrecional. La concesión de dichas autorizaciones viene delimitada principalmente por el cumplimiento de condiciones medioambientales, de eficiencia energética de las instalaciones así como, de la capacidad legal, técnica y económica por parte del solicitante.

7.3 Consumidores. Acceso directo al mercado y uso de la red.

Los consumidores que son alimentados en tensión mayor a 1 kV y los de baja tensión que consuman más de 1 GWh/año, asumen el carácter de consumidores cualificados lo que los habilita a optar por acudir al mercado a elegir suministrador. El conjunto de usuarios cualificados representa alrededor del 54% de la demanda.

No obstante, un cliente que ha adquirido la condición de cualificado puede optar por utilizar dicha condición o no. Esto depende de que dicho cliente tenga una situación de ventaja competitiva permaneciendo en la distribuidora pagando la llamada tarifa integral. La existencia de tarifas subsidiadas ha limitado el acceso directo de los consumidores directamente al mercado.

Actualmente esta prevista la liberalización total del consumo para el 1 de enero del 2003.

En general, la participación de las organizaciones de consumidores y usuarios es muy amplia en todos los foros en donde se debate alguna propuesta referente a la regulación eléctrica.

La Ley dispone la creación del Comité Consultivo en el seno de la CNE, en el cual están representadas las Administraciones Central y Autonómica, las empresas del sector eléctrico, así como, representantes de los consumidores y otros agentes sociales.



Por otra parte, las tarifas, tanto las integrales como las de acceso, son públicas. Así mismo, el operador del mercado, dispone de una página WEB en internet en donde se publican los resultados del mercado de producción.

7.4 Legislación tributaria y laboral

En el caso español, las empresas actuantes en el sector eléctrico, están regidas básicamente por lo dispuesto en la Ley del Impuesto de Sociedades.

No existe ningún régimen especial en materia laboral.

7.5 Normas que definen la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

Se establece la obligación de separación jurídica entre empresas que realizan actividades reguladas (transporte, distribución operación del mercado y del sistema) y actividades no reguladas (generación y suministro). No obstante, un mismo grupo empresarial puede desarrollar actividades reguladas y no reguladas mediante empresas filiales.

Las operaciones de fusión de empresas están sujetas a lo dispuesto por la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.1 de la mencionada Ley, cualquier operación de concentración que de lugar a adquirir o incrementar una cuota de mercado superior o igual al 25% o cuando el volumen global de las ventas nacionales supere la cantidad de 40.000 millones de pesetas, debe ser notificada al Tribunal de Defensa de la Competencia que emitirá informe sobre la misma. Dicho informe, que no es vinculante, es remitido al Gobierno el cual tiene la última decisión. En el caso del Sector Eléctrico, también debe emitir su correspondiente informe el organismo regulador, la Comisión Nacional de la Energía.

Además de estas normas de carácter nacional, existen también normas en el ámbito de la Unión Europea, que controlan determinadas operaciones de concentración.

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.

7.6 Normas de protección de la competencia

Como parte de su función de control, en caso de que la CNE entienda que se han producido actuaciones, por parte de los agentes, contrarias a la libre competencia, debe ponerlo en conocimiento del Servicio de Defensa de la Competencia, que es el organismo de la administración encargado de velar por la libre competencia en todos los ámbitos de la actividad económica.

7.7 Despacho y mercados competitivos

7.7.1 Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

La operación del sistema está encargada a dos entidades independientes. Por un lado la administración del mercado, a través de OMEL, que está encargada de la gestión económica y como tal del funcionamiento del mercado de ofertas (recepción, casación y liquidación de las operaciones de compra-venta). En segundo lugar, la operación técnica del sistema, encargada a Red Eléctrica de España. Sobre la base del despacho económico, REE es el responsable del análisis de restricciones técnicas, del establecimiento de las necesidades de servicios complementarios y del control del sistema en tiempo real.

7.7.2 Mercado spot y precio spot de la energía

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.

7.7.3 Precios de otros servicios prestados por los generadores

Los generadores obtienen como retribución el precio de las ventas en el mercado. Junto al precio de la energía que recibe un generador (el precio marginal de casación del mercado diario), existe un precio

marginal de los servicios complementarios que presten al sistema y una retribución en concepto de garantía de potencia.

La retribución por garantía de potencia se calcula globalmente como el producto de 0,8 pta/kwh por la demanda que acude al mercado.

Dicho monto se reparte posteriormente entre las unidades de producción que hayan funcionado al menos 480 horas anuales a plena carga o su equivalente. Posteriormente y entre las plantas que hayan cumplido con el requisito anterior, los cobros se acreditan en función de la disponibilidad y la potencia equivalente.

Al margen de esta retribución, los productores acogidos al régimen especial (autoprodutores y cogeneradores), perciben una prima adicional en función de la procedencia de la energía.

7.8 Mercado de contratos bilaterales. Comercializadores.

Los distribuidores, que solamente suministran energía a los clientes que permanecen a tarifa regulada, solo pueden adquirir energía eléctrica del mercado de ofertas (pool) o del régimen especial (autoproducción y renovables) no pudiendo formalizar contratos bilaterales.

Las empresas comercializadoras tienen su mercado dentro del segmento de los clientes que han adquirido la condición de cualificados y que representan en la actualidad aproximadamente el 54% de la demanda final.

En la actualidad, han 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 Sempra.

El nuevo ordenamiento jurídico, desliga la actividad de comercialización de la actividad de distribución. En este sentido, 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.

Asimismo, el Real Decreto-Ley 6/2000 aprobado el pasado mes de julio, permite a los comercializadores, que hasta entonces solamente podían adquirir energía

en el mercado mayorista para luego vendérsela a sus clientes finales, comprar energía mediante contratos bilaterales a un productor en régimen especial o a un agente externo y luego vender esa energía, no solo a clientes finales sino también en el mercado mayorista.

Para los clientes que permanecen suministrados a tarifa integral por los distribuidores, es decir, aquellos que no han adquirido la condición de cualificados, o que habiéndola adquirido prefieren permanecer a tarifa integral, la regulación les acredita a los distribuidores una retribución por la labor "comercial" que dichos distribuidores deben mantener respecto a sus clientes.

7.9 Generación

Durante 1999, aproximadamente el 79% de la demanda fue cubierta por la producción de los cuatro grupos empresariales Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocarbónico.

Un 4% corresponde a energía proveniente de otros países y el resto a las aportaciones del denominado régimen especial (cogeneración y renovables).

Además de lo dispuesto en la Ley 54/97, existen una serie de disposiciones que desarrollan diversos aspectos de la actividad de generación, y en particular el Real Decreto 2019/1997 por el que se regula el mercado de producción y el Real Decreto 2818/1998 por el que se regula el Régimen Especial.

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 acogidas al Real Decreto 1538/87 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.

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.

La planificación en la actividad de generación tiene carácter indicativo. Una de las funciones del operador del sistema, es prever con carácter indicativo, en el corto y medio plazo, el nivel de garantía de abastecimiento del sistema.



7.10 Fuentes renovables y cogeneración

Se mantiene una importante promoción de la producción mediante cogeneración y energías renovables. Actualmente, aproximadamente un 15% de la demanda se cubre con energía proveniente de este régimen, del cual la cogeneración es un 10% de la producción total.

7.11 Transmisión

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 REE. Esta última empresa actúa como gestor de la red de transporte.

7.11.1 Remuneración y penalizaciones a los transportistas

Los ingresos de la actividad regulada se calculan anualmente, de acuerdo con el procedimiento descrito en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

El coste acreditado en un año a dicha actividad es el resultado de actualizar el coste del año anterior con el IPC (índice de precios al consumo) menos 1% y añadir el coste acreditado a las nuevas inversiones. Dicho coste acreditado a las nuevas inversiones depende de que las mismas se hayan autorizado de forma directa o mediante un proceso de concurrencia. Asimismo se tiene en cuenta un incentivo que depende del índice de disponibilidad de las instalaciones.

7.11.2 Pago de los agentes por los servicios de transporte

La actividad de transporte tiene acreditado un coste regulado. Dicho coste es cubierto con parte de los ingresos que los distribuidores perciben de los clientes finales, bien a tarifa regulada bien a tarifa de acceso. Existe un procedimiento de liquidación efectuado mensualmente por parte de la CNE (regulador) por el que se liquidan todos los costes de las actividades reguladas.

7.11.3 Mecanismos de expansión de la red

El transporte, es la única actividad de las que conforman el suministro eléctrico que está sujeta a planificación. Como indica el artículo 35.2 de la Ley 54/97, el gestor de la red de transporte es el responsable del desarrollo y expansión de la red de transporte.

7.12 Distribución

La distribución de energía eléctrica en España al cliente final, es realizada en un 98% aproximadamente por los cuatros grupos empresariales principales, mientras que el 2% restante corresponde a pequeñas empresas distribuidoras, más de 500, que adquieren la energía a una de las cuatro distribuidoras principales para luego revenderla a clientes finales.

Dichas empresas actúan en régimen de monopolio dentro de sus zonas de distribución y su capital es enteramente privado con la excepción ya antes mencionada de la "acción de oro" del Estado en Endesa.

Además del sistema eléctrico peninsular, existen otros dos sistemas insulares correspondientes a las islas Baleares y a las islas Canarias. Así mismo, existe una zona de distribución en el norte de Africa correspondiente a las ciudades de Ceuta y Melilla. Dado que la tarifa eléctrica en España tiene carácter de única para todo el territorio nacional, las empresas que suministran electricidad en dichos territorios son compensadas respecto de sus mayores costes incluyendo esa compensación como parte del coste total del servicio.

7.12.1 Participación en el mercado mayorista

Los distribuidores adquieren la energía que necesitan del pool o del régimen especial (autoproducción y renovables). El coste de adquisición de dicha energía es acreditado como coste en el proceso de liquidaciones para la fijación de las tarifas.

7.12.2 Remuneración por la función de distribución

La actividad de distribución, se mantiene como una actividad regulada. Los demás agentes del sistema pueden acceder, al igual que en el caso del transporte, al uso de las redes de distribución. Para ello, los consumidores finales que hayan adquirido la condición de cualificados y opten por acudir al mercado liberalizado a adquirir energía, pagan una tarifa de acceso que incluye el peaje por el uso de dichas redes.

Los costes acreditados a la distribución se calculan anualmente, de acuerdo con el procedimiento descrito en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. El coste acreditado en un año a dicha actividad es el resultado de actualizar el coste del año anterior con el IPC (índice de precios al consumo) menos 1% y con el incremento de la demanda, afectado de un factor de eficiencia. Este último parámetro viene dado por la necesidad de incrementar la retribución de manera que se consideren las nuevas inversiones.

Dicha cantidad global se reparte posteriormente entre las distintas empresas distribuidoras en función de parámetros de carácter estándar.

Así mismo, se tienen en cuenta incentivos referidos a la mejora de la calidad del suministro y a la reducción de las pérdidas.

Recientemente ha sido aprobado por el Gobierno, un Reglamento sobre transporte, distribución y comercialización que entre otras materias regula la calidad del servicio. Una de las principales novedades consiste en la regulación de la calidad individual además de la calidad zonal.

Está previsto que el distribuidor que no cumpla con los mínimos establecidos tenga que indemnizar al consumidor.

El responsable de la inspección y control de los niveles de calidad es la CNE.

7.12.3 Seguridad jurídica en el cobro de los consumos

En general el nivel de morosidad es bajo. La Ley prevé la posibilidad de que les sea cortado el suministro a los consumidores privados cuando hayan transcurrido, al menos dos meses, desde que se les hubiera requerido fehacientemente el pago. Por lo que respecta a los organismos públicos la Ley establece unas condiciones más suaves disponiendo que en ningún caso, podrá suspenderse el suministro a aquellas instalaciones cuyos servicios hayan sido declarados como esenciales.

7.13 Comercio internacional

Los intercambios de energía eléctrica están liberalizados. Cualquier agente autorizado a actuar en el mercado puede realizar operaciones de importación-exportación, previa autorización administrativa, la cual puede ser denegada únicamente si existe riesgo para

el abastecimiento nacional, en el caso de las exportaciones, o si no existen condiciones de reciprocidad para los agentes nacionales en el país de origen, en el caso de las importaciones.

En la realidad el único límite efectivo a los intercambios internacionales viene dado por el nivel efectivo de las interconexiones, dada la situación geográfica de España.

Además de lo dispuesto en la Ley, existen una serie de normas que desarrollan aspectos relacionados con los intercambios internacionales. Entre ellas cabe destacar, el Real Decreto 2019/1997 por el que se regula el mercado de producción y la Orden Ministerial de 14 de julio de 1998, por la que se establece el régimen aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales.

7.14 Preservación del medio ambiente

Existe una extensa legislación en materia medioambiental que abarca, varios niveles. Un primer nivel autonómico, extendiéndose en los últimos tiempos la aprobación por parte de los Gobiernos de las Comunidades Autónomas del llamado impuesto ecológico. Existe un segundo nivel que corresponde a la legislación competencia de la Administración Central del Estado y finalmente existen regulaciones en el ámbito de la Unión Europea por las directivas comunitarias en esta materia.

En concreto, en lo que respecta a la actividad de generación existe un intenso control respecto a las emisiones de las centrales, así como, en materia de residuos. Asimismo, la actividad de distribución se ve afectada por las disposiciones en materia de conservación del paisaje y la avifauna y también nos vemos afectados por la regulación en materia de recursos hidráulicos.

7.15 Arbitraje y conciliación

Entre las funciones encargadas a Comisión Nacional de la Energía, se encuentra la de actuar como órgano arbitral en los conflictos que le sometan los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico o de hidrocarburos.

Asimismo, se podrán someter al arbitraje de la Comisión los conflictos que se susciten entre los consumidores cualificados y los sujetos mencionados en el párrafo anterior.



7.16 Estabilidad y tendencias previsibles de evolución del marco institucional y regulatorio

El anterior marco regulatorio, conocido como Marco Legal y Estable, estuvo en vigor durante 10 años, desde 1988 a 1997.

La nueva regulación consecuencia de la Ley 54/1997 lleva vigente prácticamente tres años. No obstante, algunos aspectos como la velocidad de liberalización del suministro, la retribución por garantía de potencia, las tarifas de acceso o el importe de los CTC han sido modificados a lo largo de estos tres años. Otros aspectos están aún pendientes de regular.

En lo que respecta a las tarifas eléctricas, la regla habitual es que el gobierno apruebe al final de cada ejercicio, la norma por la que se establecen las tarifas para el año siguiente. No obstante, en algunas ocasiones dichas tarifas se han visto modificadas a lo largo del ejercicio.

8 PARAGUAY

Existe una empresa monopólica estatal integrada verticalmente, ANDE, que opera la casi totalidad del sistema de generación, transmisión y distribución (con la excepción de una pequeña empresa de distribución que presta el servicio en una localidad del país, conectada al Sistema Interconectado Nacional). Adicionalmente, Paraguay posee participación de un 50% en las dos centrales binacionales de Itaipú y Yacyretá construidas respectivamente con Brasil y Argentina y controladas por entidades binacionales.

8.1 Organismos reguladores

No se ha constituido en Paraguay un organismo regulador del sector eléctrico

8.2 Ingreso de empresas al mercado

Distribución: en las áreas no servidas por la empresa estatal que actualmente presta el servicio, está prevista la posibilidad de que otra lo haga, requiriéndose previamente una concesión otorgada por el Parlamento Nacional.

Generación: Según la Ley 966/64, la ANDE tiene la exclusividad del abastecimiento público de energía eléctrica. En tal carácter goza del derecho preferencial para el aprovechamiento de los recursos hidráulicos. La ANDE podrá delegar sus derechos exclusivos a otras empresas para atender el abastecimiento de energía eléctrica en aquellas poblaciones no servidas por ANDE. Esta delegación se hará por contrato, ad-referéndum del Poder Legislativo. También la ANDE debe fomentar la iniciativa privada tendiente a satisfacer las necesidades de abastecimiento eléctrico, cuando así convenga al interés nacional, pudiendo participar en ella, técnica, administrativa y/o financieramente.

8.3 Consumidores. Acceso directo al mercado y uso de la red.

No existe la figura del consumidor libre, con posibilidad de elegir su proveedor de energía.

Se encuentra vigente la Ley 1334/98 de Defensa del Consumidor que en su Capítulo 4 se refiere específicamente a los Servicios Públicos.

8.4 Legislación tributaria y laboral

El Art. 51 de la Ley 966 en donde se establece exenciones tributarias para la ANDE fue derogado por la Ley 125/91.

Las disposiciones legales en materia laboral son la Ley 213 del 29/06/93 "Código del Trabajo" y Ley 1626 de la "Función Pública" que entra en vigencia el 29/12/00 y derogó la Ley 200/70.

8.5 Despacho

El despacho es realizado por el Despacho de Cargas de ANDE.

8.6 Generación

El abastecimiento procede en un 82% de Itaipú Binacional, en un 7% de la central Acaray, de propiedad de ANDE y, en 1% de la empresa Binacional Yacyretá.

El Viceministro de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones efectúa una Planificación Indicativa y la ANDE efectúa una Planificación Determinativa de cinco años (como mínimo), según la Ley 966/64.

8.7 Transmisión

La red de transmisión es de 220 kV y es de propiedad de la ANDE. La expansión de la red de transmisión es responsabilidad de la ANDE, si bien existen emprendimientos conjuntos de ANDE con el sector privado para expandir tramos de la red.

No existe una legislación específica respecto al acceso de terceros en la red de transmisión.

8.8 Tarifas a los consumidores finales

La Ley 966/64-Cap. IX, establece el modo de fijación de las Tarifas. Se establece el criterio de Ingreso Neto Anual, por el que las tarifas deben cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de



inversiones y una remuneración adecuada de la Inversión Inmovilizada.

8.9 Comercio internacional

Existe comercio internacional con Argentina y Brasil en el marco de los acuerdos para la construcción de ambas centrales binacionales.

8.10 Preservación del medio ambiente

La Legislación aplicable consiste en:

- Ley 96 del 24/12/92 “De la Vida Silvestre”;
- Ley 294 del 31/12/93 de “Evaluación de Impacto Ambiental”;
- Ley 345 del 03/06/94 que modifica el art. 4º de la Ley 294/93.

La normativa establece la obligatoriedad de estudio previo, a fin de prever los efectos sobre el medio ambiente que pueda ocasionar la ejecución de una determinada obra.

8.11 Tendencias previsibles de evolución del marco institucional y regulatorio

Actualmente se encuentra en su etapa final de elaboración, un Anteproyecto de Ley Marco de Electricidad dentro del Programa de Reestructuración del Sector Energético del Paraguay, que cuenta con asistencia financiera no reembolsable del BID.

Se prevé que las obras de expansión de la generación (Río Yguazú, Brazo Añá Cuá, elevación de cota de Yacyretá), sean ejecutadas con participación financiera del sector privado, lo mismo que la comercialización de la energía producida.

8.12 Enumeración de las normas más importantes para el sector

- Ley 966/64 del 12/08/64 “Carta Orgánica de la ANDE”.
- Ley 287 del 07/09/55 de Concesión a Municipalidad de Villarica (explotado por CLIFSA).
- Ley 126/91 “Régimen de Privatización de las Empresas del Estado”.
- Ley 518 que amplía el “Consejo de Privatización”
- Decreto 13461 reglamentario de la Ley 126/91.

9 PERÚ

9.1 Organismos reguladores

Existen dos organismos con atribuciones regulatorias, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y la Osinerg.

La Comisión de Tarifas de Energía (CTE) es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas, con jurisdicción nacional y con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica y las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y las normas aplicables del subsector de Hidrocarburos.

Las atribuciones de la CTE son las siguientes:

- Fijación de tarifas de energía y potencia al nivel de generación cada seis meses y sus fórmulas de actualización.
- Fijación anual del peaje de conexión del sistema principal.
- Fijación del Valor Agregado de distribución (VAD) cada cuatro años y de fórmulas de actualización.
- Fijación de las condiciones de ajuste de las tarifas a cliente final
- Cálculo del costo de racionamiento.
- Fijación del precio básico de la potencia de punta.
- Fijación de los costos de conexión, reposición y mantenimiento.
- Fijación del margen de reserva firme objetivo de cada sistema.
- Fijación de la tasa de indisponibilidad de la unidad de punta.
- Fijación de las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos

La CTE, inicialmente en la reforma de 1992, conforme a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, gozaba de un régimen propio en materia presupuestaria, al haber sido exceptuada de la aplicación de las normas que sobre ese particular rigen al sector público. Posteriormente fue sometida a tales dispositivos y la formulación, aprobación y ejecución de su presupuesto se sujeta a las políticas y directivas del Gobierno.

Los ingresos destinados a financiar el funcionamiento de la CTE establecidos por Ley, provienen de aportes que, con ese exclusivo fin, deben efectuar las empresas y concesionarias de servicios públicos de electricidad. La tasa que le corresponde a la CTE, que no podrá exceder del 1% de la facturación anual de los

contribuyentes, debe ser fijada anualmente por el Ministerio de Energía y Minas.

La CTE, conforme a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento así como a su Reglamento Interno, es un organismo con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa. En ese sentido le corresponde administrar directamente su presupuesto, dentro del marco legal que rigen los aspectos presupuestales del sector público.

La legislación establece que la CTE tiene como máximo 20 empleados (5 para generación y transmisión eléctrica, 3 para distribución eléctrica, 6 para gas natural, un asesor legal, dos empleados para administración, dos secretarías, y un secretario Ejecutivo) los que se encuentran contratados bajo la Ley N° 4916 (régimen privado), el nivel remunerativo del secretario ejecutivo debe ser similar al del gerente general de la empresa de distribución eléctrica de Lima metropolitana. En la realidad, los salarios son aprobados por gobierno.

La fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de las empresas de acuerdo al marco regulatorio es realizada por el Osinerg (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía), organismo que también impone las penalidades por incumplimiento.

En forma indirecta inciden sobre el sector otros organismos como el Indecopi (Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual) que está encargado de velar por la competencia en el sector, de impedir las prácticas que limiten la libre concurrencia en las diferentes actividades y evitar que la concentración en los mercados perjudique al usuario.

La reforma vigente del sector eléctrico se inicia a fines del año 1992, con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su posterior reglamentación. El marco general definido por estas normas fue complementado por otras, como la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, que buscaba introducir instancias previas para la autorización ante eventos de concentración en el sector, y la Norma Técnica de Calidad donde se establecía la regulación sobre la calidad de los servicios eléctricos, entre otros aspectos. Dentro de este marco deben considerarse adicionalmente las diferentes resoluciones de carácter operativo, como la fijación de precios y el establecimiento del margen de reserva, entre otras emitidas por la CTE.



9.2 Ingreso de empresas al mercado

Las concesiones y autorizaciones necesarias para el ingreso de empresas al mercado, son otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas.

9.2.1 Generación

Hidroeléctrica y geotérmica: Se requiere concesión para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea mayor a 10 MW. Se requiere autorización cuando la potencia instalada sea mayor a los 500 kW e inferior a 10 MW.

Nuclear: No existen plantas en funcionamiento.

Térmica convencional: Para desarrollar la actividad de generación termoeléctrica se requiere autorización cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW.

9.2.2 Transmisión

Se requiere concesión para el desarrollo de la actividad de transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste.

9.2.3 Distribución

Se requiere concesión para desarrollar la actividad de distribución de energía eléctrica con carácter de servicio público, cuando la demanda supere los 500 kW.

9.2.4 Comercialización

La actividad de comercialización está incluida en la actividad de distribución y no tiene lugar en forma independiente.

9.3 Consumidores. Acceso directo al mercado y uso de la red.

Los clientes libres que pueden acceder directamente al mercado mayorista son aquellos que tienen una potencia instalada de más de 1000 kW. Los clientes libres pueden pactar contratos a precios acordados libremente con los generadores.

Al 31 de diciembre de 1999 existían 226 clientes libres, de los cuales 181 eran atendidos por empresas distribuidoras.

Existen entidades o asociaciones de derecho privado que agrupan a los consumidores, como ACIDE (Asociación de Consumidores Intensivos de Electricidad), y ASUSEL (Asociación de Usuarios del Servicio Eléctrico).

9.4 Legislación tributaria y laboral

Como norma diferencial respecto al tratamiento general impositivo, los combustibles para generación eléctrica no pagan el impuesto selectivo al consumo. Además, la zona de la selva cuenta con exoneración del pago del impuesto IGV para todas las actividades.

En materia laboral no existe ninguna norma especial para el sector eléctrico.

9.5 Normas que definen la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

La Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico introduce instancias previas para la autorización ante eventos de concentración en el sector y establece límites tanto para la integración horizontal como para la vertical, con el fin de evitar actos que disminuyan, dañen o impidan la competencia.

Para la concentración de mercado, se establece como límite máximo el 15% de la participación en el mercado relevante. Respecto a la integración vertical, se establece que una empresa que participa en una actividad del sector eléctrico no puede poseer más del 5% de participación del mercado, en otra actividad integrada verticalmente.

Si se desea lograr niveles iguales o mayores de concentración o integración vertical, se debe solicitar una autorización previa de INDECOPI, la que se evalúa, para considerar si afecta o no la competencia en la actividad.

9.6 Despacho y mercados competitivos

9.6.1 Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión cuyas instalaciones se encuentren interconectadas, conforman un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica

del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo de operación y racionamiento, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones de este Comité.

Las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son:

- Planificar la operación del sistema interconectado, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes.
- Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones.
- Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo al procedimiento que establezca el Reglamento.
- Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y el Reglamento.
- Garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del sistema, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación. Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del sistema.
- Garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado. Ningún integrante podrá contratar con sus usuarios, más potencia firme que la propia o la contratada a terceros.
- Otras que señale expresamente el Reglamento.

9.6.2 Mercado spot y precio spot de la energía

En el mercado spot participan solamente los generadores, para comprar o vender las diferencias entre su generación real y la comprometida en contratos. El mercado Spot, es controlado por el COES.

9.6.3 Remuneraciones reguladas de los generadores

Además de los ingresos por la venta de energía en el mercado spot, y de las ventas en contratos a clientes libres, los generadores reciben remuneraciones reguladas en el mercado mayorista por la venta de energía y potencia.

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, calculado para los bloques horarios que determine la CTE, mediante una simulación que considera el programa de obras de generación factibles de entrar en operación 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.

El precio básico de la potencia de punta se calcula como la anualidad de inversión del tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, a una tasa de actualización regulada. En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará un margen adicional.

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.

De producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores deben compensar a sus usuarios sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada.

Según los criterios y procedimientos de la Ley, las tarifas deben conservar su valor real. Con tal finalidad, las Resoluciones de la CTE que fijan las tarifas, incluyen los procedimientos de actualización de las mismas para los periodos comprendidos entre regulaciones.



9.7 Mercado de contratos bilaterales

Los contratos de venta de generadores a clientes libres no son objeto de regulación de precios.

Los contratos de venta a los distribuidores para el suministro a clientes regulados, se hacen a los precios de potencia y energía de barra determinados por la CTE por el procedimiento descrito en el punto anterior.

Existen penalidades para los demandantes en el mercado, por el exceso en el consumo de potencia sobre la potencia contratada.

9.8 Generación

Existe una planificación indicativa de la expansión de la generación. El órgano responsable de la elaboración del Plan Referencial que contiene las futuras inversiones en generación y transmisión es la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas.

9.9 Transmisión

Existe un solo sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) que tiene el 94% de la capacidad instalada. La interconexión nacional se realizó en octubre 2000 y unió los sistemas interconectados centro-norte (SICN) y sur (SISUR). Los sistemas aislados son localidades pequeñas con el 14% de los clientes a nivel nacional. Los sistemas aislados tienen una capacidad instalada aproximada de 276 MW (año 2000).

Una instalación de transmisión es calificada como perteneciente al sistema de transmisión cuando la tensión de transporte es mayor a 30 KV. Las instalaciones de transmisión menores a 30 KV son consideradas como instalaciones de distribución.

El sistema de transmisión troncal en 220 kV, se extiende desde la frontera norte con Ecuador hasta la frontera sur con Chile con una longitud aproximada de 3500 Km. La red pertenece a tres propietarios: el Estado Peruano a través de dos Empresas de Transmisión del Centro Norte (ETECEN) y del Sur (ETESUR) y dos empresas privadas Consorcio Transmantaro (filial de Hydro-Québec Canadá) y Red Eléctrica del Sur (filial de Red de España).

Las empresas de generación son propietarias de las líneas de transmisión en 220 kV y 138 kV que conectan sus centrales con la red troncal.

La coordinación de la operación en tiempo real del sistema está encargada a la empresa más importante

del sistema ETECEN. Las otras empresas poseen centros de control regionales que reportan y reciben señales del Centro de Control Nacional.

9.9.1 Remuneración a los transportistas

Todos los sistemas de transmisión son regulados (título V de la Ley de Concesiones Eléctricas), excepto aquellos de uso exclusivo de los generadores para llegar a la red troncal. Estos últimos se consideran parte de la inversión del generador para llegar al punto de venta o entrega.

La transmisión se divide en transmisión principal y secundaria. La transmisión principal se remunera a través del peaje de conexión al sistema principal, costo que es asumido por todos los usuarios del sistema eléctrico. La transmisión secundaria, que se remunera a través de peajes secundarios de transformación y transmisión, es asumida por aquellos usuarios que utilizan el sistema secundario. El Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas de Energía, define el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión.

Los peajes de transmisión remuneran el Costo Total de Transmisión, que comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado. La anualidad de la inversión es calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización fijada por la regulación. La fijación de la tarifa de transmisión es anual, en el mes de mayo.

Según los criterios y procedimientos de la Ley, las tarifas deben conservar su valor real. Con tal finalidad, las Resoluciones de la CTE que fijan las tarifas, incluyen los procedimientos de actualización de las mismas para los periodos comprendidos entre regulaciones.

9.9.2 Pago de los agentes por los servicios de transporte

Los generadores conectados al Sistema Principal, abonan mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

La compensación por el uso del sistema principal, se abona separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión. El Ingreso Tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el respectivo peaje. El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.

La Comisión de Tarifas de Energía fija anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el Costo Total de Transmisión; tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado, que le proporciona el respectivo COES.

Hasta antes de setiembre del año 2000, la norma legal preveía que, para el caso de los sistemas secundarios de transmisión, el usuario (generador o cliente libre) podía ponerse de acuerdo en los pagos por el uso de los sistemas de transmisión y en caso de discrepancia podían acudir a la CTE como dirimente.

Luego de siete años de experiencia, el Gobierno reguló el acceso de los usuarios del mercado libre a los sistemas de transmisión secundaria y de distribución eléctrica. Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución son reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía. En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se paga compensación alguna.

9.9.3 Mecanismos de expansión de la red

El planeamiento de la transmisión es indicativo. El órgano responsable de la elaboración del Plan Referencial que contiene las futuras inversiones en generación y transmisión es la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas.

9.10 Distribución

9.10.1 Participación en el mercado mayorista

Los distribuidores deben adquirir en contratos con los generadores el 100% de su demanda, pagando potencia de punta y energía a las Tarifas en Barra reguladas.

9.10.2 Remuneración por la función de distribución

La tarifa de distribución, denominada Valor Agregado de Distribución (VAD), es fijada teniendo en cuenta los costos de distribución de una empresa modelo eficiente. Dicho VAD es validado posteriormente a través de un proceso de verificación de la tasa interna de retorno para el conjunto de empresas de distribución.

El VAD considera los costos asociados al usuario (independientes de su consumo), las pérdidas estándar de energía y potencia y los costos estándar de inversión, operación y mantenimiento por unidad de

potencia suministrada. El costo estándar de inversión es la anualidad al 12% real, valorando las instalaciones a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de un Sistema Económicamente Adaptado (SEA).

El VAD se calcula para cada nivel de tensión y para cada sector típico mediante estudios de costos; el sector típico se determina en función de una serie de parámetros como: el consumo promedio anual por cliente, la potencia instalada en subestaciones de distribución por kilómetro de red de media tensión, la longitud de redes de baja tensión promedio por cliente de baja tensión y la longitud de redes de media y baja tensión por consumo anual.

Finalmente, considerando como inversión inicial el VNR reconocido para las empresas, se calcula la Tasa Interna de Retorno (TIR) en 25 años, del conjunto de las empresas de distribución, resultante de la aplicación de los VAD calculados. Si la TIR así obtenida arroja un valor entre 8% y 16%, entonces se aprueba el VAD calculado, caso contrario éste debe ajustarse hasta que la TIR se encuentre en el límite del rango más próximo.

Si un cliente regulado está dentro de la zona de concesión, la empresa distribuidora está obligada a conectarlo (por lo tanto la tarifa incluye el costo de la expansión del sistema). No obstante, en sus zonas de concesión, las empresas distribuidoras pueden solicitar aportes financieros reembolsables a los clientes regulados que soliciten servicio o aquellos que amplíen su potencia conectada (contribuciones reembolsables)

Si el cliente regulado está fuera de la zona de concesión, la empresa no tiene la obligación de conectarlo, por lo tanto el cliente debe cargar con la responsabilidad del costo de la extensión de la línea. Sin perjuicio de ello, si el cliente representa una demanda o consumo interesante la empresa puede realizar ella misma la inversión para la extensión de la línea, en la medida que se asegure un consumo mínimo por un determinado plazo.

Son permitidas a las empresas de distribución otras actividades fuera del servicio público de electricidad, pero no son consideradas en el cálculo tarifario.

El suministro de electricidad debe cumplir con las parámetros de calidad previstos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. La entidad encargada de fiscalizar el cumplimiento de estas normas de calidad es el Osinerg.

9.10.3 Seguridad jurídica en el cobro de los consumos

Si el cliente regulado no paga la factura o boleta



después de 45 días de su vencimiento, la empresa está autorizada para suspender el suministro. No existe una garantía especial para el cobro de la iluminación pública y clientes estatales, y se aplica lo ya señalado, en el sentido de poder suspender el suministro.

9.11 Comercio internacional

El Perú no tiene intercambio internacional de energía eléctrica con países vecinos. Sin embargo, se ha formado el Comité Técnico Binacional de Energía y Minas Perú-Ecuador en agosto de 1999 que viene realizando estudios de interconexión eléctrica internacional Perú – Ecuador, así como elaborando los planes de electrificación de las localidades fronterizas y el marco jurídico respectivo.

9.12 Preservación del medio ambiente

La normativa vigente requiere la realización de Estudios de Impacto Ambiental para la realización de los principales proyectos del sector.

9.13 Estabilidad y tendencias previsibles de evolución del marco institucional y regulatorio

Existen aún varias materias por mejorar en el sector, como reafirmar la participación y estabilidad de la regulación, afectada recientemente por la redacción de la Ley Marco de los Organismos Reguladores que resta autonomía y disminuye la calidad de los Consejos Directivos. Otros aspectos pendientes son la revisión del marco regulatorio de los sistemas de transmisión y lograr un mayor acceso del sector rural al servicio de electricidad.

9.14 Enumeración de las normas más importantes para el sector

- Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento de la Ley de concesiones Eléctricas.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Código Eléctrico Nacional

IO URUGUAY

10.1 Organismos reguladores

La ley 16832 creó la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, con competencia nacional, que depende directamente del Poder Ejecutivo vinculándose al mismo a través de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, con potestades reglamentarias, sancionatorias y de asesoramiento. Las funciones de la UREE son:

- Controlar el cumplimiento de la normativa aplicable.
- Dictar reglamentos sobre calidad y seguridad de los servicios prestados, de los materiales y de los dispositivos eléctricos a utilizar.
- Dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores e interruptores y reconexión de suministros.
- Asesorar al Poder Ejecutivo en el otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones relativas a las actividades del sector eléctrico y en la fijación de tarifas de venta a terceros de energía eléctrica por parte de los distribuidores.
- Integrar por sorteo el Tribunal Arbitral que dirimirá los conflictos que se susciten entre los agentes del mercado.
- Cumplir con las demás tareas que le asigne el Poder Ejecutivo.

Los lineamientos generales del modelo que se aplicará surgen de las únicas dos disposiciones en vigor, la Ley 16.832 y el decreto 22/999. Restan por dictarse todas las normas sustanciales vinculadas a la reglamentación del mercado mayorista, a la distribución y al acceso y remuneración del sistema de transporte, que permitan pasar a un mecanismo de mercado mayorista a partir de la situación actual en la que la empresa pública Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), ejerce en la práctica el monopolio de la transmisión y distribución, y comparte con la entidad binacional CTM Salto Grande la actividad de generación en el país.

10.2 Ingreso de empresas al mercado

Generación: Constituye una actividad libre, sujeta a autorizaciones para el uso de los recursos naturales y al cumplimiento de normas técnicas de seguridad de las instalaciones y protección al medio ambiente.

Generación Nuclear: 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.

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.

Distribución: Constituye servicio público, por lo que puede ser desempeñada directamente por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas-UTE, o por agentes privados, en cuyo caso debe ser concesionada por el Poder Ejecutivo. Las zonas de concesión determinan la existencia en las mismas de exclusividad y obligatoriedad de suministro. Si una zona a concesionar forma parte de la zona de servicio de UTE, se requiere la renuncia expresa de la misma en forma previa al otorgamiento de la concesión.

Comercialización: No está prevista como actividad independiente. El comercializador no se definió como agente del mercado.

10.3 Consumidores. Acceso directo al mercado y uso de la red.

La normativa permite el acceso directo al mercado a los llamados Grandes Consumidores, titulares de suministros con potencia contratada no inferior a 1MW, conectados en tensiones mayores o iguales a 30 kV, que tengan un factor de potencia superior a 0.92 y opten por adquirir su energía en el mercado mayorista (Decreto 22/99, artículo 112- disposición transitoria). Hasta el presente ninguno de los consumidores habilitados por la normativa ha optado por la condición de gran consumidor

10.4 Legislación tributaria y laboral

Los impuestos a la renta (tasa 30%) y al patrimonio de las empresas (tasa del 1.5%) no tienen particularidades específicas para la actividad eléctrica, rigiéndose por los principios generales.



La venta de energía eléctrica en el mercado interno tributa Impuesto al Valor Agregado (con tasa 23%). El acuerdo de interconexión energética vigente con la República Argentina permite exportar e importar energía eléctrica sin tributos ni tasas de especie alguna.

En materia laboral, los funcionarios dependientes de la empresa pública UTE, en tanto funcionarios públicos, están sometido a una relación estatutaria, de derecho público, de la cual surgen los derechos y obligaciones inherentes a los puestos de trabajo. La designación y destitución compete al Directorio, los funcionarios son amovibles.

No existe legislación laboral de derecho privado específica para quienes desarrollen actividades de la industria eléctrica en dicha esfera, por lo que se les aplica el régimen general, (incluso a los dependientes de la Comisión Técnico Mixta de Salto Grande y al personal de las Sociedades que integre UTE asociada con capital privado.)

10.5 Normas que definen la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

La normativa vigente no establece restricciones para el ejercicio de más de una de las actividades del negocio eléctrico. Para las empresas integradas verticalmente, como es el caso de UTE, se prevé la obligatoriedad de separación contable entre las distintas actividades.

El sector está integrado en su totalidad por organismos de propiedad estatal, la empresa UTE y la Comisión Técnico Mixta de Salto Grande, integrada por Argentina y Uruguay con iguales derechos y que administra la central del mismo nombre, de cuya energía Uruguay tiene derecho al 50%.

10.6 Despacho y mercados competitivos

10.6.1 Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

La ley 16832 creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), persona pública no estatal, con el cometido de administrar el mercado mayorista, cuya constitución efectiva aún no ha tenido lugar.

La dirección de la ADME estará a cargo de un directorio de cinco miembros, designados uno por el Poder

Ejecutivo, uno por UTE, uno por la delegación uruguaya en CTM y otros dos por representantes de los demás agentes del mercado (cuyo procedimiento de elección debe ser reglamentado). Dicho directorio estará integrado por cuatro miembros en tanto no se instalen en el país generadores privados con potencia instalada superior a 100 MW.

La ADME operará y administrará el Despacho Nacional de Cargas. La ley establece que el Poder Ejecutivo podrá arrendar a UTE los servicios de despacho del sistema. En la actualidad el despacho es realizado por UTE.

10.6.2 Mercado spot y precio spot de la energía

La normativa prevé la existencia de un mercado spot, si bien en la actualidad no se ha reglamentado el mismo. En el mercado spot participarán los generadores y grandes consumidores, comprando y vendiendo las diferencias entre las cantidades generadas y consumidas y lo pactado en contratos. Los distribuidores venderán en el mercado spot los excedentes de sus compras en contratos respecto a lo consumido.

Está previsto que la demanda de los distribuidores por encima de sus contratos se adquiera a un precio estabilizado. Se calcularán precios de nodo estabilizados en cada nodo de compra de distribuidores. No se ha reglamentado el método de cálculo de los precios de nodo, si bien se define el precio estabilizado de nodo único, como el valor esperado del costo marginal promedio de corto plazo del sistema de generación, ponderado por la energía abastecida en cada bloque horario.

10.6.3 Precios de otros servicios prestados por los generadores

La normativa prevé la existencia de remuneraciones a la potencia, adicionales a la energía, pero no se ha reglamentado aún su forma de cálculo.

10.7 Mercado de contratos bilaterales

La normativa prevé la existencia de un mercado de contratos bilaterales, si bien no se lo ha reglamentado. Existe una normativa transitoria que permite la realización de contratos de importación de energía desde Argentina por los grandes consumidores, si bien no se han celebrado hasta el presente.

En cambio, en la actualidad están en vigor tres contratos de importación de potencia firme con opción de compra de energía, que UTE ha firmado con generadores de Argentina.

10.8 Generación

Existen sólo dos empresas de generación: UTE (con una capacidad instalada de alrededor de 1100 MW) y Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (estatal binacional) cuya parte uruguaya tiene 945 MW instalados. El sistema de Uruguay está fuertemente interconectado con el de Argentina, por dos líneas de 500 kV.

Existen transacciones spot entre ambos países desde hace más de diez años, y a partir del año 2000 se comenzaron a realizar contratos de importación de energía argentina hacia Uruguay.

El organismo responsable de las políticas del sector en materia de generación y seguridad del abastecimiento es el Ministerio de Industria, Energía y Minería. Las normas existentes hasta el presente no han definido la posible existencia de mecanismos de planificación del sistema.

10.9 Fuentes renovables

No se han previsto hasta el presente disposiciones especiales para las fuentes renovables.

10.10 Transmisión

La transmisión es en su casi totalidad propiedad de UTE, con la excepción de las líneas de interconexión con Argentina y el sistema que permite la conexión al sistema de la central Salto Grande, las que son propiedad de CTM.

A los efectos regulatorios, el sistema de transmisión de UTE se divide en etapas:

- Etapa Malla Central, que comprende las líneas (principalmente de 500 kV) y transformadores 500/150 kV, que conectan las centrales hidráulicas con el principal centro de carga en Montevideo
- Etapa Sistemas Zonales, constituida por redes de 150 kV y de topología radial en su mayor parte.
- Etapa Transformación 150/60-30 kV
- Etapa Subtransmisión, constituida por las redes de 60 y 30 kV, regidas por el mismo criterio de remuneración del transporte que la transmisión, aunque pertenezcan a la distribución.

10.10.1 Remuneración a los transportistas

Las remuneraciones a los transportistas, por las instalaciones que pertenecen a la red adaptada, deben cubrir los costos estándar de capital, administración, operación y mantenimiento. Los costos de capital se calculan como la anualidad a valor nuevo de reposición de las instalaciones reconocidas como adaptadas por el regulador. Se toma una vida útil promedio de 30 años para las instalaciones y una tasa de actualización para el cálculo de las anualidades del 10% real anual, si bien se faculta a la UREE a modificarla.

La remuneración es recaudada por los transportistas por dos conceptos:

- Ingreso variable, resultante de la valorización de potencias y energías inyectadas y retiradas de la red. En forma provisoria se determinó un valor nulo para este componente.
- Peajes, cuyo monto debe ser suficiente para cubrir la diferencia entre la remuneración regulada y los ingresos variables.

10.10.2 Pago de los agentes por los servicios de transporte

Para cada agente se define una potencia representativa de su uso de cada etapa del sistema de transporte (malla central, sistemas zonales, subtransmisión).

Existe un criterio simplificado para determinar el uso de la malla central, cuando la extracción o inyección de energía que realiza el agente en la malla, "colabora" con el flujo predominante de la misma. Un sistema zonal es usado por todos los agentes que para llegar desde su punto de conexión hasta la malla principal, deben pasar por alguna instalación del sistema zonal.

La potencia representativa de los generadores se calcula como el valor esperado de la energía que generan en las simulaciones del sistema, afectada por el factor de carga de la demanda total del sistema. La potencia representativa de los distribuidores y grandes consumidores para cada etapa que usan se calcula como su demanda máxima en el período crítico de la respectiva etapa. La potencia representativa de los contratos internacionales es su potencia máxima prevista en el período crítico de cada etapa.

Los agentes pagan peaje por dos conceptos:

- Un peaje mínimo, que corresponde a los costos de administración, operación y mantenimiento de las instalaciones no adaptadas de la malla central y que es pagado por todos los usuarios en proporción a su potencia representativa.



- Un peaje por su uso de las redes, que es igual a la suma de los peajes unitarios de las etapas usadas por el usuario, multiplicada por las respectivas potencias representativas.

10.10.3 Mecanismos de expansión de la red

Las normas vigentes no establecen aún los mecanismos para determinar las expansiones del sistema que serán consideradas adaptadas y remuneradas.

10.11 Distribución

10.11.1 Participación en el mercado mayorista

Los distribuidores pueden adquirir energía en contratos bilaterales, y la demanda que exceda a los mismos será comprada a precio de nodo estabilizado. Los distribuidores podrán trasladar a las tarifas sus compras a precio de nodo estabilizado, o las que realicen en contratos trasladables a tarifas, (cuya naturaleza no se especifica en la normativa vigente).

Los distribuidores venden sus excedentes de energía en el mercado spot.

Se establece la obligación de los distribuidores de compensar a sus suscriptores en caso de racionamiento originado en el mercado mayorista, y la existencia de un cargo por garantía de suministro en la tarifa, destinado a realizar estas compensaciones. El distribuidor deberá constituir una garantía para cubrir las obligaciones derivadas de la energía que abastece y que no es comprada en contratos.

10.11.2 Remuneración por la función de distribución

El distribuidor recibe un valor agregado de distribución estándar (VADE), así como el cargo por garantía de suministro definido antes. El VADE corresponde a los costos unitarios propios de la actividad de distribución, de una empresa eficiente de referencia, en un área de distribución tipo. La zona de servicio tipo aplicable a la remuneración de un distribuidor será determinada por el Poder Ejecutivo. El VADE incluye los costos comerciales y administrativos, pérdidas medias de una empresa eficiente, costos estándares de operación y mantenimiento de la red y costos de inversión. El costo de inversión se calculará a partir de la anualidad a valor nuevo de reemplazo de una red eficiente, con una vida útil de 30 años. La tasa de actualización a emplear para el cálculo de las anualidades es del 10%

real anual en principio, si bien se faculta a la UREE a modificarla. El VADE es calculado mediante estudios contratados a consultoras calificadas por la UREE. En la actualidad está teniendo lugar por primera vez dicho proceso.

10.11.3 Seguridad jurídica en el cobro de los consumos

Las resoluciones del Directorio de UTE que aprueban las deudas de un suscriptor, constituyen título ejecutivo susceptible de ser ejecutado por procedimientos más breves (juicios sumarios), con la correspondiente traba de embargo (Decreto Ley 14.950 del 9/11/79). En caso de antecedentes negativos vinculados a la regularidad de pago de un servicio, es posible solicitar la constitución de una garantía especial. El mismo criterio puede seguirse frente a servicios vinculados a un gran consumidor. También se prevé el corte del servicio por falta de pago. Las garantías legales de seguridad jurídica en la cobranza de iluminación pública, de entidades públicas y de empresas estatales son las mismas que para los restantes consumidores.

10.12 Comercio internacional

Como se indicó antes, Uruguay está interconectado en 500 kV con Argentina. Ha entrado en operación una interconexión de menor porte, de 70 MW con Brasil, a través de una estación convertidora de frecuencia instalada en Rivera-Livramento.

Las disposiciones vigentes del marco regulatorio permiten la realización de contratos internacionales, sujetos a la autorización del Poder Ejecutivo, y de comercio spot.

El comercio internacional con Argentina, se realiza en el marco de un Acuerdo de Interconexión entre ambos países, que ha experimentado a lo largo del tiempo distintas modificaciones y que a partir del año 2000 permite la realización de contratos de importación por parte de agentes del mercado uruguayo. El comercio spot se realiza en la modalidad de "sustitución" prevista en ese acuerdo, que determina el precio de la energía comerciada como la semisuma de los costos variables de generación de la misma y los costos variables de la energía sustituida en el país comprador.

10.13 Preservación del medio ambiente

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.

10.14 Arbitraje y conciliación

El artículo 3 de la Ley 16.832 de Marco Regulatorio prevé el funcionamiento de un Tribunal Arbitral para dirimir los conflictos que se susciten por la participación de los agentes en el mercado. Cada parte designará su árbitro y estos, de común acuerdo, el tercero. No mediando este acuerdo lo designará la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica. Igual procedimiento se seguirá si una de las partes incurre en mora de designar su árbitro.

10.15 Estabilidad y tendencias previsibles de evolución del marco institucional y regulatorio

El proceso de reglamentación del marco regulatorio

recién comienza y con excepción de los peajes de transmisión, no se ha llegado a un nivel de detalle que permita hacerlo operativo.

En la actualidad se está realizando la consultoría para la determinación del VADE de UTE y la UREE está realizando el llamado a licitación para la redacción de los reglamentos definitivos para la totalidad del marco regulatorio.

Por esa razón es dable esperar que durante este año se ponga en aplicación el marco regulatorio, que hasta ahora está definido sólo en sus líneas muy generales.

10.16 Enumeración de las normas más importantes para el sector

- Decreto Ley 14.694 de 7 de septiembre de 1977 – Ley Nacional de Electricidad
- Decreto 15.031 de 4 de julio de 1980 – Ley Orgánica de UTE
- Ley 16.832 de 17 de junio de 1997 – Protección del Medio Ambiente
- Ley 17.243 de 29 de junio de 2000 – Protección a la inversión
- Decreto 469/80 de 22 de septiembre de 1980- reglamentario de la ley orgánica de UTE
- Decreto 339/79 de 4 de julio de 1979 – reglamentario de la Ley Nacional de Electricidad
- Decreto 22/99 de 3 de febrero de 1999 – reglamentario de la ley de marco regulatorio.

II VENEZUELA

11.1 Organismos reguladores

La Ley del Servicio Eléctrico (LSE) se publicó el 21 de septiembre de 1999. Los principales objetivos establecidos en la LSE son : equilibrio económico, confiabilidad, eficiencia, equidad, calidad, rentabilidad, no discriminación, menor costo posible y con la calidad requerida. El Estado promoverá la competencia en las actividades dentro de las que sea pertinente y fomentará la participación privada. Las actividades son consideradas como servicio público y las obras afectas al servicio se declaran de utilidad pública e interés social. Las actividades se realizarán considerando el uso racional y eficiente de los recursos, preservación del medio ambiente y protección de los derechos de los clientes.

La LSE creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), órgano regulador, con alcance nacional. La CNEE es un ente desconcentrado con personalidad jurídica y patrimonio propio con autonomía funcional y administrativa. La Directiva de la CNEE estará formada por cinco miembros y son de libre nombramiento y remoción por el Presidente de la República. La LSE obliga a las empresas que actualmente prestan el servicio, a separarse jurídicamente en un plazo de dos años a partir de la publicación de la referida Ley. Igual lapso se aplica para la entrada en funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y del Centro Nacional de Gestión (ente operador del sistema y administrador del mercado). La Asamblea Nacional ha venido evaluando la posibilidad de prorrogar los plazos antes señalados.

La CNEE tiene facultades para:

- Establecer regulaciones, fiscalizar, supervisar, controlar, sancionar y resolver conflictos entre agentes del sector.
- Identificar la mejor teoría, métodos y modelos para la formación de los precios de la energía en los nodos de intercambio del Sistema Eléctrico así como para la fijación de las tarifas a ser sometidas al Ejecutivo Nacional para su consideración y aprobación.
- Supervisar el cumplimiento de los contratos de concesión.
- Convocar y prestar todo el apoyo para las audiencias públicas.
- Intervenir empresas distribuidoras en caso de incumplimiento reiterado de normas de calidad
- Establecer penalizaciones por distintas causas: incumplimiento de calidad, incumplimiento de instrucciones del Operador del Sistema, falta de suministro de información, etc.

Sus decisiones pueden ser objeto del recurso administrativo de reconsideración y luego se puede acudir ante los órganos jurisdiccionales.

La LSE concede a la CNEE la facultad para elaborar su presupuesto, cubierto inicialmente por los aportes del Ejecutivo Nacional y mediante una contribución de los usuarios del servicio eléctrico, de hasta un 1,5% de la factura del servicio, monto que será recaudado por las empresas distribuidoras o comercializadoras. Si bien la LSE establece la competencia del Poder Nacional en materia de regulación, tarifas y concesiones de las actividades monopólicas, otorga a los Municipios competencia en la promoción y expansión del servicio dentro de su jurisdicción en coordinación con la empresa concesionaria, alumbrado público y fiscalización de la calidad del servicio bajo las normas de la CNEE.

El marco regulatorio se encuentra aún en una etapa de implementación y el 14 de diciembre de 2000 el Ejecutivo Nacional publicó el Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico, instrumento normativo que no entra en mayor detalle en aspectos como la remuneración de las actividades reguladas, la operación del sistema y la administración del mercado mayorista de electricidad. Por lo tanto, la CNEE una vez creada deberá desarrollar normas específicas para contar con reglas claras y permanentes en materias como régimen económico y calidad del servicio entre otras.

11.2 Normas sobre la entrada de empresas al mercado

Generación hidroeléctrica: se requiere concesión de uso de aguas y autorización administrativa para generar. La Ley reserva al Estado el desarrollo de hidroelectricidad en los principales ríos de Guayana (Caroní, Caura y Paragua). El Ministerio del Ambiente otorga las concesiones de uso de agua y controla que ese uso no infrinja las normas de conservación del ambiente.

Las autorizaciones de generación son dadas por la CNEE, quien regula y fiscaliza la actividad y establece sanciones por incumplimiento de las instrucciones del Centro Nacional de Gestión (CNG).

Generación térmica convencional: se requiere autorización administrativa para generar otorgada por la CNEE.

Transmisión: Requiere de concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de acuerdo con un Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico, elaborado por este despacho.

Distribución: Requiere de concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas por un período de 30 años, con limitación geográfica y de cobertura del mercado.

Comercialización: Se requiere autorización administrativa con limitación de cobertura de mercado, otorgada por la CNEE.

11.3 Consumidores. Acceso directo al mercado mayorista.

Se prevé la existencia de consumidores libres, cuya demanda sea superior a 5 MW. La CNEE tiene facultades para reducir progresivamente ese límite.

11.4 Legislación tributaria y laboral

No existen disposiciones tributarias o laborales específicas para el sector eléctrico, con excepción de la exención del pago de Impuesto al Valor Agregado por los consumidores residenciales del servicio eléctrico.

11.5 Normas sobre la estructura empresarial del sector. Participación empresarial del Estado

Existe obligación de separar, en personas jurídicas distintas, las actividades de generación, transmisión y distribución. Se establece una excepción: una distribuidora podrá conservar unidades de generación de hasta 80 MW. El reglamento indica que si como resultado de la separación de actividades se creara una casa matriz, propietaria de dichas empresas, ésta sólo podrá ejercer funciones de tenedora de acciones.

Según la Ley, ninguna empresa de generación termoeléctrica o de distribución podrá tener una participación de mercado superior al 25% en sus respectivos negocios. Cada comercializador no podrá tener una participación de mercado superior al 20% del total de mercado.

11.6 Despacho y mercados competitivos

Si bien la LSE prevé la existencia de un mercado mayorista, en el cual deberán participar los generadores, con existencia de un despacho óptimo, precios spot y contratos bilaterales, no existe reglamentación para el mismo por lo que no se encuentra operativo.

11.6.1 Entidades encargadas del despacho y administración del mercado.

La actual Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS) está encargada de la coordinación operativa del despacho, sin autonomía administrativa ni autoridad sobre las empresas en caso de emergencia. La LSE prevé su transformación en el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG), cuya entrada en funcionamiento posiblemente sea también postergada debido al retraso en la reglamentación correspondiente.

11.7 Generación

La mayor parte de la generación está en manos del Estado. La empresa estatal hidroeléctrica Edelca, produce alrededor del 70% de la energía, en centrales hidroeléctricas situadas en el río Caroní.

No existen disposiciones legales o reglamentarias específicas sobre la remuneración de la actividad de generación. Existen contratos bilaterales firmados entre Edelca y otras empresas que compran su energía, pero firmados antes de la elaboración de la LSE.

El Ministerio de Energía y Minas tiene la obligación de elaborar planes indicativos para la expansión de la generación, pero esa labor aún no se lleva a cabo. Los planes existentes son resultantes de la coordinación de los planes particulares de las empresas.

11.8 Transmisión

El Reglamento de la LSE considera instalaciones de transmisión a las de tensiones de 230 kV o superiores.

En la actualidad no existen disposiciones legales o reglamentarias específicas sobre la remuneración de la actividad de transmisión ni por lo tanto mecanismos regulados para el cálculo de peajes por el uso de las redes. Existe un acuerdo entre las empresas del Estado Edelca y Cadafe, para remunerar el uso de las redes para abastecer a empresas del centro y occidente del país, basado en el método de MW-km.



La LSE prevé la existencia de una planificación determinativa para la expansión de la transmisión, que deberá estar a cargo del Ministerio de Energía y Minas.

11.9 Distribución

Las normas de remuneración de la distribución están establecidas en los pliegos tarifarios de las empresas distribuidoras, aprobados por el Ministerio de Energía y Minas. Con la excepción del sistema eléctrico del estado de Nueva Esparta, del cual forma parte la isla Margarita, concesionado en 1998 a una empresa privada, no existen contratos de concesión que expliciten las normas de remuneración, exigencias de calidad y penalidades por incumplimiento de la misma.

La LSE prevé la posibilidad de que las distribuidoras realicen actividades de comercialización, siempre que exista separación contable.

11.10 Comercio internacional

En la LSE se establece que los intercambios internacionales de electricidad estarán sujetos a la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas y no deberán desmejorar la calidad y continuidad del servicio en Venezuela. Actualmente existen tres interconexiones internacionales con Colombia, de capacidad muy limitada en relación con la capacidad de generación y demanda de Venezuela. EDELCA realiza ofertas en la bolsa de electricidad de Colombia, a través de la empresa colombiana ISAGEN y no existen transacciones firmes. Próximamente entrará en funcionamiento la interconexión hasta Boa Vista en Brasil, con una capacidad inicial de 40 MW.

11.11 Expropiaciones y Servidumbres

La LSE contempla la negociación directa con propietarios para la adquisición de bienes necesarios para la prestación del servicio y se recurre a la vía de la expropiación en caso de no haber acuerdo, conforme a la ley especial en la materia.

En cuanto a las servidumbres, se siguen lineamientos comunes en la materia, indicándose los derechos y obligaciones del beneficiario y de los afectados por la imposición del gravamen. Se establece un procedimiento especial que se inicia con la declaratoria de afectación por la CNEE y culmina con sentencia judicial, imponiendo la servidumbre. Se indemniza el daño cierto, efectivo, actual y cuantificable económicamente.

11.12 Infracciones y Sanciones

La LSE contiene un amplio espectro de acciones u omisiones en las que pueden incurrir las empresas que se tipifican como infracciones. La mitad de las infracciones contemplan sanciones que pueden llegar hasta el 10 % de los ingresos brutos.

En cuanto a los usuarios del servicio, se establecen cuatro tipos de infracción, relacionados con el uso indebido o consumo clandestino de electricidad, pero no se establecen normas procedimentales.

Las sanciones son de carácter pecuniario e impuestas por la CNEE. Las multas a los usuarios las recaudan las empresas, previa autorización de la CNEE. El producto de las multas a las empresas se distribuirá proporcionalmente entre los usuarios perjudicados o destinados a proyectos de electrificación rural o de mejoramiento de la eficiencia en el servicio.

11.13 Enumeración de las normas más importantes para el sector

- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.
- Ley Orgánica de Régimen Municipal : competencia y servicios públicos municipales.
- Ley Orgánica del Ambiente y Ley Penal del Ambiente: Establecen las normas y sanciones relacionadas con la conservación del ambiente.
- Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial: Establece la obligatoriedad de los Planes de Uso del Territorio.
- Ley de Promoción y Protección de la libre Competencia: Regulación para proteger la libre competencia y evitar el abuso de posición de dominio.
- Ley de Protección al Consumidor y el Usuario: Normas relativas a los servicios públicos.
- Ley del Servicio Eléctrico: Normas generales de regulación de las actividades de generación, transmisión, operación del sistema, administración del mercado, distribución y comercialización.
- Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico.

ANEXO I

RÉGIMEN TRIBUTARIO EN LOS PAÍSES DE LA CIER



RÉGIMEN TRIBUTARIO EN LOS PAÍSES DE LA CIER

1.1 Argentina

1.1.1 Impuestos indirectos que se cargan en las tarifas de energía eléctrica

	Residencial General	Industrial y comercial	Oficina Municipal	Alumbrado Público	Peaje Industrial y comercial
Capital Federal					
I.V.A.	21,00%	27,00%	21,00%	21,00%	27,00%
Ley N° 23.681 para ESPSE (Prov. de Sta. Cruz)	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,00%
Contribución Municipal	6,38%	6,38%	6,38%	0,00%	6,38%
Carga Impositiva Total	27,98%	33,98%	27,98%	21,60%	33,38%
Provincia					
Impuesto al servicio de electricidad (1)	10,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fondo especial de Grandes Obras Eléctricas Prov. (2)	5,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
I.V.A.	21,00%	27,00%	21,00%	21,00%	27,00%
Ley N° 23.681 para ESPSE (Prov. de Sta. Cruz)	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,00%
Contribución Municipal	6,42%	6,42%	6,42%	0,00%	6,42%
Contribución Provincial	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%
Carga Impositiva Total	44,17%	34,67%	28,67%	21,60%	34,07%

(1) Leyes n° 7.290/67 y 8.016/73

(2) Ley n° 9.038

1.1.1 Impuestos indirectos a las compras de energía de las empresas distribuidoras

IVA 21,00%
F.N.E.E. * 0,0030327 \$/KWh

* Fondo Nacional de Energía Eléctrica

1.1.2 Impuestos indirectos a la compra de insumos

Para la compra de cierto tipo de insumos que son considerados Bienes de Capital, la tasa del IVA se redujo al 10,5%. (según Planilla anexa al inc. e) del art. 28 de la Ley de IVA.)

1.1.3 Impuestos a la renta o ganancias

Tasa: 35,00%
G.M.P. * 1,00% De los activos computables.

* Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. Es un impuesto que puede computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias

1.1.4 Impuestos a los activos o patrimonio

No existen en Argentina.



1.1.5 Comercio internacional de energía eléctrica

La importación y exportación de energía eléctrica no dispone de un tratamiento especial distinto al resto de la importación de bienes.

1.2 Bolivia

1.2.1 Impuestos indirectos a las compras de los principales insumos nacionales de la empresa.

Impuesto al Valor Agregado (IVA): de aplicación general con una alícuota general única del 13% (trece por ciento).

Impuesto a las Transacciones (IT): de aplicación general con una alícuota general de 3% (tres por ciento).

1.2.2 Tasas arancelarias y otros impuestos para la importación de los principales insumos terminados.

Gravamen Aduanero Consolidado (GAC): Todas las mercancías que no son incorporadas en la nómina de bienes de capital, están sujetas al pago de un gravamen arancelario del 10%.

1.2.3 Tasas arancelarias y otros impuestos para la compra de bienes de capital.

Gravamen Aduanero Consolidado (GAC) para bienes de capital: con alícuotas que van del 5% (cinco por ciento) al 0% (cero por ciento).

1.2.4 Impuestos que se incluyen en la factura de consumo de energía eléctrica.

Impuesto al Valor Agregado (IVA): de aplicación nacional con una alícuota general única del 13% (trece por ciento).

Impuesto a las Transacciones (IT): de aplicación nacional con una alícuota general de 3% (tres por ciento).

1.2.5 Impuesto al patrimonio (o activos)

Fue reemplazado por el Impuesto sobre las utilidades de las empresas (IUE).

1.2.6 Impuesto a la Renta (ganancias)

Impuesto sobre las utilidades de las empresas (IUE): de aplicación general sobre las utilidades resultantes de los estados financieros de las empresas al cierre de cada gestión, con una tasa del 25% (veinticinco por ciento).

El IUE es liquidado y pagado por periodos anuales, excepto el pago derivado de la aplicación de la Alícuota Adicional a las Utilidades Extraordinarias por actividades extractivas de Recursos Naturales no Renovables, es considerado como pago a cuenta del Impuesto a las Transacciones, a partir del primer mes posterior a aquél en que se cumplió con la presentación de la declaración jurada y del pago del IUE.

1.2.7 Impuestos a la Importación y Exportación de energía eléctrica.

Para la importación:

- Impuesto al Valor Agregado (IVA): con una tasa del 13% (trece por ciento).
- Gravamen Aduanero Consolidado (GAC): del 10% (diez por ciento) sobre el valor FOB para los países que no tienen convenios específicos con el Bolivia.

No se aplican impuestos a la exportación.

1.2.8 Régimen de aportes a la seguridad social por las remuneraciones al personal

1.2.8.1 Aportes patronales

Aporte por Seguro de Salud: con un aporte mensual de seguridad social de 10% (diez por ciento) sobre la base cotizable compuesta por el haber básico más bonos de antigüedad.

Aporte por Riesgos Profesionales: con un aporte mensual del 2% sobre el total ganado de los afiliados bajo la dependencia del empleador. El total ganado está definido como la suma de todas remuneraciones provenientes de contratos laborales antes de deducción de impuestos, con un máximo de 60 veces del salario mínimo mensual vigente.

1.2.8.2 Aportes obreros

Aporte por Seguro de Vejez: con un aporte mensual del 10% (diez por ciento) sobre el total ganado en el caso de trabajadores que tengan un contrato laboral y sobre el ingreso cotizable para el caso de trabajadores independientes, cuyo aporte no puede ser inferior a un salario mínimo ni mayor a 60 veces el salario mínimo vigente.

Aporte por Riesgo Común: con un aporte mensual del 2% (dos por ciento) sobre el total ganado en el caso de trabajadores que tengan un contrato laboral y sobre el ingreso cotizable para el caso de trabajadores independientes, cuyo aporte no puede ser inferior a un salario mínimo ni mayor a 60 el salario mínimo vigente.

Comisión a las Administradoras de Fondos de Pensiones: del 0.5% sobre el total ganado o ingreso cotizable, según corresponda.

Aporte para el Fondo de Vivienda: con un aporte de 1% (uno por ciento) sobre el total ganado.

1.2.8.3 Beneficios para el mejor goce de la licencia y bono legal anual y otros aportes y cargas sociales relevantes.

1. Aguinaldo equivalente a un haber básico.
2. Subsidio de maternidad equivalente a un salario mínimo nacional.
3. Subsidio prenatal equivalente a un salario mínimo nacional pagadero a partir del quinto mes de embarazo hasta el alumbramiento.
4. Subsidio postnatal o de lactancia equivalente a un salario mínimo nacional pagadero por el lapso de un año a partir del alumbramiento.
5. Subsidio Maternidad equivalente a un salario mínimo vigente.
6. Bono de antigüedad
7. Desahucio por retiro forzoso equivalente a tres meses de haber básico.
8. Indemnización equivalente a 1 sueldo por año trabajado.



1.3 Ecuador

1.3.1 Impuestos indirectos a las compras de los principales insumos nacionales

El IVA, Impuesto al valor agregado es el 12% y a partir del 1 de junio de 2001 será el 14%. No hay impuestos específicos para el sector.

Las empresas en sus compras deben retener:

- 1% por la compra a cualquier suministrador
- 5% a profesionales
- 100% del IVA a personas naturales

1.3.2 Tasas arancelarias y otros impuestos para la importación de los principales insumos:

- Tasas arancelarias dependiendo el insumo: 5%, 10% ó 15%
- El IVA, Impuesto al valor agregado: es el 12% y a partir del 1 de junio será el 14%
- Tasa de modernización: 0.10%
- FODINFA: 0.5%

1.3.3 Tasas arancelarias y otros impuestos en la compra de bienes de capital

- El IVA, Impuesto al valor agregado: es el 12% y a partir del 1 de junio será el 14%
- Impuestos prediales en el caso de terrenos

1.3.4 Impuestos y porcentajes que se incluyen en la factura de consumo de energía eléctrica

El Distribuidor actúa como agente de retención para el Consumidor final, los impuestos que se retienen son los siguientes:

- 10% al F.E.R.U.M,
- 0.01% al los Bomberos
- 0.004% seguro contra incendios
- 6% para el alumbrado público
- 12% de recolección de basura

1.3.5 Impuesto al patrimonio (o activos)

- 1.5 por 1.000 de activos
- 1% Impuesto especial a los activos.(Aplicado en el año 2000)

1.3.6 Impuesto a la Renta

- 25% a las utilidades brutas

1.3.7 Impuestos a las importaciones y exportaciones de energía eléctrica

No se tiene antecedentes en el importación y exportación de grandes bloques de energía eléctrica.

1.3.8 Régimen de aportes a la seguridad social por las remuneraciones al personal

Tasa patronal sobre el salario nominal percibido por los empleados:

- 11.15% del aporte patronal

Tasa de aporte del obrero sobre el salario nominal percibido por los empleados:

- 9.35% de aporte al IESS

Cabe señalar que si bien es cierto para este año el Ministerio de Trabajo y Recursos Humanos publicó las remuneraciones sectoriales unificadas mínimas legales vigentes para los trabajadores amparados por el Código del Trabajo en las diferentes ramas de trabajo o actividades económicas, para las empresas del sector eléctrico no se ha fijado remuneraciones mínimas por lo que el sueldo o salario que se perciba dependerá de la empresa y/o de los contratos colectivos que tengan con los sindicatos de la misma empresa.

Beneficios para el mejor goce de la licencia y bono legal anual.

- Componentes salariales que se entrega mensualmente: USD\$28.20
- Décimo Tercer sueldo: Todo lo percibido en un año, dividido para 12 en caso de que no haya trabajado todo el año completo, se le entrega la parte proporcional.
- Décimo cuarto sueldo: Dos salarios mínimos vitales, USD\$ 8
- Vacaciones: Todo lo percibido en un año, dividido para 24, hasta el quinto año, a partir del sexto se divide para 360 y se le suma un día adicional por cada año de trabajo.

En ciertas empresas eléctricas dependiendo del contrato colectivo se paga un bono adicional como reemplazo de las utilidades.

1.4 España

1.4.1 Régimen tributario

En España, la compra-venta de bienes y la prestación de servicios está sujeta al Impuesto sobre el Valor Añadido, siendo el tipo general del impuesto el 16%. El Impuesto sobre el Valor Añadido de las compras y los servicios recibidos por las empresas no suele representar un coste para ellas, ya que los importes pagados por dicho impuesto se lo deducen del Impuesto sobre el Valor Añadido que repercuten en sus ventas a los clientes.

Además del Impuesto sobre el Valor Añadido, la electricidad y los hidrocarburos están sujetos al Impuesto Especial de Fabricación, que se gravan en la fase de consumo de dichos productos. A este respecto hay que indicar que:

La utilización de hidrocarburos en la producción de energía eléctrica esta exenta de dicho impuesto especial.

Las empresas eléctricas están sujetas al Impuesto especial sobre la energía eléctrica que consumen en actividades no relacionadas con la producción de energía eléctrica.

El régimen arancelario español es el «Arancel Aduanero Común de la Unión Europea», que se rige por el Código Aduanero Comunitario¹.

El tipo del Arancel aplicable depende de la mercancía y del lugar de procedencia de la mercancía en cuestión. En general, los tipos arancelarios son bajos o no existen². Así, por ejemplo, determinados productos relacionados con la industria nuclear puede gravarse con un tipo de alrededor del 5%, el fuel al 3,5%, y el gas, carbón, y el gasóleo están exentos.



La incidencia de estos gravámenes sobre la inversión del sector eléctrico español es baja, ya que una gran parte de dichos activos se fabrican o compran en España.

La consulta de los tipos arancelarios de las mercancías que se quieran conocer se puede efectuar en la dirección <https://aeat.es/aduanas/aduanaie.html> (consulta arancel integrado de aplicación : TARIC) de la Agencia Tributaria española.

El suministro de energía eléctrica al consumidor final está gravado con el Impuesto sobre la Electricidad (4,864% sobre el 1,05113 del importe del suministro), y el Impuesto sobre el Valor Añadido (16% sobre la suma del importe del suministro y el propio Impuesto sobre la Electricidad).

En España, el Impuesto sobre el Patrimonio solo se aplica a las personas físicas, por lo que las empresas no están sujetas al mismo.

El Impuesto sobre Sociedades grava las rentas de las empresas con un tipo del 35%, aunque el tipo efectivo suele ser menor al permitirse una serie de bonificaciones y deducciones por inversiones en I+D, formación de personal, en medio ambiente, etc.

La importación de la energía eléctrica no esta sometida a arancel.

1.4.2 Régimen de la seguridad social

Los principales conceptos que componen el coste de los empleados del sector eléctrico español son:

- Salario
- Retribuciones en especie (entre las que se encuentran el suministro de energía eléctrica a 0,15 PTA./kWh, y las contribuciones al fondo de pensiones).
- Cotizaciones a la Seguridad social. En el cuadro 1º se recoge los Tipos Generales de Cotización a la Seguridad Social y en el 2º las Bases Salariales a las que se aplica el tipo del de 28.3% de Contingencias Comunes.
- Seguro Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales. En el cuadro nº 3 se recogen las Tarifas de Accidente de Trabajo del epígrafe de energía y agua.

La base máxima a la que se aplica la cuota por Desempleo, Fondo Garantía Salarial, Formación Profesional y Accidentes y Enfermedades Profesionales es de 415.950 PTA. al mes.

Cuadro 1
Tipos Cotizaciones a la Seguridad Social

Contingencia	% Empresa	% Trabajador	% Total
Contingencias Comunes	23,6	4,7	28,3
Desempleo	6	1,55	7,55
Fondo de Garantía Salarial	0,4	-	0,4
Formación profesional	0,6	0,1	0,7
TOTAL	30,6	6,35	36,95

¹ Reglamento (CEE) nº 2913/92 del Consejo, de 12 de octubre de 1992, relativo al Código de Aduanas Comunitario y el Reglamento (CEE) nº 2454/93 de la Comisión, de 2 de julio de 1993, de aplicación de aquel.

² Las mercancías procedentes de los países de la Unión Europea no tienen arancel y hay países a los que se les aplica un arancel preferencial.

Cuadro 2
Bases Contingencias Comunes

Topes Mensuales		
CATEGORIAS	MÁXIMA	MÍNIMA
1 Ingenieros, Licenciados	415.950	125.430
2 Ingenieros, técnicos, peritos	415.950	104.040
3 Jefes Administrativos	415.950	90.450
4 Ayudantes no titulados	415.950	84.150
5 Oficiales Administrativos	396.060	84.150
6 Subalternos	396.060	84.150
7 Auxiliares administrativos	396.060	84.150
	Pts./día	Pts./día
8 Oficiales 1ª y 2ª	13.202	2.805
9 Oficiales 3ª y especialistas	13.202	2.805
10 Peones	13.202	2.805
11 Trabajadores 17 años	13.202	2.805
ACCIDENTES Y ENFERMEDADES PROFESIONALES		

Cuadro 3
Tipos cotizaciones por Accidentes y Enfermedades Profesionales

Epígrafe	Sector Energía y Agua	I.T.	I.M.S.	Total
56	Trabajos en el exterior de las minas y en explotaciones mineras a cielo descubierto. Producción y distribución de electricidad y refinerías de petróleo. Personal dedicado al control de máquinas en refinerías de petróleo. Canteras a cielo descubierto	3,00	3,30	6,30
57	Minas de carbón, metálicas y de asfalto. Alumbramiento de aguas. Sondeos petrolíferos en tierra o plataformas marinas. Minas de barita. Canteras de piedra (con explosivos). Instaladores-tuberos, soldadores, electricistas, albañiles, etc., en el interior de explotación minera. Vigilantes de minas	7,00	6,00	13,00
58	Fábricas e instalaciones de gas, con trabajo en tierra. Servicio de abastecimiento de agua de uso doméstico, industrial y riego	2,50	1,50	4,00



1.5 Uruguay

1.5.1 Impuesto a las rentas de la industria y comercio (IRIC)

1.5.1.1 Régimen general

El IRIC grava las rentas provenientes de actividades industriales, comerciales y similares de cualquier naturaleza, desarrolladas en el Uruguay. Las rentas comprendidas por este impuesto son las rentas brutas derivadas de actividades lucrativas realizadas por empresas. Se define como renta bruta al producido total de las operaciones de comercio, de la industria y de otras actividades comprendidas por el impuesto, antes del pago del Impuesto al Patrimonio.

La tasa del impuesto es de 30%. La liquidación de este impuesto es anual, existiendo adelantos mensuales.

El impuesto se liquidará sobre una renta neta, la que se obtiene deduciendo los gastos necesarios para obtenerlas y conservarlas debidamente documentados a la renta bruta.

1.5.1.2 Exoneración por inversiones (reversión)

Bajo determinadas condiciones (doble tope: contable y fiscal), se exoneran de este impuesto las rentas que se destinen a la adquisición de maquinarias e instalaciones industriales, vehículos utilitarios, equipos necesarios para el procesamiento electrónico de datos y para las comunicaciones, hasta el 40% de la inversión realizada en el ejercicio, siendo un 20 % en el caso de inmuebles destinados a la actividad industrial.

1.5.2 Impuesto al patrimonio

Grava el patrimonio de personas físicas y jurídicas. El patrimonio comprende todos los bienes situados, colocados o utilizados económicamente en la república y se determina por la diferencia de activo y pasivo ajustado fiscalmente.

El patrimonio de las personas jurídicas se avalúa por las normas que rijan para el IRIC.

No se computarán los activos en el exterior, los exentos y los expresamente eximidos.

Pasivos deducibles: el promedio en el ejercicio de los saldos a fin de mes de las deudas (que tributen IMABA) contraídas con bancos del Uruguay, las deudas contraídas con organismos internacionales de crédito que integre el Uruguay y con la Corporación Nacional para el Desarrollo; las deudas con proveedores de bienes y servicios, destinados a la actividad del deudor y siempre que el acreedor no sea una persona de derecho público (no se pueden considerar préstamos, colocaciones, garantías y saldos de precios de importaciones); deudas documentadas en debentures y obligaciones, si su emisión fue por suscripción pública y se cotizan en bolsa; otros. Las deudas con bancos extranjeros no son deducibles.

Las tasa que se aplica es de 1.5%. En caso de existir IRIC a pagar esta tasa puede abatirse hasta un 50 %, quedando en 0,75 %.

Pueden exonerarse por 5 años los bienes muebles del equipo industrial.

Es un impuesto de liquidación anual existiendo adelantos mensuales.

1.5.3 Impuesto específico interno (IMESI)

Grava la primera enajenación así como la afectación al uso propio por contribuyentes y la importación por no contribuyentes de ciertos bienes: bebidas, alcoholes, tabacos, combustibles, vehículos automotores, etc.

Por Decreto 158/995 se fijó en 0% la tasa para la enajenación de energía eléctrica. A su vez, el Decreto 27/999 fija en 0%, a partir del 1 de febrero de 1999 la tasa que grava la enajenación de gas y supergas.

A partir de la promulgación de la Ley 17.042 y del decreto 27/999 el gas quedó alcanzado por IVA a la tasa básica.

1.5.4 Impuesto al valor agregado (IVA)

Grava la circulación interna de bienes, la prestación de servicios dentro del territorio nacional y la introducción de bienes al país. Estarán gravadas por IVA las entregas de bienes y las prestaciones de servicios realizadas en el territorio nacional y las importaciones de bienes. No están gravadas las exportaciones de bienes y servicios, de estos sólo se consideran no gravados (tasa cero) los enumerados vía Decreto (entre los que podría incluirse el transporte de exportación). No están gravados los intereses de préstamos bancarios.

En las importaciones las tasas se aplicarán sobre el valor normal de aduana (normalmente el CIF) más la tasa global arancelaria. Si la importación se efectuara a nombre propio y por cuenta ajena, o por no contribuyentes, la referida suma será incrementada en un 50% a los efectos de la liquidación del tributo.

Las tasas que se fijan son las siguientes:

- Básica de 23%
- Mínima de 14% (están sujetos a esta tasa algunos bienes y servicios como alimentos básicos y hospedaje en hoteles).

La liquidación es anual o mensual.

Al fijar el Poder Ejecutivo en cero la tasa del impuesto específico interno que gravaba la energía eléctrica, el suministro de la misma quedó gravado por el impuesto al valor agregado a la tasa básica. Las operaciones en el mercado mayorista de energía están gravadas.

1.5.5 Retenciones de impuestos (que gravan a terceros) que deben realizar las empresas uruguayas

IRIC: se practicarán retenciones de este impuesto en las siguientes circunstancias:

- Cuando se contrate con una empresa del exterior que no actúen por medio de sucursal, agencia o establecimiento: tanto sea por trabajos desarrollados en nuestro país y que combinen capital y trabajo, como por trabajos de asistencia técnica (aunque estos no se desarrollen en el país)
- Por giro de dividendos de una SA local a una persona jurídica del exterior, sólo en el caso de que los mismos sean rentas gravadas en el país de destino y el impuesto retenido en Uruguay sea deducible del que deben pagar en el país de destino.

IVA:

- Cuando se contrate con una empresa del exterior que no actúen por medio de sucursal, agencia o establecimiento y esta realice actividades en territorio nacional de las comprendidas en el hecho generador de este impuesto.

Patrimonio:

- Si al cierre del ejercicio se adeudaran saldos a proveedores del exterior por concepto de servicios (no importación de bienes), se deberá retener el Impuesto al Patrimonio.

1.5.6 Aportes al Banco de Previsión Social

1.5.6.1 Régimen general

Una Sociedad Anónima se encuentra alcanzada por Aportes Patronales sobre la totalidad de sueldos que abone, mientras que los aportes personales son deducidos de los sueldos nominales de los dependientes. Respecto a los primeros, la empresa debe pagar los tributos por cargas sociales según porcentajes y conceptos que se detallan:

Montepío Jubilatorio	12,5 %
DISSE (Seg.de Enfermedad)	8,0 %
IRP (Impuesto a las Ret.Pers.)	1,0 %
FRL (Fondo Reversión Laboral)	0,125 %
APORTE PATRONAL TOTAL	18,625 %



1.5.6.2 Aportes por Obras Privadas de Construcción

Aporte Unificado Construcción	86,0 %
Caja Profesional	6,0 %
Aporte Patronal por Obrero	1,28 %
TOTAL APORTE CONSTRUCC.	93,28 %

1.5.6.3 Régimen de aportes a la seguridad social por las remuneraciones al personal (específico para empresas públicas)

Las tasas de aporte patronal sobre el salario nominal percibido por los empleados son las siguientes:

- Montepío: 24,5 %
- IRP: 1 %
- FNV: 1 %

Las tasas de aporte obrero sobre el salario nominal percibido por los empleados son las siguientes:

Montepío: 15 %

IRP: de 0 a 3 SMN: 0 %
de 3 a 6 SMN: 2 %
más de 6 SMN: 6 %

(SMN – salario mínimo nacional fijado por el Poder Ejecutivo)

Con respecto a los impuestos relacionados, la Ley 17.296 en su artículo 587 ha establecido un nuevo impuesto el cual grava en un 3 % a todas las retribuciones personales, sean obtenidas dentro de la relación de dependencia o fuera de ella, siempre que constituyan materia gravada para los tributos de seguridad social. Y precisamente en el caso de servicios personales prestados dentro de la relación de dependencia que signifiquen una retribución mensual el gravamen se aplicará sobre aquellas retribuciones que superen los 29 salarios mínimos nacionales mensuales.

Por último, respecto a los beneficios para el mejor goce de la licencia, nuestra empresa se rige por las normas de derecho público y por lo tanto los empleados no perciben lo que en el ámbito privado se conoce como «salario vacacional». Por su parte el bono legal anual (aguinaldo) constituye un doceavo de la sumatoria de las retribuciones mensuales percibidas en un año.

1.5.7 Aranceles de importación

Para todos los materiales y equipos se paga por los siguientes conceptos:

- Servicios Extraordinarios: 600 USD por embarque para embarques de más de 100000 USD
- Tasa contralor de importaciones BROU (permiso de aduana): 1.10 % sobre el precio CIF
- Tasa de servicio aduanero (TSA): 2 por mil del embarque con un tope de 50 USD por embarque

En caso de entrada al país por vía marítima se paga además:

- Tarifa ANP: 3.2 % sobre el precio CIF
- Almacenaje: 0.5 % sobre el precio CIF

En caso de entrada por vía aérea:

Terminal de carga aérea (VIMALCOR): 1.5 % sobre el precio CIF

Se paga además una tasa global arancelaria (TGA) dependiente del tipo de insumo que es la suma de:

- Recargo por importación
- IMADUNI

El impuesto al valor agregado para la importación se paga sobre el valor CIF más TGA

Tasa: 28 % (23% de tasa básica de IVA más 5% de adelanto)

Se presentan valores del recargo por importación e IMADUNI para algunos insumos del sector eléctrico.

Insumo	Recargo (% sobre CIF)	IMADUNI (% sobre CIF)
Turbina de gas	0	0
Turbina de vapor	6	0
Caldera de Recuperación	10	7
Alternadores	0	0
Soportes y Estructuras *	10	7
Transformadores de máquina *	6	0
Equipos de maniobra eléctricos *	10	9
Equipos de medida (TCs, TPs) *	10	7
Cables *	10	9
Torres de Transmisión *	6	0
Aisladores *	10	9
Conductores *	10	5
Herrajes *	11	10
Equipos de protección	10	9
Sistema de Control	6	0
Compresores	6	0
Válvulas y accesorios para gas	10	7
Tanques para combustibles *	6	0
Bombas *	6	0
Generadores auxiliares	6	0
Válvulas	11	10
Reactores	11	10
Condensadores	10	9
Sistema de control de convertidora	6	0

* En caso de provenir del Mercosur, las tasas son 0%.

1.5.8 Importación de energía eléctrica

En cuanto al tema de la importación de energía eléctrica deberemos distinguir el caso de la importación desde Argentina. Existe un convenio bilateral de intercambio de potencia y energía eléctrica entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina el cual fue recogido en la Ley 15.509 del 27/12/83, y el mismo establece que las transacciones comerciales e intercambios de potencia y energía eléctrica entre ambos países estarán exentos de cualquier tributación nacional, provincial, departamental o municipal, inclusive del impuesto al valor agregado.

La exención comprende: derechos aduaneros o consulares, tasas, regalías y todo otro gravamen de cualquier naturaleza, vigente o a crearse en el futuro.

La importación desde cualquier otro país está alcanzada por IVA a la tasa básica y corresponde el anticipo de ese tributo a una tasa del 5 %. Este tributo luego es considerado como crédito fiscal en la liquidación del IVA a pagar.

Respecto a los tributos aduaneros, se hace el supuesto de que la importación de energía eléctrica quedará alcanzada por los mismos que alcanzan la importación de gas natural que actualmente realiza ANCAP desde Argentina. Por lo tanto la Importación queda alcanzada por:

- IVA a la importación: 23 % sobre el Valor Normal de Aduana (generalmente CIF)
- Anticipos de IVA importación: 5 % sobre el Valor Normal de Aduana
- Servicios extraordinarios: 0,25 % sobre el Valor Normal de Aduana
- Tasa de Servicio Aduanero (TSA): 0,02 % sobre el Valor Normal de Aduana

ANEXO II

DISPOSICIONES SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO

DISPOSICIONES SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO

2.1 Argentina

2.1.1 Calidad en el Transporte

El servicio público de transporte concesionado lo ha sido sobre la base de tarifas reguladas y condiciones de calidad preestablecidas en los Contratos de Concesión.

En el caso que los concesionarios del transporte no cumplan con las condiciones establecidas en los regímenes de calidad de los respectivos Contratos de Concesión, se ha previsto que sustanciado un mecanismo administrativo la autoridad de aplicación (ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD), establezca las penalidades derivadas de dicho incumplimiento.

En lo que sigue se describen las características de las sanciones y particularidades referidas a su aplicación y destino.

2.1.1.1 Toda indisponibilidad resulta sancionable.

Todas las indisponibilidades en el sistema de transporte concesionado son sancionables en función del perjuicio que los incumplimientos causan al sistema. Ello es así aún cuando dichas indisponibilidades se hubiesen verificado a pesar del empeño, diligencia e inversiones que el transportista pudo haber puesto o afectado al cumplimiento del contrato.

Existe, sin embargo, una situación expresamente prevista en la cual las indisponibilidades no resultan sancionables. Ello se configura cuando CAMMESA imparte instrucciones para la salida de servicio de algún equipamiento o instalación por razones operativas y, en ese lapso, el transportista efectúa tareas de mantenimiento programado.

2.1.1.2 Destino de las multas.

En el actual esquema, los contratos de concesión prevén que el usuario del sistema de transporte, esto es, el generador que coloca su producción, el distribuidor que necesita atender su demanda o el gran usuario que tiene similar requerimiento para su propio uso, son los beneficiarios directos de dichas penalidades.

2.1.1.3 Límites en la responsabilidad asumida.

La responsabilidad asumida por los transportistas, sin perjuicio de las características amplias antes señaladas, es sin embargo limitada en cuanto a su extensión. El concesionario de transporte no puede ser penalizado por un monto mayor anual que el equivalente al 10% de su ingreso total anual, ni tampoco por una suma mayor al 50% de su ingreso total mensual, en ambos supuestos se trata de valores antes de sanción.

2.1.1.4 Esquema de sanciones previsto. Tipos de indisponibilidades.

El esquema sancionatorio para esta actividad ha distinguido las indisponibilidades forzadas de las programadas.

Se define a las indisponibilidades forzadas como aquellas que no provienen de órdenes de operación impartidas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO o salgan de servicio en condiciones de indisponibilidad programada.

Las indisponibilidades programadas son las que resultan de los mantenimientos programados del transportista conforme a los procedimientos establecidos a esos efectos por las normas dictadas por la Secretaría de Energía y Comunicaciones en ejercicio de las funciones que le otorga el artículo 36 de la Ley de Marco Regulatorio Eléctrico.

Las indisponibilidades programadas representan la décima parte de la que corresponde a las indisponibilidades forzadas y las instruidas por el Organismo Encargado del Despacho de Cargas no se sancionan.



2.1.1.5 Valorización de las sanciones.

Hecha la distinción por tipos de indisponibilidad, interesa puntualizar los parámetros sobre los cuales se valorizan las sanciones. Para ello se tienen en cuenta los montos que se abonen en concepto de conexión y de capacidad de transporte del equipo en consideración, computándose tanto la duración de la indisponibilidad como el número de salidas de servicio forzadas y los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico.

Para su cálculo se atiende a la categorización existente de las distintas líneas en forma decreciente, según sobrecostos calculados, habiéndose las agrupado en tres categorías: A, B y C, según detalles y criterios de índole técnica.

También, existen pautas que determinan penalizaciones acumulativas que tienen en cuenta el tiempo de la indisponibilidad, una duración mínima no penalizable y la posibilidad de establecer indisponibilidades limitadas en función de la verificación de reducciones de la capacidad de transporte y de transformación.

2.1.1.6 La Tasa de Fallas.

La medida básica adoptada para el control y evaluación del desempeño de las empresas de Transporte es la tasa de fallas anual por cada 100 km. de línea (λ = lambda). La normativa establece límites a dicha tasa a partir de los cuales corresponde la duplicación del monto de las penas o bien la opción de quita de Concesión a la empresa que preste el servicio de transporte. En la siguiente tabla se indican los valores límite, la tasa de falla de 1998 y los km de línea de cada Sistema.

Sistema de Transporte	λ 1998	λ Topes		km línea 1998
		Duplicación Penas	Quita de Concesión	
ALTA TENSION	0,5	—	2,5	7914
CUYO	2,3	4,0	7,0	1245
COMAHUE	3,9	4,0	7,0	894
NEA	5	4,0	7,0	975
NOA	3,2	4,0	7,0	2765
BUENOS AIRES	3,1	4,0	7,0	5536
PATAGONIA	0,7	4,0	5,0	2416

2.1.1.7 Escalonamiento en la aplicación de sanciones a los nuevos concesionarios de la actividad.

Cabe destacar que el esquema sancionatorio aplicable a las actividades de transporte de energía eléctrica (y también en el aplicable a la distribución) previó para los nuevos concesionarios su aplicación escalonada, esto es, no en su totalidad desde el inicio, sino por etapas temporales progresivas hasta alcanzar el máximo penalizable según el tipo de equipo afectado.

2.1.2 Calidad en la Distribución

La calidad en la prestación del servicio de distribución ha sido estipulada expresamente y es controlada por el ENRE respecto de los prestadores concesionarios del Estado Nacional, ya que tal como se expresó anteriormente, este servicio es de jurisdicción local y su control corresponde a la autoridad local.

Los indicadores de calidad del servicio de distribución están establecidos en los respectivos contratos de concesión y son: calidad de servicio técnico (controlan la cantidad y duración de los cortes de suministro; actualmente, en la segunda etapa de control iniciada en el mes 49 a partir de la toma de posesión, se controlan a nivel de cada usuario), calidad de producto técnico (controla el nivel de tensión, variaciones y flickers) y calidad comercial (controla tiempos de conexión, de rehabilitación del suministro suspendido por falta de pago, facturación estimada, reclamos por errores de facturación y las quejas efectuadas por los usuarios).

Se sanciona el apartamiento a los límites de calidad establecidos y las multas son destinadas a los usuarios afectados por el incumplimiento de la distribuidora.

Los parámetros para dicho control, además de estar estipulados en cada uno de los contratos, han sido también establecidos en la reglamentación de la Ley N° 24.065, efectuada por el Decreto N° 1.398/92.

Las distribuidoras son responsables de efectuar las inversiones necesarias para prestar el servicio a su cargo con la calidad establecida en los términos de sus respectivos contratos y de la normativa mencionada.

El Subanexo 4 de los respectivos Contratos de Concesión prevé diversas etapas consecutivas de control, las que se identifican a continuación para las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A. Las correspondientes a EDELAP S.A. se desplazan en función a la fecha de toma de posesión que fue el 22/12/92.

- **Etapa Preliminar**, de un año de duración a partir de la fecha de toma de posesión (1° de setiembre de 1992 - 31 de agosto de 1993), en la cual se efectuó la revisión e implementación de las metodologías de control. No se previeron ni aplicaron penalizaciones, constituyéndose en un período destinado a la realización de inversiones para adecuar las instalaciones a las exigencias de Calidad de Servicio previstas en la Etapa siguiente.
- **Etapa 1**, de tres años de duración (1° de setiembre de 1993 - 31 de agosto de 1996), en la cual se establecieron controles de la *Calidad del Servicio Técnico* en función a indicadores de frecuencias y tiempo total de las interrupciones y de la *Calidad del Producto Técnico* sólo en lo que se refiere a los apartamientos del Nivel de Tensión. En esta etapa se aplicaron sanciones en los casos en que se registraron apartamientos a los límites establecidos.
- **Etapa 2**, se inició a partir del 1° de setiembre de 1996, efectuándose controles a nivel de usuario, tanto en lo que se refiere a la *Calidad del Servicio Técnico* como a la *Calidad del Producto Técnico*, contemplándose para esta última el control del Nivel de Tensión y de las Perturbaciones. Al igual que en la Etapa 1, se aplican sanciones en todos los casos en que se registren apartamientos a los límites establecidos.

2.2 Bolivia

El agente fiscalizador de la calidad del servicio de distribución es la Superintendencia de Electricidad.

La calidad del servicio en la distribución se mide tomando en cuenta los siguientes parámetros: a) Calidad del producto técnico a través del nivel de tensión, desequilibrio de fases, perturbaciones como oscilaciones rápidas de tensión y distorsión de armónicas, e interferencias en sistemas de comunicación; b) Calidad del servicio técnico a través de la frecuencia media de interrupciones y el tiempo total de interrupción; y c) Calidad del servicio comercial a través del control de la facturación y atención al consumidor. Respecto del último parámetro se ha implantado el Sistema Oficina del Consumidor tanto en la SDE como en las empresas distribuidoras.

La legislación específica actual corresponde a la LDE y al Reglamento de Calidad de Distribución.

2.3 Colombia

En la distribución existen normas sobre calidad del producto que comprenden básicamente las variaciones permitidas en la tensión y los transitorios que puedan afectar a los usuarios. En cuanto a calidad del servicio, la CREG recientemente fijó los estándares para los años 2001 y 2002, que se clasifican en 4 grupos según el tamaño de la cabecera municipal en donde se localicen los circuitos de media tensión.



Los estándares para el 2001 consisten en límites máximos a las horas de interrupción anuales y al número de interrupciones anuales, que van desde 19 hasta 61 horas al año, y desde 38 hasta 84 interrupciones anuales. Dichos límites se disminuyen alrededor del 40% para el 2002. La Energía No Suministrada se valora al costo de racionamiento (aproximadamente 0.2 US\$/kWh).

2.4 Chile

El suministro de electricidad debe cumplir con los parámetros de calidad previstos en la ley y en el Reglamento. La entidad encargada de fiscalizar el cumplimiento de estas normas de calidad es la SEC, la cual tiene la posibilidad de aplicar sanciones que van desde la aplicación de multas hasta la caducidad de la concesión, caso éste último que es ordenado por el Presidente de la República.

Adicionalmente, las empresas concesionarias de distribución deberán realizar una vez al año una encuesta representativa de clientes de su concesión, en la que éstos calificarán la calidad del servicio recibido.

También, las empresas concesionarias de distribución deberán llevar un índice representativo de la continuidad de servicio a sus clientes.

2.5 Ecuador

Los principales indicadores de calidad adoptados para evaluar el comportamiento de las empresas de distribución se presentan en la tabla siguiente.

CALIDAD DEL PRODUCTO	CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO	CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL
Nivel del Voltaje	Frecuencia de interrupciones.	Atención solicitudes de servicio.
Perturbaciones	Duración de Interrupciones	Atención y Solución de Reclamos
Factor de Potencia		Errores en medición y facturación

2.6 España

2.6.1. Calidad de Servicio en la Red de Transporte.

Aunque la regulación de la calidad de servicio en la red de transporte no se ha desarrollado completamente, el Reglamento de Transporte, Distribución y Suministro establece las directrices para el desarrollo de dicha regulación. La calidad de suministro en cada uno de los puntos frontera de la red de transporte se medirá teniendo en cuenta, entre otros, los siguientes parámetros:

- Tiempo de interrupción total durante un período determinado.
- Número de interrupciones habidas durante el período.
- Condiciones de frecuencia y tensión de la energía entregada.

Los indicadores de medida de la calidad global de la red de transporte son la Energía No Suministrada (ENS), el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y el Índice de Disponibilidad (ID). Las consecuencias del incumplimiento de los índices de TIM y ENS son la elaboración y ejecución de programas para el desarrollo de la red de transporte. En el caso de incumplimiento de calidad en los puntos frontera con consumidores conectados a la red de transporte se aplicarán descuentos en la facturación.

2.6.2 Calidad de Servicio en la Red de Distribución.

La calidad de servicio viene configurada por el siguiente contenido:

- Continuidad del suministro, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro.
- Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.
- Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

La calidad de servicio en cuanto a su extensión se diferencia en: Calidad individual, que es aquella de naturaleza contractual, que se refiere a cada uno de los consumidores y Calidad zonal, referida a una determinada zona geográfica, atendida por un único distribuidor. A los efectos de la calidad zonal se establece una clasificación de zonas en Urbanas, Semiurbanas, Rurales concentradas y dispersas.

2.6.2.1. Continuidad del suministro.

Calidad individual.

El distribuidor estará obligado, con relación a cada uno de sus consumidores, a que el tiempo y número de interrupciones imprevistas mayores de tres minutos de cada año natural, no supere los siguientes valores:

Media Tensión (de 1 a 36 kV):

	Nº Horas	Nº interrupciones
Zona urbana	4	8
Zona Semiurbana	8	12
Zona rural concentrada	12	15
Zona rural dispersa	16	20

Los consumidores conectados a redes de tensión superior a 36 kV se asimilarán a los umbrales definidos en zonas urbanas, sea cual sea su ubicación.

Baja Tensión (menor o igual a 1 kV):

	Nº Horas	Nº interrupciones
Zona urbana	6	12
Zona Semiurbana	10	15
Zona rural concentrada	15	18
Zona rural dispersa	20	24

Calidad zonal.

Existen también indicadores de la continuidad del suministro de carácter zonal. El TIEPI es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión. Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos. El NIEPI es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión.

A partir de esos indicadores existen limitaciones regulatorias para los valores del TIEPI, del Percentil 80 del TIEPI en la población de municipios abastecidos y del NIEPI, durante cada año natural, teniendo en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas. Por otro lado, ningún municipio podrá superar el valor del Percentil 80 del TIEPI durante más de dos años consecutivos.



2.6.2.2. Calidad de producto.

La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión. Para la determinación de los aspectos de la calidad del producto se seguirán los criterios establecidos en la Norma UNE-EN 50.160 o norma que la sustituya y las Instrucciones Técnicas Complementarias que se dicten. Este aspecto de la calidad está pendiente todavía de desarrollo.

2.6.2.3. Calidad de atención al consumidor.

La calidad de la atención y relación con el consumidor se determinará atendiendo a las características del servicio, entre las que se encuentran el conjunto de aspectos referidos al asesoramiento del consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumos y demás aspectos derivados del contrato suscrito.

2.6.2.4. Incumplimiento de la calidad de suministro.

Calidad individual.

El incumplimiento de los valores fijados para la continuidad del suministro, determinará la obligación para los distribuidores de aplicar en la facturación de los consumidores conectados a sus redes los descuentos regulados dentro del primer trimestre del año siguiente al del incumplimiento.

En todos aquellos supuestos en que se incumpla lo establecido para calidad de atención al consumidor, las empresas distribuidoras procederán a abonar al consumidor, por cada incumplimiento, en la primera facturación que se produzca, la mayor de las siguientes cantidades: 5.000 PTA o el 10 % de la primera facturación completa.

Calidad zonal.

El incumplimiento de los valores reglamentarios de calidad zonal implica la elaboración y ejecución de planes de mejora de calidad de servicio.

2.7 Perú

El suministro de electricidad debe cumplir con los parámetros de calidad previstos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. La entidad encargada de fiscalizar el cumplimiento de estas normas de calidad es el Osinerg.

2.8 Uruguay

En el futuro Reglamento de Distribución se fijarán los indicadores de calidad; en principio serán índices de calidad de servicio, calidad de forma de onda y atención comercial. A nivel del Regulador estos índices se determinarán en el marco de una consultoría que está en curso.

A nivel interno de UTE se han establecido indicadores de tiempo y frecuencia de cortes, y tiempos para presupuestación de nuevos suministros. En algunos casos existen autopenalizaciones (UTE deja de cobrar parte de las tarifas a clientes con calidad de servicio por debajo de ciertos límites).

2.9 Venezuela

El servicio prestado en una gran parte del territorio nacional es deficiente, debido a la falta de inversión en mantenimiento y expansión del equipamiento de subtransmisión y a la ausencia de sanciones por fallas de la calidad del servicio.



Actualmente sólo se aplican sanciones a una empresa, la única que posee un contrato de concesión, con base en normas de calidad del producto técnico (voltaje, interrupciones, perturbaciones) y de la atención a los clientes (tiempos de atención de reclamos, reconexiones, conexiones).

La LSE introduce la posibilidad de establecer normas de calidad del servicio y sanciones por incumplimiento, que están actualmente en desarrollo.







**COMISION DE INTEGRACION
ENERGETICA REGIONAL**

Br. Artigas 1040, 11300 Montevideo - Uruguay
www.cier.org