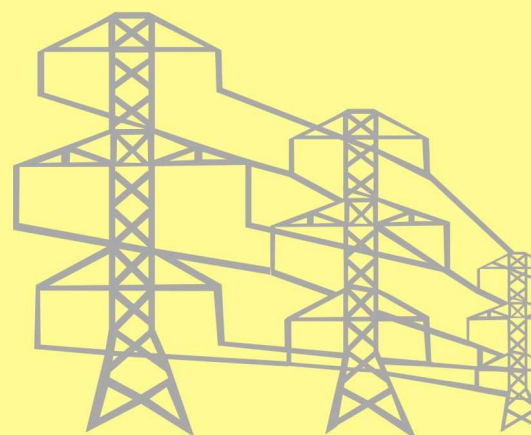


**COMISIÓN DE INTEGRACIÓN  
ENERGÉTICA REGIONAL**

**SERIE:  
DOCUMENTOS  
DE ANÁLISIS Y  
DISCUSIÓN**

**REGULACIÓN DE LA  
TRANSMISIÓN Y EL TRANSPORTE  
DE INTERCONEXIÓN**

NOVIEMBRE 2006



**INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO CIER 08  
“REGULACIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS”**

SECRETARÍA EJECUTIVA  
MONTEVIDEO - URUGUAY



## Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

---

### **Actividades realizadas**

- **Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Documento de Análisis y Discusión – Setiembre 2005**
- **Foro Internacional: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional - Julio, 13-15/ 2005, Lima - Perú**

Foro con presencia de Reguladores, Delegados Empresariales, Especialistas, Inversores, Agentes del Mercado y público en general.
- **Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica: Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas - Documento de Análisis y Discusión - 2004**

El documento describe las principales interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica: sus aspectos técnicos, razones que dieron motivo a su concreción, marco legal y comercial, derechos y responsabilidades de los inversores, resultados de la interconexión, lecciones aprendidas y recomendaciones para futuros proyectos.
- **Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2003.**

Presenta los puntos relevantes de la normativa con impacto en la rentabilidad del negocio de distribución
- **Foros Virtuales en varios temas - 2003**

Complementado la actividad que se llevó a cabo en el 2003, se realizaron foros virtuales vía Web en diversos temas.
- **Conferencia: La Crisis en el Sector Eléctrico Sudamericano (transmisión en vivo, vía Web, con el apoyo de la Universidad Internacional de Florida - FIU) - 2003, Uruguay**

Conferencia Virtual en vivo y en transmisión simultánea vía Web. La conferencia se llevó a cabo utilizando una tecnología informática de vanguardia y con la participación de la Universidad Internacional de Florida (FIU) – Centro para la Energía y Tecnología de las Américas (CETA).
- **Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2002**

Presenta los puntos trascendentes de la regulación que incentiva la expansión de los sistemas.
- **II Seminario Internacional: Regulación, Acceso al Mercado y Competencia - 2002, Asunción - Paraguay**

Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- **Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001**

Primer trabajo del Grupo CIER 08 con lo cual se realiza un relevamiento completo del marco legal y reglamentario del sector para los países de la CIER y España.
- **I Seminario Internacional: Regulación, Acceso a los Mercados y Competencia en el Sector Eléctrico Sudamericano - 2001, Santiago - Chile**

Fueron tratados temas tales como: desempeño de los Mercados Mayoristas, la competencia por clientes servidos desde redes de distribución, la seguridad y calidad de servicio, el caso California, la protección del medio ambiente, la protección de la competencia y la coyuntura del sector eléctrico brasileño.
- **Integración y constitución del Grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" con el cometido de analizar de manera interdisciplinaria la regulación sectorial - 2000**

Se integra el grupo de trabajo con la coordinación técnica del Ing. Helio Mitsuo Sugai de la empresa COPEL. El grupo esta formado por aproximadamente 30 especialistas de los países de la CIER y España.



# COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

## Autoridades de la CIER

### Presidente

Dr. José Antonio Vargas Lleras  
Colombia

### 1<sup>er</sup> Vicepresidente

Ing. Iván La Rosa Alzamora  
Perú

### 2<sup>do</sup> Vicepresidente

Ing. Guillermo Escovar  
Venezuela

### Director Ejecutivo

Ing. Plínio Fonseca  
Brasil



La CIER esta integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica Ibérica en Calidad de Miembros plenos.

Participan también con carácter de Miembros Asociados: UNESA (España), y como Entidad Vinculada: CNFL de Costa Rica, AES El Salvador, ETESA de Panamá, URSEA de Uruguay, Ege Haina y Ede Este de la República Dominicana.

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay  
Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611 – Fax: (+598-2) 7083193  
E-mail: secier@cier.org.uy – Internet: www.cier.org.uy





# Servicios del Área Corporativa a disposición de empresas y organismos del Sector

## Área Corporativa en la CIER

A partir del año 2000 el Área Corporativa de la CIER ha trabajado con el objetivo de proveer servicios de valor agregado a empresas eléctricas y organismos del sector. Foco de atención en dirección y gestión estratégica de los procesos corporativos, regulación y medio ambiente.

Servicios a disposición de las empresas y entidades CIER:

- Facilitador de proyectos de Benchmarking de procesos corporativos.
- Facilitador de proyectos con potencial de acceso al Mercado del Carbono.
- Cursos para Ejecutivos en Finanzas, Estrategia Corporativa y Regulación.
- Cursos a medida para empresas u organismos.
- Acceso a estudios en temas regulatorios.
- Acceso a la red de profesionales del área.
- Consulta y contacto con especialistas en temas regulatorios.
- Acceso a estudios y documentos técnicos sobre experiencias aprendidas.
- Servicio de Foro Virtual en temas de interés – a requerimiento de las empresas.
- Acceso al banco de datos de información sectorial a través del Comité Nacional.
- Organización de seminarios y reuniones en temas del área.
- Facilitador de proyectos a través de Grupos de Trabajo – solicitud de empresas.

En todos estos servicios la CIER participa como una entidad sin fines de lucro, independiente, abocada al apoyo de la gestión de las empresas y mejoramiento de la competitividad y promover la integración de los mercados energéticos.

## Apoyo continuo y permanente

Más información se puede obtener en nuestro sitio web: [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy) Consulte al Coordinador Nacional de su país o al Coordinador Internacional.

Nombres y direcciones en la web.

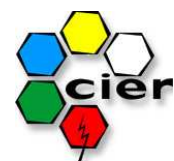
Montevideo-Uruguay Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611, E-mail: [secier@cier.org.uy](mailto:secier@cier.org.uy)



# REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y EL TRANSPORTE DE INTERCONEXIÓN

DOCUMENTO DE ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

NOVIEMBRE 2006





## EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) es una organización internacional sin fines de lucro que agrupa a empresa 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.
- Un Organismo con una presencia internacional, reconocido tanto por las organizaciones de tipo similar, entidades financieras y de promoción de inversiones. Por ello se mantiene una activa presencia en eventos de relevancia internacional, con contactos institucionales tales como el Banco Mundial, la Corporación Andina de Fomento (CAF), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Eurelectric de la Unión Europea, el departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de América, IEA, WEC, CIGRE, CIRED y otros.
- Un Organismo dispuesto a brindar información sobre noticias, oportunidades y actividades del Sector Eléctrico, siempre dispuesto a servir a sus miembros a través de sus bancos de datos, Internet y foros de discusión.

***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 y Entidades Vinculadas.***

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.

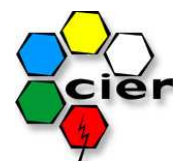






## INDICE

<b>PRESENTACIÓN .....</b>	<b>11</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>12</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>14</b>
<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>15</b>
<b>1 ARGENTINA .....</b>	<b>18</b>
<b>2 BOLIVIA .....</b>	<b>25</b>
<b>3 BRASIL .....</b>	<b>30</b>
<b>4 COLOMBIA .....</b>	<b>39</b>
<b>5 CHILE .....</b>	<b>46</b>
<b>6 ECUADOR .....</b>	<b>55</b>
<b>7 ESPAÑA .....</b>	<b>59</b>
<b>8 PERÚ .....</b>	<b>63</b>
<b>9 URUGUAY .....</b>	<b>68</b>
<b>10 VENEZUELA .....</b>	<b>74</b>
<b>TABLA COMPARATIVA POR PAÍS SOBRE MARCO REGULATORIO VIGENTE .....</b>	<b>77</b>





## PRESENTACIÓN

Los Grupos de Trabajo en la CIER son uno de los pilares fundamentales de nuestra organización para abordar temas relevantes y muchas veces claves para el sector eléctrico sudamericano. Participan de varias formas aportando el conocimiento invaluable de sus Delegados en proyectos, estudios e informes técnicos. Sus integrantes son especialistas en los temas más diversos y complejos, nombrados por su competencia y reconocimiento en el medio nacional e internacional, designados por los Comités Nacionales que integran la CIER.

Por esta razón, tenemos el agrado de presentar un nuevo informe que ha preparado el Grupo de Trabajo “Regulación de los Mercados Eléctricos” que ha trabajado de manera continua desde el año 2000. Es una satisfacción para la CIER poder entregar un informe preparado por especialistas de empresas del quehacer energético, lo que nos permite asegurar un contenido de excelente calidad, consistencia y relevancia, atributos que aseguran un documento ineludible para entender el marco conceptual y práctico regulatorio de Sudamérica y España.

Con éste documento y los informes preparados desde el año 2000 se han podido abordar la regulación de la generación, distribución, transmisión, interconexiones y mercados internacionales de energía eléctrica, así como el marco institucional general sectorial.

En nuestro objetivo primordial de responder a las necesidades de integración energética regional, eficiencia empresarial y apoyo brindando información estratégica a las empresas miembro de la CIER, nos congratulamos por la entrega de este informe y agradecemos a los integrantes del grupo y a la Coordinación Internacional del Área Corporativa por el apoyo brindado a través de sus experiencias y aportes en la concreción y entrega de este importante trabajo.

Ing. Plínio Fonseca  
Director Ejecutivo



## **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", y autores de informes que se incluyen en este documento, por el tiempo, conocimientos y talento profesional que en forma voluntaria han dedicado para elaborar el presente Documento de Análisis y Discusión. El aporte intelectual de los profesionales que indicamos en la siguiente página, 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"

Coordinador Internacional - Área Corporativa: Cr. Juan Carlos Belza  
Especialista Técnico – Ing. Mario Ibarburu  
Edición del Documento – Sra. Jacquelin Branca

### COORDINADOR TÉCNICO INTERNACIONAL

#### Coordinador Principal:

Ing. Helio Mitsuo SUGAI  
Planeamiento de la Expansión de la Generación – COPEL

### DELEGADOS

#### Argentina

Lic. Marcelo BIACH  
ENRE

#### Bolivia

Ing. Eddy IPORRE DURÁN  
Intendente - S.E.

#### Brasil

Dr. Luiz Geremias DE AVIZ  
Abogado-COPEL

#### Chile

Dr. Rodrigo PÉREZ STIEPOVIC  
PPL Global, LLC - EMEL

#### Colombia

Ing. Omar SERRANO RUEDA  
Gerente de Regulación - CODENSA S.A.

Sra. Martha Cecilia VÉLEZ HENAO  
Especialista, Bolsa de Energía - ISAGEN

#### Ecuador

Ing. Juan Vicente SAAVEDRA MERA  
Gerente de Producción – HIDRONACION

Ing. Eduardo CAZCO CASTELLI  
Director de Regulación – CONELEC

#### Miembro Asociado UNESA - España

Dr. Alberto BAÑON  
Director de Regulación

Dr. Fernando URQUIZA  
Área Regulación

#### Paraguay

Lic. Mirna Elizabeth CHAMORRO  
Secretaria General - ANDE

Ing. Sixto AMARILLA  
Jefe Depto. Ingeniería, Comunicación y Control-ANDE

#### Perú

Ing. Miguel RÉVOLO ACEVEDO  
Gerente de Distribución - OSINERG

#### Uruguay

Ing. Jorge Gualberto CABRERA LESTEGAS  
Gerente Div. Planif. Inv. y Medio Ambiente - UTE

Dra. Ethel RAMON GARCÍA  
Sub-Gerente Coordinación Asuntos Indust. - UTE

#### Venezuela

Ing. Fidel PÉREZ MORGADE  
Gerente División Planif. de Sist. Eléctricos - EDELCA

### REPRESENTANTE INVITADO A FORMAR PARTE DEL GRUPO DE TRABAJO

#### Venezuela

Dra. Alice SADER  
ELECAR-EDC/AES

Ing. Rafael ZAMORA  
Jefe de la División de Regulación y Tarifas – MEM

#### Bolivia

Ing. Osvaldo IRUSTA ZAMBRANA  
Superintendente de la Superintendencia de Electricidad

#### Ecuador

Sr. Geovanny PARDO SALAZAR  
CONELEC

Secretaría Ejecutiva: Bulevar Gral. Artigas 1040, (11300) Montevideo, Uruguay  
Teléfonos: (+598-2) 7095359-7090611, Fax: (+598-2) 7083193  
E-mail: secier@cier.org.uy, Internet: www.cier.org.uy



## INTRODUCCIÓN

El documento que presentamos a continuación describe los principales aspectos que determinan la remuneración del transportista en los países de la CIER y España. Aborda conceptos tales como el marco institucional general del transporte, los ingresos percibidos por la remuneración de los activos, reconocimiento de costos de operación y mantenimiento, calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos, cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores, cargos por el empleo de la red para las transacciones internacionales de electricidad, incidencia de la red de transporte en la formación de los precios spot de energía y potencia, procedimientos para la expansión de la red y otros ingresos por actividades no reguladas.

La estrategia del Grupo de trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" es continuar desarrollando Documentos de Análisis y Discusión en temas específicos regulatorios, con formato *ejecutivo* y de fácil lectura, así como también, en la medida que sea pertinente, participar activamente en las reuniones y proyectos internacionales de la CIER.

El tema que aborda este documento es el sexto de una serie de trabajos ya realizados y forma parte del análisis regulatorio de los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización, interconexión y mercados regionales, como ser:

- Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano – Agosto 2001.
- Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica – Octubre 2002.
- Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución – Noviembre 2003.
- Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica – Diciembre 2004
- Remuneración del Generador y diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Setiembre 2005

La CIER cuenta con estudios realizados a partir de varios proyectos, por lo que es altamente recomendable referirse a otros documentos que amplían y profundizan el conocimiento en la materia, como ser: Grupo de Trabajo CIER 02 "Mercados Mayoristas y Factibilidad de Interconexiones", Grupo de Trabajo CIER 06 "Calidad del Servicio de Distribución", Grupo de Trabajo CIER 03 "Interconexiones regionales de los Mercados Eléctricos" en sus Fases I y II, y el proyecto CIER 15 "Factibilidad de las Transacciones de Electricidad de los Mercados de Centroamérica, Mercado Andino y Mercosur"

Cr. Juan Carlos Belza  
Coordinador Internacional  
del Área Corporativa



## RESUMEN EJECUTIVO

La regulación de la transmisión en la mayor parte de los países de CIER experimentó cambios muy significativos como resultado de las reformas regulatorias que tuvieron lugar en los años 90 en gran parte de los países de la región.

Como resultado de esas reformas la mayor parte de los países de CIER tiene estructuras institucionales y modelos regulatorios en la transmisión basados en la existencia de libre acceso a las redes, lo que permite la realización de las transacciones necesarias para el funcionamiento de un mercado competitivo en generación. Sólo en Venezuela y Paraguay no se ha reglamentado la existencia de un mercado mayorista. Como contrapartida del libre acceso a las redes de transmisión, existen peajes por el uso de dicho sistema.

En este breve resumen se intenta destacar a continuación, el panorama general y las diferencias específicas dentro de la regulación de la transmisión en los países de CIER.

### 1.1. Características generales del sistema de transmisión

- La actividad de transmisión es realizada en la mayor parte de los países por empresas que se dedican únicamente a ese segmento de la industria, y se establecen en la regulación incompatibilidades para la integración vertical de la propiedad, o al menos se estipula la obligación de separación jurídica y de gestión de las actividades. La integración vertical en la propiedad y la gestión existe en Uruguay, Paraguay y Venezuela.
- En Argentina, Ecuador y España la gestión de la red troncal de alcance nacional está a cargo de un único operador y la propiedad de esas redes es de esa misma empresa. En Colombia, Chile y Uruguay, si bien no existe un monopolio para todo el segmento de transmisión, existe una empresa dominante en cuanto al porcentaje de las redes que posee y opera. En Bolivia, Brasil, Perú y Venezuela, existen varias empresas de transmisión.
- En Argentina, Bolivia, Chile, Perú y España, la totalidad o la mayor parte de las redes de transmisión son de empresas de capital privado. En los restantes países, las empresas estatales o mayoritariamente estatales son propietarias de la mayor parte de las redes.
- En cuanto a la incidencia de las redes en la determinación de los precios spot, la solución más

frecuente es la existencia en la regulación de precios spot nodales para la energía, en cuyo cálculo se tiene en cuenta el efecto de las pérdidas marginales al abastecer incrementos de demanda a partir de un nodo mercado privilegiado. Como casos especiales, Brasil cuenta con cuatro submercados con precios diferentes entre sí, pero constantes dentro de cada submercado y Colombia y España tienen un único precio spot de energía en toda la red.

### 1.2. Ingresos de los transportistas

- En cuanto a la determinación de volumen total de los ingresos regulados reconocidos a los transportistas, en todos los casos se calculan remuneraciones específicas para los activos y para los costos de operación, mantenimiento y administración.
- Para retribuir las inversiones existentes al momento de la implantación de la regulación, la solución más frecuente en la región, es la de emplear una anualidad a valor nuevo de reemplazo de los activos, calculada a una tasa regulada. En Brasil, se recurre a un procedimiento semejante, sólo que la retribución de las inversiones se calcula a partir de la cuota de depreciación más una tasa de retorno sobre los activos netos, en lugar de emplear una anualidad. En Ecuador, los activos de la empresa monopólica son remunerados por un costo medio de activos calculado a partir de un flujo de fondos descontados, que tiene en cuenta las inversiones del programa óptimo de inversión.

Para retribuir los costos de administración, operación y mantenimiento, la solución adoptada en casi todos los casos es la de remunerar un valor estándar de los mismos, obtenido a partir de estimaciones de costos de una empresa eficiente, que a veces se expresan como un porcentaje fijo del valor de los activos.

Como excepciones pueden citarse Argentina y Venezuela. En Venezuela la regulación prevé que se remuneren los costos contables de depreciación y rentabilidad sobre activos netos y de operación y mantenimiento. En Argentina, en el momento de la privatización se determinaron remuneraciones que no tenían referencia directa al total de los costos de activos, sino que incluían la remuneración de los costos de operar y mantener las redes, y una estimación de los ingresos variables por diferencias en el valor a precios spot de la energía inyectada y extraída de la red. Más recientemente, se han renegociado las remuneraciones con los



concesionarios y las pautas para la renegociación consideran una base de capital y su tasa de rentabilidad de manera explícita.

- En cuanto a la remuneración por las redes nuevas, la solución más generalizada es la de licitar su construcción y operación y remunerar al vencedor de la licitación por el valor anual solicitado en la oferta ganadora, que remunera todos los costos de inversión y explotación incluyendo la rentabilidad por el capital invertido. En los casos en los que la construcción de una red nueva tiene lugar mediante autorizaciones directas, se recurre a remuneraciones estándar eficientes, semejantes a las que se aplican para redes preexistentes.
- En la mayor parte de los países operan o al menos están previstos, mecanismos de ajuste de las remuneraciones de los transportistas dependientes de la calidad del servicio prestado y la disponibilidad de las instalaciones.
- Respecto a los ingresos por actividades no reguladas, en Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, la existencia de los mismos no afecta los ingresos por las actividades reguladas. Por otro lado, en Brasil, Uruguay, Venezuela y España se prevé que los ingresos por las actividades reguladas tengan reducciones como resultado de beneficios por actividades no reguladas.

### 1.3. Cargos por el uso de las redes

- Para los cargos por el uso de la red a los distintos agentes generadores y demandantes del mercado, existe una variedad de tratamientos, lo que se corresponde con un problema técnicamente complejo que no tiene una única solución general a nivel internacional.

En general, cuando existen precios spot diferentes en los distintos nodos de la red, esto genera una remuneración al transporte implícita en dichos precios, pero ésta suele cubrir una pequeña parte de los costos totales del transportista.

También existen generalmente cargos de conexión para cubrir los costos del transportista por las instalaciones que conectan a un agente a las redes de interconexión.

- La variedad de tratamientos se presenta en cuanto a los peajes por las redes troncales de interconexión, que son de beneficio general y de uso común para un gran número de agentes, y que como se dijo, no quedan remuneradas por el ingreso para el transportista implícito en los precios spot nodales.
- En algunos países, se establece una participación fija de generadores y demandas en el pago esos peajes.

En Bolivia la participación es 25% para los generadores (y repartida en proporción a la energía inyectada) y 75% para las cargas. En Colombia, Ecuador y España el 100% es pagado por las cargas. En Perú pagan el 100% los generadores, pero en proporción a las cargas que suministran mediante contratos.

En Chile la solución que se está reglamentando en la actualidad es algo más compleja ya que los generadores pagan (en proporción a su uso esperado), el 80% y las cargas el 20% de los costos de la llamada Área de Influencia Común, que es el conjunto de instalaciones entre dos nodos, en las que se inyecta más del 70% de la generación y se retira más del 70% de la demanda. De las restantes instalaciones troncales fuera de dicha Área, los generadores aguas arriba pagan el 100% de las instalaciones que tienen flujos hacia la misma y las cargas aguas abajo pagan el 100% de las que tienen flujos salientes de la misma.

- En otros países, las participaciones relativas de generadores y demandas en los peajes no son prefijadas a priori sino que resultan de aplicar procedimientos que tratan de reflejar en los peajes el uso de las redes.

En Brasil, las cargas y generadores pagan peajes diferentes en cada nodo, según la Metodología Nodal que refleja los costos marginales de largo plazo de una extracción o inyección marginal en el nodo. Adicionalmente se paga una parcela de ajuste, igual para todos los agentes por unidad de potencia, para complementar el peaje anterior, y de modo de cubrir el ingreso total reconocido a los transportistas.

En Uruguay existen por una parte peajes de localización pagados por todos los generadores y las cargas en 500 kV, según su grado de uso esperado de la red, (que se calcula por inyecciones y extracciones marginales, con barra flotante en el centro de cargas), y por otro lado Peajes de Potencia que deben pagar las demandas conectadas a la transmisión zonal (150 kV) según su demanda máxima.

En Argentina, los llamados Cargos Complementarios, se recaudan en proporción a la participación esperada de los distintos agentes en el uso de las distintas instalaciones (que se calcula por inyecciones y extracciones marginales, con barra flotante próxima a Buenos Aires).

- Para los cargos por el uso de la transmisión que pagan las transacciones internacionales, la solución más frecuente es asimilar las exportaciones a cargas y las importaciones a generadores. Los cargos de esas transacciones son idénticos o se derivan del respectivo cargo aplicado al agente local por inyecciones o extracciones equivalentes.



#### 1.4. Expansión de las redes

- En cuanto a la determinación de las obras de expansión de la transmisión, la solución más frecuente es la existencia de una planificación determinativa. Planes de este tipo se realizan o están previstos en las regulaciones de Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, España, Uruguay y Venezuela.
- El procedimiento empleado en la mayor parte de los casos para adjudicar las obras de expansión, es el de la licitación o concurso público. Como resultado, se determina el concesionario que construirá la nueva obra, y simultáneamente la remuneración que recibirá, que es el monto solicitado por el oferente ganador. La excepción a esta tendencia procede de los países en los que existe un monopolio de transmisión (Ecuador) o en los que una parte de las obras son reservadas por la regulación al transportista actual (transmisión zonal en 150 kV en Uruguay). Los marcos regulatorios prevén también en algunos países la posibilidad de adjudicación directa de obras, en especial las de menor porte.

#### 1.5. Existencia de particularidades nacionales en la regulación

Pese a las similitudes señaladas en la regulación de la transmisión de los países de CIER, es notorio que también existen particularidades de los distintos países que quedan evidenciadas en este informe.

Esas diferencias pueden responder a distintas características técnicas de las redes de los países, a distintos conceptos sobre la importancia de las señales de localización que se desea transmitir mediante los peajes de transmisión, o a la existencia de soluciones regulatorias diversas para problemas semejantes.

En ese sentido, este informe muestra que en el tema de los peajes por el uso de los sistemas de transmisión, parece no existir una única solución, técnicamente superior a las demás y admitida universalmente. El propósito del Proyecto CIER 08, que intenta contribuir al análisis comparativo de la regulación de los países de la región, se justifica plenamente al observar la diversidad de soluciones adoptadas.



# 1 ARGENTINA

## 1.1. Marco institucional general

La transmisión de extra alta tensión, encargada de vincular eléctricamente las distintas áreas del país, está a cargo de una sola empresa, TRANSENER S.A., con el objeto de aprovechar las economías de escala. Para la Distribución Troncal en cada una de las regiones del país, se crearon monopolios, cada uno de ellos acotado a una región determinada (Noroeste Argentino - NOA, Noreste Argentino - NEA, Comahue, Cuyo, Patagonia, Provincia de Buenos Aires).

TRANSENER S.A., y las empresas de distribución troncal TRANSBA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A. y TRANSPA S.A. son de capital privado, mientras que la Compañía de Distribución Troncal de la Región Comahue, tiene participación de la Empresa Provincial de Energía de Neuquén (EPEN) y de Transcomahue S.A. (de la provincia de Río Negro).

El transporte en extra alta tensión entre las distintas regiones cuenta principalmente con líneas de 500 kV. La Distribución Troncal tiene líneas de 132 kV a 400 kV.

Además de las definiciones que en materia de transporte establecen la Ley 24.065, y los Contratos de Concesión (los cuales, con distinto de grado de avance, se encuentran en un proceso de renegociación contractual en la actualidad), la normativa aplicable se encuentra en los "Procedimientos Para La Programación De La Operación El Despacho De Cargas Y El Cálculo De Precios" (Anexos 16, 18 y 19).

La Ley 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico) en su artículo 22 establece el principio de acceso abierto a la red de transporte: la transportista no puede negar el acceso de un agente a la red si paga los cargos, no discriminatorios, establecidos.

## 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

El precio de la electricidad en cada nodo vinculado al mercado es igual al precio de mercado menos el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía. El precio de mercado corresponde al valor de la energía en el centro de

cargas, nodo Ezeiza, el que se calcula en líneas generales, como el costo marginal de generación.

En el caso de nodos no vinculados al mercado debido a congestiones en la red, se calculan precios locales (que reflejan el costo de congestión resultante de superar el límite de capacidad de la línea de transmisión que conecta dos nodos), iguales al mayor costo marginal de generación dentro del área desvinculada.

El Factor de Nodo (FN) del nodo  $i$  se determina como:

$FN_i = 1 + (dPerd/dPdi)$ , donde  $dPerd/dPdi$  es la derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la potencia de demanda del nodo  $i$ .

Para el cálculo de los factores de nodo se modela la red de transporte mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda ( $\Delta Pdi$ ), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema ( $\Delta Perd$ ), tomando como barra flotante el nodo Mercado MEM o el nodo centro de gravedad de un área aislada eléctricamente del Mercado, que se define como "nodo Mercado Local".

En el caso de un área aislada cada factor de nodo calculado con referencia al nodo Mercado Local  $FNL_i$ , debe referirse al Mercado multiplicando por el factor de nodo del nodo Mercado Local  $FNL$  correspondiente al previsto para esa hora en la programación diaria en la que el OED realizó el despacho sin tener en cuenta la restricción.

Si la restricción fue incluida en el despacho diario, debe considerarse el correspondiente a esa hora en el despacho semanal o trimestral que no incluya tal restricción, en el orden de prioridad indicado.

$$FN_i = FNL_i * FNL$$

En consecuencia, el precio de la energía en un nodo " $i$ " esta dado por:

$$PN_i = PM * FN_i$$

siendo:

$PN_i$ : el precio de la energía en el nodo " $i$ "

$PM$ : el precio de la energía en el mercado o el precio Local de existir restricción

La potencia generada se remunera al Precio de la Potencia en el Mercado ( $\$PPAD$ ), definido como el valor unitario de la Remuneración Base de Potencia



(\$BASE), cuyo valor es de 10 \$/MW por hora en el Período en que se Remunera la Potencia (\$/MW-hrp), afectado por el factor "KPPAD" que es fijado por la SECRETARIA DE ENERGIA y es, en todos los casos, mayor o igual que la unidad. Mediante Resolución SE 317/02 este coeficiente adoptó el valor de 1,2.

$$\text{\$PPAD (\$/MW-hrp)} = K_{\text{PPAD}} \cdot \text{\$BASE}$$

Este precio es transferido a cada nodo del sistema de Transporte en Alta Tensión, multiplicando el Precio de la Potencia en el Mercado por el Factor de Adaptación de dicho nodo.

Este representa la relación entre el precio de la potencia en el Nodo "i" y el precio en el Mercado cuando el nodo se encuentra vinculado al Mercado sin restricciones.

### 1.3. Ingresos del transportista

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.

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

El equipamiento amortizado consiste actualmente en las instalaciones concedidas durante el proceso de privatización a comienzos de la década pasada.

La concesión de las empresas transportistas (en Alta Tensión y Distribución Troncal) transfirió al sector privado el negocio de conectar ambos extremos del mercado (oferta y demanda), sin la posibilidad de comprar ni vender energía y debiendo brindar el acceso a sus líneas a todos aquellos que así lo solicitaran.

Todo ello con la obligación de operar y mantener las redes existentes al momento de la privatización (actividad por la cual son remuneradas, siendo el regulador el encargado de establecer las tarifas en cada período tarifario).

En el caso de la transportista de alta tensión TRANSENER los ingresos se corresponden a los siguientes conceptos definidos en su contrato:

1. Remuneración por Energía Eléctrica Transportada: monto fijo anual, por un período de cinco años, que se corresponde con el promedio del valor de las pérdidas de la energía transportada.
2. Remuneración por Capacidad de Transporte: cargo mensual por línea que depende de la disponibilidad de la misma en el mes.

3. Remuneración por Conexión: por los servicios de conexión a la red de alta tensión brindados a los usuarios.

La remuneración por conexión, y la remuneración por capacidad de transporte, se determinaron en el momento de la privatización de modo de cubrir un costo estándar de operar y mantener el equipamiento de conexión y transformación en las estaciones y el de transporte respectivamente.

La remuneración por energía y potencia transportada, se determinaron en el momento de la privatización, 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).

La recaudación de estos conceptos se realiza mediante:

1. Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada: surge de la suma de las diferencias en los valores de la energía transportada entre nodos y de las diferencias en lo que se paga en las compras y ventas de potencia.
2. Cargos Complementarios: Si la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada más la Remuneración por Capacidad de Transporte supera la Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada, la diferencia es financiada por medio de Cargos Complementarios cobrados a los usuarios según una medición de la utilización que estos hacen de las líneas.
3. Cargos por Conexión: Los usuarios del servicio de alta tensión abonan estos cargos por la vinculación con el sistema por medio del equipamiento de conexión y transformación. Los cargos por conexión son función de la potencia máxima requerida y las horas de disponibilidad.

De esta manera, los cargos por conexión y complementarios sirven para brindarle a la transportista una recaudación por encima de la que obtendría si comprara y vendiera la energía a los precios nodales, que es lo que obtendría de recibir un valor igual a la Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada.

La sanción de la Ley 25.561 de Emergencia Económica en el mes de enero de 2002, dispuso en su artículo 8° la pesificación de las tarifas de los servicios públicos (además de los precios de las obras públicas) a la relación de cambio 1 peso igual a 1 dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación.





Como consecuencia de esta modificación, en su artículo 9° autorizó al PEN a iniciar un proceso de renegociación de los contratos de concesión de acuerdo a determinados principios rectores: el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

En este contexto, se llevaron a cabo las renegociaciones de los Contratos de Concesión de las empresas transportistas, proceso a cargo de la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN); hasta la fecha han sido ratificadas por el Poder Ejecutivo Nacional las Actas Acuerdo (AA) de las empresas Transener S.A., Transba S.A. y Distrocuyo S.A.

Con vistas a recomponer el nivel de remuneraciones de las empresas, las AA establecen dos instancias complementarias: i) la instrumentación de un Régimen Tarifario de Transición, a partir de un incremento de los montos y los conceptos asociados a los cargos fijos definidos en el régimen remuneratorio (conexión y capacidad), hasta tanto finalice ii) el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) que definirá el nuevo nivel de remuneración para el siguiente período tarifario de 5 años.

Respecto de este proceso de revisión, el AA también define las pautas que deberán guiarlo (si bien existe homogeneidad en las AA aprobadas, los aspectos señalados corresponden al Acta de TRANSENER S.A.):

- Diseño de la remuneración del transportista de electricidad en alta tensión: la remuneración deberá estructurarse en función de conceptos tarifarios que estén en concordancia con la estructura de costos propios del sistema de transporte de energía en alta tensión.
- Remuneración de Potencia Reactiva: para la determinación de la remuneración total, se considerará los costos asociados a la totalidad de la Potencia Reactiva.
- Inversiones: Para la determinación del cuadro tarifario a fijar en la RTI, se considerarán las diferencias en las inversiones realizadas por el CONCESIONARIO para mantener la calidad desde julio de 1998, respecto de las previstas en la Resolución ENRE N° 1650/1998 (última revisión tarifaria de la empresa). La comparación deberá realizarse a pesos homogéneos y considerando exclusivamente aquellas inversiones evaluadas como necesarias y eficientes y de existencia

verificada por la Auditoría Técnica y Económica prevista en el presente instrumento.

- Redeterminación de la remuneración: se establecerán los mecanismos no automáticos y procedimientos de redeterminación de la remuneración cuando se produzcan variaciones en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio.
- Eficiencia en la prestación del servicio de transporte de electricidad: se procederá a diseñar e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte del CONCESIONARIO, y se incorporarán al sistema de incentivos señales que alienten los efectos positivos de la gestión del CONCESIONARIO sobre la economía del conjunto.
- Actividades no reguladas: Sin perjuicio de las disposiciones que el CONCEDENTE pudiera aplicar en el futuro respecto al objeto de la concesión, se realizará un análisis del impacto de las actividades no reguladas desarrolladas por el CONCESIONARIO en el mercado, como de las ventajas, desventajas y riesgos que la realización de dichas actividades tienen para el desarrollo del servicio público concesionado.
- Costos del servicio: se formulará un análisis que posibilite determinar los costos razonables y eficientes de prestación del servicio público de transporte de electricidad en alta tensión, como elemento de juicio para la determinación de la remuneración del CONCESIONARIO.
- Servidumbres de las instalaciones existentes al momento de la TOMA DE POSESION: Se determinarán reglas, institutos, procedimientos, mecanismos y recursos tendientes a posibilitar la regularización de las servidumbres de electroducto de las líneas de alta tensión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, de acuerdo a lo dispuesto en el CONTRATO DE CONCESION.
- Base de capital y tasa de rentabilidad: criterios para la determinación de la base de capital y de la tasa de rentabilidad. Como criterio general, la Base de Capital de la concesión se determinará tomando en cuenta los activos necesarios para una operación eficiente y prudente del servicio. Para la valuación de dichos activos se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar la concesión, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación.





Todas las valuaciones se efectuarán en moneda nacional.

- Cabe señalar que el proceso de RTI aún no ha concluido.

#### **1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red**

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.

Las disposiciones sobre calidad de servicio están contenidas en el Anexo 16 de los Procedimientos de Cammesa, en el capítulo "Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión (Transener S.A.).

#### **1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales**

En lo que sigue se resumen los procedimientos de cálculo de los tres conceptos de cargos de transporte descritos anteriormente.

##### **1.5.1. Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT)**

La Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT) es la suma de la recaudación por energía y por potencia.

$$RVT = RVTE + RVTP$$

Para determinar el monto abonado implícitamente por los Usuarios por Energía Eléctrica Transportada (RVTE), el OED calcula para cada línea "i" la Recaudación Variable por Transporte de Energía por Línea (RVTELi) en función de la energía transportada entre el nodo emisor "n1" y el nodo receptor "n2" de

la línea, y de los precios de la energía en dichos nodos.

$$RVTELi = PMENn2 * En2 - PMENn1 * En1$$

siendo:

En = energía transportada en el nodo "n".

PMENn es el precio de la energía en el nodo "n", dado por el PM transferido al nodo a través del factor de nodo correspondiente (PMxFNn) si ambos nodos están conectados sin restricciones al Mercado o si la línea conecta un área desvinculada con el Mercado, y por el Precio Local transferido al nodo si ambos nodos están en un área desvinculada. En el caso que la línea conecte dos áreas desvinculadas distintas, se toma para ambos nodos el precio local del área desvinculada eléctricamente más cercana al Mercado.

La Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) es la suma de la Recaudación Variable por Transporte de Energía por Línea.

$$RVTE = \sum_i RVTELi$$

La Recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP) es igual a la parte que corresponde al período del sobre costo determinado por el OED. Esta recaudación se obtiene indirectamente como la diferencia entre lo que abonan mensualmente por potencia los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM y lo previsto en la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral pagar a los Generadores por su venta de potencia al precio correspondiente en el Mercado afectado por su respectivo Factor de Adaptación.

Cuando una línea "i" entre los nodos "na" y "nb" vincula un área desvinculada con el Mercado o dos áreas desvinculadas entre sí, produce una recaudación variable adicional denominada Recaudación Variable por Precio Local de Energía (RVPLEi).

$$RVPLEi = ABS [ Ena * ( PMEnb - PMEna ) * FNna ]$$

siendo:

\* na : el nodo más alejado eléctricamente del Mercado.

\* nb : el nodo más cercano eléctricamente del Mercado.

\* Ena : energía transportada en el nodo "na".

\* PMEn : Precio de Mercado si el nodo "n" está en el Mercado, o Precio Local si el nodo "n" está en un área desvinculada.

\* FNna : Factor de Nodo del nodo "na".



### 1.5.2. Cargo por Conexión

En cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe calcular, en base a los importes establecidos en el Contrato de Concesión para la Remuneración por Conexión, el Cargo por Hora de Conexión (CHCONEX) que corresponde a cada tipo de equipamiento para el período. La Remuneración por Conexión es el total abonado por Cargos de Conexión.

De haber un equipamiento "i" compartido, cada usuario "j" del mismo abona una proporción del Cargo por Conexión del equipamiento en función a su potencia máxima requerida dentro de la potencia máxima total en el punto de conexión. El OED determina para el Período Base de Uso la participación de cada Usuario en base a su potencia máxima requerida en dicho período, e informa el Factor de Proporción del Cargo de Conexión (FACTCij) que corresponde a cada uno de los Usuarios "j".

La potencia máxima requerida se determina de acuerdo al tipo de Usuario.

- Para Distribuidores y Grandes Usuarios, el requerimiento se calcula como el máximo de las potencias máximas declaradas correspondientes al Período Base de Uso. Para el caso de nuevos agentes, se utiliza para los meses del período en que no haya pertenecido al MEM la potencia máxima declarada para dichos meses.
- Para los Generadores, se considera como requerimiento su potencia nominal.

El OED debe calcular el cargo que abonará cada mes un usuario "j" de la conexión "i" multiplicando el cargo por hora definido en la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral por las horas de disponibilidad reales del mes y descontadas las penalidades por conexión que corresponden a dicho equipamiento (PENCON), afectado por el factor de proporcionalidad definido.

$$CPCij = [CHCONEXi * (HRSPER - HINDISPi) - PENCONi] * FACTCij$$

siendo:

HRSPER : número total de horas del mes.

HINDISPi : horas de indisponibilidad reales para el equipamiento en el mes.

### 1.5.3. Cargo Complementario

La Remuneración por Capacidad de Transporte de TRANSENER es un cargo horario por línea (RHCTi) que totaliza un monto para cada mes "m" (RTCTm)

dado por la suma del cargo para cada línea en función de la disponibilidad de la misma en el mes.

$$RTCTm = \sum_i [RHCTi * (HRSPER - HINDISPi)]$$

Siendo:

HRSPER : número total de horas del mes.

HINDISPi : horas de indisponibilidad reales para la línea en el mes.

Los usuarios del Sistema de Transporte en Alta Tensión deben abonar por cada línea y equipamiento no dedicado de las estaciones transformadoras asociadas del Sistema de Transporte un Cargo Complementario (CC), compuesto por el monto a abonar en concepto de Capacidad de Transporte (RTCT) mas la diferencia necesaria, ya sea positiva o negativa, para completar el monto fijo establecido como Remuneración por Energía Eléctrica Transportada. El Cargo Complementario total necesario es la suma de la Remuneración Mensual por Energía Eléctrica Transportada (RAEET) y la Remuneración por Capacidad de Transporte menos la recaudación mensual por ingresos variables (RVT) y el estado de la Cuenta de Apartamientos (SCAP).

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

Cada usuario abona un Cargo Complementario en función de su participación marginal en el uso de cada equipamiento del Sistema de Transporte.

### 1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales

La importación es considerada generación que se adiciona al MEM, y debe pagar los cargos de Transporte que le correspondan. La exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al MEM en la frontera y debe pagar los cargos de Transporte que le correspondan y el cargo mensual por Energía Adicional correspondiente a las pérdidas, como si se tratara de la demanda de un Gran Usuario.

### **1.7. Resolución de problemas de congestión en la red**

El impacto de los problemas de congestión de la red sobre la fijación de los precios spot de energía y potencia se describió en el punto 2, anterior.

Los fondos que se originan por Recaudación Variable por Precio Local de Energía se acumulan en la Cuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte. El saldo de cada una de las Subcuentas está afectado a alentar la concreción de ampliaciones para reducir o eliminar las restricciones de transporte en el corredor correspondiente, que generaron precios locales en el área afectada.

### **1.8. Procedimientos de expansión de la red local**

Las ampliaciones del sistema de transporte se realizan a partir de dos mecanismos.

Por un lado existen obras impulsadas por el Gobierno Nacional destinadas a brindar mayor confiabilidad, adecuación e integración del sistema de transporte (por ejemplo las obras definidas en la Resolución Secretaría de Energía N° 1/2003 o aquellas del Plan Federal de Transporte); en el ámbito de las provincias, existen mecanismos similares a partir de la utilización del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI).

Por otro lado, la normativa contempla la expansión del sistema a partir de la iniciativa de los actores directamente involucrados (oferta y/o demanda), a través de dos vías diferentes:

- Acuerdo entre partes
- Concurso Público

Mediante el Acuerdo entre partes, el o los agentes del MEM que, para establecer o mejorar su vinculación con el Mercado Eléctrico, requieran de una ampliación de la capacidad del SISTEMA DE TRANSPORTE (AMPLIACION) pueden obtenerla celebrando con una TRANSPORTISTA o con un TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE un contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (CONTRATO COM).

TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE es el titular de una LICENCIA TECNICA otorgada por LA TRANSPORTISTA concesionaria del SISTEMA DE TRANSPORTE al cual se vincule la ampliación, previa intervención del ENRE, que estuviere facultado como resultado de los procedimientos reglados en la reglamentación a celebrar un CONTRATO COM.

Las ampliaciones que se ejecuten a través del procedimiento de Concurso Público deben ser solventadas por todos aquellos agentes que sean reconocidos como BENEFICIARIOS del área de influencia de tal AMPLIACION, en la proporción que determine la SECRETARIA DE ENERGIA, en ejercicio de las facultades emergentes del Artículo 36 de la Ley N° 24.065.

En el caso de las ampliaciones menores (aquéllas cuyo monto no supere el valor establecido en la normativa), la ampliación esta a cargo de la transportista, la que puede pactar el costo de amortización con los USUARIOS DIRECTOS de la AMPLIACION en el régimen de contratos entre partes. Alternativamente LA TRANSPORTISTA puede requerir al ENRE que autorice tal inversión y defina la proporción en que cada BENEFICIARIO debe contribuir a su pago.

### **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

La normativa vigente contempla que las iniciativas de los agentes del mercado sean las que impulsen la interconexión internacional. Para ello, los agentes y/o participantes del MEM (generadores, cogeneradores, comercializadores, distribuidores o grandes usuarios) con preacuerdos de contratos de importación /exportación y autorización explícita de la Secretaría de Energía, que necesiten establecer una vinculación eléctrica con el Mercado Eléctrico del país limítrofe mediante la construcción de una INSTALACION DE INTERCONEXION INTERNACIONAL, pueden concretarla solicitando el otorgamiento de una CONCESION DE SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA DE INTERCONEXION INTERNACIONAL a favor de un Transportista de Interconexión Internacional, mediante dos mecanismos posibles: Concurso Público o Acuerdo entre Partes. Ambos mecanismos contemplan el cumplimiento de requisitos técnicos y el correspondiente otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública de la interconexión, previo tratamiento en Audiencia Pública.

La obligación de pago entre los agentes solicitantes y el concesionario se consolida mediante la firma de un Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (CONTRATO COM).

La Concesión debe ser otorgada por el ENRE al Contratista del Contrato COM, ad referendum del Poder Ejecutivo Nacional. De esta forma las figuras de Concesionario y Contratista se fundirán en una sola persona jurídica.

Cumplido el PERIODO DE AMORTIZACION, se inicia el PERIODO DE EXPLOTACION de la Instalación,



con el significado que a estos conceptos les asigna el REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

La única remuneración del Concesionario y Contratista resulta de:

a) durante el PERIODO DE AMORTIZACION, el CANON ANUAL ofertado;

b) durante el PERIODO DE EXPLOTACION, una asignación a establecer por el ENRE en oportunidad del análisis de la documentación licitatoria, como un porcentaje del canon antes indicado, no superior al TREINTA POR CIENTO (30 %) de éste.

La selección del Contratista del Contrato COM debe efectuarse mediante un procedimiento de concurso público, adjudicándose al oferente con CANON ANUAL más reducido. La Concesión puede incluir una opción a favor del Concesionario que lo habilite a construir, durante la etapa de construcción del proyecto objeto del Contrato COM y a su costo, capacidad de transporte adicional hasta un 50 % respecto a la requerida por los Iniciadores. La exigencia de estudios y datos para la opción debe ser equivalente a lo solicitado para la interconexión de la cual dicha opción forma parte, debiendo ser considerada en la Audiencia Pública convocada para tratar la futura interconexión internacional.

Durante dicha etapa de construcción o durante la explotación, una vez disponible la capacidad, el

concesionario esta obligado a transferir el uso de esa capacidad adicional a uno o más agentes o participantes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que dispongan de contratos o precontratos que los habiliten para solicitarla y hacer uso de ella, a un canon equivalente al resultante del Concurso Público. No debe interpretarse el otorgamiento de la opción como una autorización para exportar o importar a favor del Concesionario.

#### **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

Los costos en infraestructura necesarios para que los agentes se conecten a la red existente quedan a cargo de cada uno de éstos. Una vez conectados pagan los cargos descritos en el punto 3.

En cuanto al costo de las ampliaciones, cada nuevo agente participa de acuerdo al mecanismo para la determinación de beneficiarios por área de influencia.

#### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

En materia de actividades no reguladas, las AA establecen que en el marco de las Revisiones Tarifarias debe realizarse un análisis del impacto de las actividades no reguladas desarrolladas por las transportistas en el mercado, de sus ventajas, desventajas y los riesgos que la realización de dichas actividades tienen para el desarrollo del servicio público concesionado.

## 2 BOLIVIA

### 1.1. Marco institucional general

En Bolivia no existe un monopolio legal a favor de una única empresa para el transporte de electricidad en alta tensión. La Ley de Electricidad No. 1604 de 21 de diciembre de 1994, no limita la operación de más de una empresa y en la actualidad operan en Bolivia cuatro empresas de transmisión; dos con alcance nacional y dos con instalaciones locales de uso específico. Para el ejercicio de la industria eléctrica en la actividad de transmisión, las empresas deben obtener una licencia de la Superintendencia de Electricidad.

Las empresas transportista que operan actualmente son:

- Transportadora de Electricidad S.A. (TDE). Opera líneas de transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI) y también líneas no pertenecientes al STI, en 230, 115 y 69 kV, tiene alcance nacional y es de propiedad privada, el accionista principal es la empresa española Red Eléctrica Internacional.
- Interconexión Eléctrica Bolivia S.A. (ISA Bolivia). Opera líneas de transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI) en 230 kV, tiene alcance nacional y es de propiedad privada, los accionistas principales son las empresas colombianas: Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y TRANSELCA S.A. E.S.P.
- Mercados Eléctricos S.A. (MERELEC). Tiene una línea en construcción en 115 kV no perteneciente al STI, es de alcance local y de propiedad privada con accionistas nacionales.
- San Cristóbal transmisora de Electricidad S.A. (San Cristóbal TESA) Tiene una línea en construcción en 230 kV no perteneciente al STI, es de alcance local y de propiedad privada con accionistas nacionales.

Para la transmisión se utilizan las tensiones de 230, 115 y 69 kV.

Las normas y reglamentos principales que rigen la actividad de transmisión en Bolivia son las siguientes:

- Ley de Electricidad No. 1604 del 21 de diciembre de 1994.
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado por Decreto Supremo No. 26093 de 2 de marzo de 2001.

- Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado por Decreto Supremo 26094 de 2 de marzo de 2001.
- Reglamento de Calidad de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo 24711 del 17 de julio de 1997.

En el Sistema Interconectado Nacional opera un Mercado Eléctrico Mayorista en el cual los transmisores no realizan transacciones de electricidad y solamente prestan el servicio de transporte.

La Ley de Electricidad dispone que la transmisión en el Sistema Interconectado Nacional opere bajo la modalidad de acceso abierto, por la cual toda empresa o consumidor no regulado que opere en el sistema, puede utilizar las instalaciones de transmisión, sujeto al pago correspondiente regulado por la Superintendencia de Electricidad.

### 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

Los precios spot de la energía son distintos en los diferentes nodos del sistema y reflejan el costo marginal de energía del sistema afectado por el factor de pérdidas marginales de energía correspondiente. Se determinan cada hora con base en la información de la operación real del sistema.

Los precios spot de la potencia son distintos en los diferentes nodos del sistema y reflejan el costo marginal de potencia del sistema afectado por el factor de pérdidas marginales de potencia correspondiente. Se determinan semestralmente con base en la información de la programación de la operación del sistema.

La remuneración total de la transmisión no se ve afectada por los precios spot de nodo de energía y potencia.

La remuneración que recibe el transmisor esta compuesta por:

- el Ingreso Tarifario, que cubre el 8% de la remuneración, y que resulta de la diferencia entre los valores a precio spot de los retiros y de las inyecciones de energía y potencia de punta.
- el Peaje, calculado como la diferencia entre el costo total de transmisión y el Ingreso Tarifario, que cubre el 92% de la remuneración.





Las diferencias que resultan de los valores estimados y los valores reales de Ingreso tarifario y Peaje se ajustan semestralmente.

### 1.3. Ingresos del transportista

El monto de la remuneración comprende el costo anual de inversión más el costo anual de operación, mantenimiento y administración, los que se determinan con base en un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

Los costos anuales de inversión y de operación, mantenimiento y administración, se determinan por períodos de cuatro años y para su utilización semestral en la determinación de peajes, se indexan aplicando fórmulas que reflejan la variación del tipo de cambio y la variación del índice de precios al consumidor.

La remuneración de la transmisión se determina en moneda local y se realiza en períodos mensuales aplicando valores de peajes y fórmulas de indexación que se aprueban semestralmente.

El costo anual de inversión de cada instalación, es igual a la anualidad de la inversión y se calcula multiplicando el valor de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con una tasa de actualización del 10% establecida en la Ley de Electricidad, y un período de pago de 30 años.

El costo anual de operación, mantenimiento y administración de cada instalación corresponde al 3% del valor de la inversión.

Como se mencionó en el punto anterior, la remuneración anual del transmisor tiene dos componentes: a) el Ingreso Tarifario que se obtiene como la diferencia entre los retiros valorizados de Energía y Potencia de Punta y las inyecciones valorizadas de Energía y Potencia de Punta y, b) el Peaje que se determina como la diferencia entre el costo anual de transmisión y el Ingreso Tarifario.

### 1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red

Los indicadores de calidad de transmisión aplicables a cada componente del sistema de transmisión son los siguientes:

- La Frecuencia de Desconexiones del Componente, que es igual al número de desconexiones del componente en un periodo anual;
- La Duración Media de Desconexiones del Componente, que se determina como la suma de

los tiempos de indisponibilidad del componente entre el número de desconexiones evaluados para un periodo anual.

El transmisor está obligado a cumplir los límites exigidos y autorizados de los indicadores de calidad determinados en la norma, evaluados en periodos anuales para cada componente. El incumplimiento determina reducciones en la remuneración del transmisor y sanciones.

Las reducciones en la remuneración y sanciones se determinan anualmente con el procedimiento siguiente:

a) Para cada componente se calculan los indicadores de calidad considerando las desconexiones atribuibles al transmisor, no se contabilizan las desconexiones con reconexiones automáticas exitosas y se consideran como una sola desconexión las aperturas y reconexiones atribuibles a una misma falla.

b) Se determinan los factores de reducción de la remuneración del transmisor para cada componente del sistema de transmisión, con las fórmulas siguientes:

#### Factor de Reducción por desviación en la Frecuencia de Desconexiones FRN:

$$FRN = (Nr - Ne) / (Na - Ne) \times F1$$

Si  $Nr < Ne$  entonces  $FRN = 0$

Si  $Nr > Na$  entonces  $FRN = F1$

#### Factor de reducción por desviación en la Duración Media de Desconexiones FRD:

$$FRD = (Dr - De) / (Da - De) \times F2$$

Si  $Dr < De$  entonces  $FRD = 0$

Si  $Dr > Da$  entonces  $FRD = F2$

$$F1 + F2 = 1$$

Donde:

**Nr:** Número registrado de Desconexiones del Componente en el período anual considerado

**Ne:** Número exigido de Desconexiones del Componente en el período anual considerado.

**Na:** Número autorizado de Desconexiones del Componente en el período considerado

**Dr:** Duración media registrada de las Desconexiones del Componente en el período anual considerado, expresado en minutos.

**De:** Duración media exigida de las Desconexiones del Componente en el período considerado, expresado en minutos.





**Da:** Duración media autorizada de Desconexiones del Componente en el período considerado, expresado en minutos.

**F1:** Factor de ponderación de las reducciones por frecuencia de Desconexiones de componentes.

**F2:** Factor de ponderación de las reducciones por Duración Media de Desconexiones de Componentes

c) La suma de los factores de reducción de la remuneración por comportamiento de cada componente, se aplica sobre el diez por ciento (10%) del costo anual reconocido para la operación, mantenimiento y administración de cada componente. El monto total de reducción en la remuneración del transmisor es la sumatoria de los montos de reducciones en las remuneraciones aplicadas a todos sus componentes.

d) Los montos de las reducciones por incumplimiento en la calidad del servicio de transmisión son pagados por el Transmisor anualmente a los Agentes del Mercado a quienes es atribuible el uso del Componente y en proporción al monto del peaje que pagan.

e) En caso de obtenerse  $N_r > N_a$  y  $D_r > D_a$ , la Superintendencia puede aplicar sanciones establecidas en el Reglamento de Infracciones y Sanciones. El monto de las sanciones por este concepto se destina al financiamiento de proyectos de electrificación en el área rural.

El régimen de reducciones de la remuneración al transmisor por incumplimiento en la calidad del servicio de transmisión, está establecido en el Reglamento de Calidad de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo 24711 del 17 de julio de 1997.

### 1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales

Los agentes generadores y consumidores pagan por el uso del sistema de transmisión mediante el peaje de transmisión, que resulta de la diferencia entre el costo anual de transmisión y el Ingreso Tarifario.

Los Generadores pagan el 25% del valor del peaje de transmisión en proporción a la energía que cada uno inyecta al sistema.

Los Consumos (Distribuidores y Consumidores no Regulados) pagan el 75% del valor del peaje de transmisión en proporción a la Potencia de Punta que cada uno demanda en el año.

A título de ejemplo se presentan los pagos por concepto de peajes de algunos generadores y distribuidores.

A continuación se presenta el pago realizado por dos generadores a cada uno de los transmisores, correspondiente al mes de mayo de 2006. El tipo de cambio en mayo de 2006 era de aproximadamente 8 Bs por dólar.

Concepto \ Generador	Corani S.A. (hidro)	Guaracachi S.A. (termo)
Energía inyectada (MWh)	67309	97372
Peaje para TDE (Bs/MWh)	12,003	12,003
Peaje para ISA (Bs/MWh)	7,578	7,578
Pago a TDE (Bs)	807908	1168756
Pago a ISA (Bs)	510066	737885
Pago Total (Bs)	1317974	1906641

A continuación se presenta el pago realizado por uno de los principales distribuidores a cada uno de los transmisores, correspondiente al mes de mayo de 2006.

Concepto \ Distribuidor	CRE Ltda.
Potencia de Punta (MW)	285530
Peaje para TDE (Bs/kW)	17,327
Peaje para ISA (Bs/kW)	10,259
Pago a TDE (Bs)	4947378
Pago a ISA (Bs)	2929252
Pago Total (Bs)	7876630

Para la remuneración de la transmisión, un autoproducer conectado a la red de transmisión sería tratado como un generador por la energía que inyecte al sistema y como consumo por la Potencia de Punta que demande del sistema.

### 1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales

Los importadores de electricidad son considerados como generadores en el nodo del sistema nacional al cual se conectan y pagan por el uso de la transmisión de la misma forma que los generadores.

Los exportadores de electricidad son considerados como consumos en el nodo del sistema nacional al



cual se conectan y pagan por el uso de la transmisión de la misma forma que los distribuidores o consumidores no regulados.

En la actualidad no existen interconexiones con los países vecinos.

### **1.7. Resolución de problemas de congestión en la red**

Actualmente no existen en el SIN problemas de congestión, particularmente por las importantes ampliaciones al sistema de transmisión realizadas en los últimos años y por el despacho de carga que realiza el CNDC precautelando la seguridad el suministro en cada área, incluyendo en los casos necesarios la operación de unidades en operación forzada lo que reduce el requerimiento de capacidad de transmisión y el riesgo de congestión.

La Ley de Electricidad establece que cuando en un despacho económico se presenten restricciones de capacidad de transmisión que limiten las transferencias de electricidad entre áreas del SIN, cada una de las áreas desvinculadas será tratada individualmente aplicando las disposiciones que aplican para el SIN. Sin embargo no se ha producido ninguna situación importante en la cual haya sido necesario determinar costos marginales para áreas desvinculadas y no existen rentas explícitas de congestión.

### **1.8. Procedimientos de expansión de la red local**

La Ley de Electricidad establece que la expansión de las instalaciones de transmisión es responsabilidad de los usuarios que la ocasionen, debiendo acordar estos la modalidad de su financiamiento o pago con el transmisor. Las expansiones requieren la aprobación de la Superintendencia de Electricidad, a través de la respectiva licencia de transmisión.

Para la incorporación de nuevas instalaciones al Sistema Troncal de Interconexión, que serán pagadas por todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, se requiere un informe del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) que establezca que las mismas son beneficiosas para el sistema y se requiere también su aprobación por la Superintendencia de Electricidad.

La Ley de Electricidad dispone la realización por parte del Viceministerio del área, del Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional, sin embargo no se cuenta con el documento formal aprobado, por lo que dicho plan no constituye una referencia para la expansión de las instalaciones de transmisión.

Los documentos que se utilizan como referencia para la determinación de necesidades de expansión de la transmisión son la Programación de la Operación de Mediano Plazo, que semestralmente elabora el CNDC con un horizonte de planificación de cuatro años y los informes semestrales que elaboran los transmisores sobre la oferta y demanda de capacidad de transporte para los siguientes cuatro años.

Para al realización de una expansión el transmisor debe obtener una licencia de transmisión otorgada por la Superintendencia de Electricidad por la cual el transmisor asume el compromiso de realizar la instalación y prestar con ella el servicio de transporte de electricidad sujeto a las condiciones de calidad y a la remuneración correspondiente. No existen condiciones para los constructores a ser elegidos por el transmisor.

Las licencias de transmisión pueden ser otorgadas a solicitud de la parte interesada o mediante licitación pública, cuando existe concurrencia de solicitudes o corresponden a proyectos identificados por el estado.

No está establecida la figura de “merchant lines” en la legislación.

### **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

El desarrollo de instalaciones de transmisión para interconexiones internacionales está asignado a la iniciativa privada. Para su construcción y operación se requiere una licencia de transmisión internacional que es otorgada por la Superintendencia de Electricidad.

Las interconexiones internacionales deben ser realizadas de acuerdo a las políticas establecidas por el Poder Ejecutivo, por lo que para la obtención de la licencia, se requiere un documento de la autoridad competente que acredite que el proyecto se enmarca en las políticas establecidas por el Poder Ejecutivo.

A la fecha no se tienen instalaciones de transmisión para interconexiones internacionales.

### **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

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

Las instalaciones de transmisión no pertenecientes al STI son pagadas por los usuarios que las requieran. Las instalaciones afectas a una licencia de transmisión son de acceso abierto, sujeto al pago regulado correspondiente; independientemente del



hecho de que estas hayan sido desarrolladas por acuerdo con un usuario particular.

No existen contratos específicos de conexión a la red. La operación del Sistema de Transmisión se realiza bajo las directrices del CNDC, cumpliendo los índices de desempeño mínimo y los niveles de calidad establecidos en la reglamentación.

Los usuarios pueden convenir con el transmisor niveles de calidad mayores a los establecidos cubriendo los costos correspondientes. El reglamento de Operación del Mercado Eléctrico prevé que uno o más agentes del mercado pueden acordar con el

transmisor niveles de seguridad y calidad superiores a los mínimos establecidos para un área en particular, asumiendo los costos que este hecho origine e informando a la Superintendencia y al CNDC las obligaciones asumidas por los agentes involucrados en el convenio.

#### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

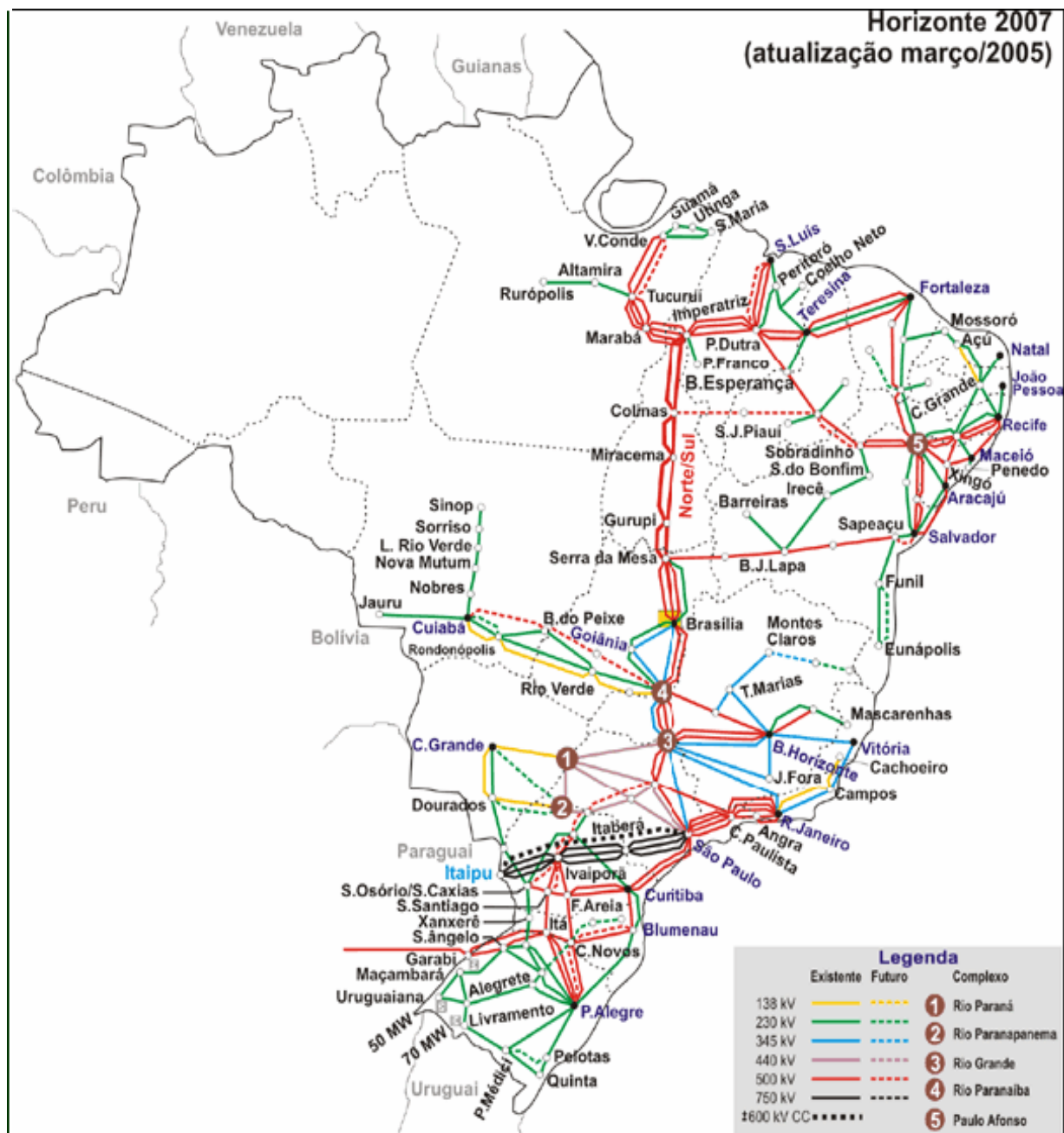
No existe tratamiento regulatorio para los ingresos del Transmisor por actividades no reguladas y la existencia de dichos ingresos no regulados no reduce el monto total de ingresos regulados.

### 3 BRASIL

#### 1.1. Marco institucional general

Si bien no existe una única empresa de transmisión en Brasil, existe un organismo, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), con atribuciones legales de coordinación en la operación de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que comprende las tensiones mayores o iguales a 230 kV).

El ONS es una institución de derecho privado creada en 1998, responsable de la coordinación y control de la operación de la generación y transmisión en el SIN. El SIN atiende a cerca del 98% del mercado del país. La Red Básica comprende las tensiones desde 230 kV a 750 kV y alcanzaba en diciembre de 2004 una extensión de 80022 km. El sistema se presenta en forma esquemática en la figura siguiente.





### Las principales empresas transportistas son:

- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A – ELETRONORTE  
Propiedad pública (economía mixta, controlada por ELETROBRAS), regiones centro y norte del País
- Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA  
Propiedad privada, Estado de Bahia.
- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP  
Propiedad pública (economía mixta), Estado de São Paulo
- Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG  
Propiedad pública (economía mixta), Estado de Minas Gerais
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE  
Propiedad pública (economía mixta), Estado do Rio Grande do Sul
- Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF  
Propiedad pública (economía mixta, controlada por ELETROBRÁS), nordeste del País
- COPEL Transmissão S.A.  
Propiedad pública (economía mixta, controlada por COPEL), Estado do Paraná
- ELETROSUL - Centrais Elétricas S.A.  
Propiedad pública (economía mixta, controlada por ELETROBRÁS), regiones sur y centro-oeste del País
- FURNAS Centrais Elétricas S.A.  
Propiedad pública (economía mixta, controlada por ELETROBRÁS), regiones sur, sudeste y norte del País; es también la transmisora de la energía de Itaipu Binacional al sudeste del País
- TSN - Transmissora Sudeste Nordeste S.A.  
Propiedad privada, Estados de Goiás y Bahia – interconexión nordeste – sudeste del País
- Inabensa Brasil Ltda.  
Propiedad privada, Estados de Alagoas, Pernambuco y Paraíba
- Expansion - Transmissão de Energia Elétrica Ltda.

Propiedad privada, Estado de Goiás y Distrito Federal – expansión de la Interconexión Norte - Sur

- Novatrans Energia S.A.  
Propiedad privada, Estados de Goiás, Tocantins, Maranhão y Distrito Federal – Interconexión Norte – Sur II
- Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.  
Propiedad privada, Estados de Maranhão y Pará, expansión de la interconexión Norte – Nordeste.

Las principales normas y reglamentos aplicables a la transmisión de electricidad son las siguientes:

- Ley Federal nº 8987/1995 – Lei Geral de Concessões (Reglamenta los contratos de concesión);
- Ley Federal nº 9074/1995 – Instituye la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional y el derecho a libre acceso a los sistemas de transmisión;
- Ley Federal nº 9427/1996 – Instituye la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) y le atribuye poderes para regular, fiscalizar y fijar tarifas para los sistema de transmisión;
- Ley Federal nº 9648/1998 – Instituye el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE) y el Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS;
- Ley Federal nº 10848/2004 – reestructura el eléctrico, inclusive el MAE y el ONS y define el nuevo modelo de comercialización de energía eléctrica;
- Ley Federal nº 10.847/2004 – instituye la Empresa de Pesquisa Energética – EPE – con la finalidad de planificación incluso de la expansión de la transmisión;
- Decreto Federal nº 1717/1995;
- Decreto Federal nº 2335/1997;
- Decreto Federal nº 2655/1998;
- Decreto Federal nº 5081/2004;
- Decreto Federal nº 5184/2004.

Existe un mercado mayorista y regulación para el acceso de terceros a la red de transporte:

- Existe la Cámara de Comercialización de Energia Elétrica – CCEE, instituida y regulada por el Decreto Federal nº 5177/2004, que reglamentó la Ley Federal nº 10.848/2004, substituyendo al Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE.





- El acceso de terceros a la red de transmisión y distribución está garantizado por el artículo 15 de la Ley Federal n° 9074/1995, mediante resarcimiento del costo de transporte involucrado, calculado en base a criterios fijados por la Aneel, debiendo la empresa transmisora firmar los respectivos Contratos de Conexión a la Transmisión (CCT) con los usuarios.

## 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

Como resultado del predominio de la generación hidráulica, existe en Brasil un modelo de despacho centralizado (“tight pool”), en el que el ONS decide la cantidad a despachar por cada central del sistema interconectado, a partir de una cadena de modelos de optimización del uso del agua almacenada en los embalses. Esos modelos son también empleados por la CCEE en el cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO).

A los efectos de la comercialización de energía en el Mercado de Corto Plazo, y de la fijación de precios en ese mercado el conjunto del sistema está subdividido en Submercados, cada uno con su Centro de Gravedad.

En los modelos de cálculo del CMO la CCEE no considera restricciones operativas internas dentro de cada Submercado, si bien las mismas son tomadas en cuenta por el operador del sistema, el ONS, a los efectos operativos. Como resultado, existe un único CMO en cada Submercado, a los efectos de la comercialización y fijación de precios.

El precio spot de energía para la liquidación de diferencias (PLD), es calculado con periodicidad máxima semanal por la CCEE, para cada Submercado y cada escalón de demanda, tomando como base el Costo Marginal de Operación. Los submercados son Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste y Sul. Los submercados son regiones geográfica y eléctricamente próximas, de modo que pueda fijarse un único precio dentro de ellas.

De acuerdo al decreto 5163 del año 2004, el PLD calculado a partir del costo marginal se corrige de modo que no sea menor que un valor mínimo ni exceda un valor máximo. El valor máximo del PLD a ser restablecido por ANEEL se calcula teniendo en cuenta los costos variables de los emprendimientos termoeléctricos disponibles en el despacho centralizado. El valor mínimo se calcula teniendo en cuenta los costos de operación y mantenimiento de centrales hidroeléctricas, y las compensaciones que estas deben pagar por el uso de los recursos hídricos.

Como en el despacho real existen restricciones operativas no tomadas en cuenta por la CCEE al calcular el CMO, es necesario compensar a los generadores por las diferencias entre ambos despachos. Los costos así producidos para la CCEE son recaudados a través de los Cargos de Servicios del Sistema (Encargos de Serviços do Sistema – ESS).

El cálculo de los ESS incorpora también diferencias no previstas en el despacho sin restricción “ex ante”, como las resultantes de la salida de servicio de una línea de transmisión, una crecida imprevista en una central hidráulica, etc.

## 1.3. Ingresos del transportista

La Red Básica de Transmisión del Sistema interconectado Nacional (Rede Básica de Transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN) fue definida por el art. 17 de la Ley 9.074, siendo reglamentada por el Decreto n° 1.717, del 24 de noviembre de 1995.

Actualmente las instalaciones de las concesionarias de transmisión se clasifican en tres tipos para los fines de su remuneración:

i) Clasificadas como Red Básica (Rede Básica) compuesta por las instalaciones de tensión igual o superior a 230 kV, de uso compartido, y por los transformadores de potencia con tensión primaria mayor o igual a 230 kV y tensión secundaria y terciaria menor a 230 kV.

ii) Las instalaciones con tensión 230 kV y superior, pero clasificadas como instalaciones de conexión, de uso exclusivo de un generador o consumidor por ejemplo.

iii) Las instalaciones con tensión menor a 230 kV, clasificadas como restantes instalaciones de transmisión (Demais Instalações de Transmissão – DIT).

Los contratos de concesión para transmisión celebrados entre la Unión y las empresas especifican que la transportista tiene derecho a recibir un Ingreso Anual Permitido (Receita Anual Permitida - RAP), conforme lo que establece la Resolución ANEEL n° 167/2000.

La RAPI de la empresa *i* se define en cada período anual entre revisiones periódicas como:

$$RAPI = RBSEi + RBNli + RPCi + PAi$$

donde:

RBSE: Receita do Sistema Existente, ingreso del sistema existente (definido por la Res. 167/2000 y reajustada anualmente por el índice IGPM – índice general de precios mayoristas);





RBNI: Receita das Novas Instalações, ingreso de nuevas instalaciones (autorizadas después de la Res. 167/2000);

RPC: Receita das Instalações de Conexão (ingreso de las instalaciones de conexión).

PA: Parcela de Ajuste a ser adicionada o subtraída a la RAP para el mismo período, de modo de compensar el exceso o déficit de recaudación del período anterior.

Los contratos de concesión de transmisión son generalmente celebrados con treinta años de vigencia, teniendo como moneda de referencia el real. Los contratos definen revisiones de la RAP cada cuatro años, y reajustes tarifarios anuales, de acuerdo al índice IGP-M calculado por la Fundación Getulio Vargas.

El ingreso anual está formado por la remuneración al capital, a través del Costo Anual de Activos Eléctricos (CAEE) y el Costo de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).

El Costo Anual de Activos Eléctricos total es la suma de las parcelas referentes al sistema existente (RBSE) y a las nuevas instalaciones (RBNI).

### 1.3.1. Ingresos por remuneración de los activos

A los efectos de la remuneración, las instalaciones de la Red Básica se dividen en:

- i) Instalaciones Existentes;
- ii) Nuevas Instalaciones Autorizadas;
- iii) Nuevas Instalaciones Licitadas.

#### Instalaciones Existentes de la Red Básica

Se remunera:

- La depreciación de los activos destinados a prestar el servicio, calculada como el producto de una tasa media de depreciación de la empresa por el monto de los activos brutos del sistema.
- Una rentabilidad sobre los activos líquidos (activos a los que se ha deducido la depreciación acumulada), calculada a una tasa de retorno regulada.

Como resultado la remuneración por una instalación existente va decreciendo a lo largo del tiempo.

#### Nuevas instalaciones de transmisión de la Red Básica autorizadas por resolución específica

Para las instalaciones de transmisión autorizadas por resolución específica de ANEEL se tiene un ingreso anual (RBNI) que remunera la inversión realizada en la implantación de nuevas instalaciones, sustitución o

alteraciones en las instalaciones existentes de la red básica, recomendadas por la EPE (Empresa de Pesquisa Energética) o el ONS, para aumento de la capacidad de transmisión o la confiabilidad del sistema.

Dado que no se realiza una subasta para determinar la empresa que tiene a cargo la instalación, el criterio de remuneración por la RBNI es representar una remuneración justa por la inversión realizada por el transportista autorizado a construir y operar la instalación. La remuneración anual se calcula como una anualidad de la inversión autorizada, a la tasa de retorno regulada.

#### Instalaciones de transmisión de la Red Básica licitadas en la modalidad de subasta (leilão)

Se trata en este caso de instalaciones nuevas cuya construcción, operación y mantenimiento es concedida mediante una licitación o subasta. El valor del ingreso anual permitido (RAP) de la transportista es el que resulta de la propuesta ganadora en la subasta, que se paga a partir de la entrada en operación comercial de la instalación y por un período de 30 años, siendo objeto de ajustes de acuerdo a lo establecido en el contrato de concesión.

En cada lote de instalaciones de la red básica licitado en la modalidad de subasta, la ANEEL determina los valores máximos para la RAP (ingreso anual permitido).

#### Tasa de retorno regulada

Para el cálculo de la tasa de retorno regulada la ANEEL adopta la metodología del WACC (Weighted Average Cost of Capital – WACC), costo medio ponderado del capital. Ese enfoque busca proporcionar a los inversores un retorno igual al que sería obtenido en otras inversiones con características de riesgo comparables.

### 1.3.2. Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento

La ANEEL remunera a la empresa un costo operativo eficiente estándar, que se calcula teniendo en cuenta las condiciones reales del área geográfica de la concesión. Los costos cubiertos incluyen la operación y mantenimiento de las redes eléctricas, gestión comercial, dirección y administración.

### 1.3.3. Otros conceptos de ingreso regulado del transportista

De acuerdo a los contratos de concesión, el transportista debe destinar una parte de los ingresos obtenidos por actividades distintas del servicio



público de transmisión, a reducir las tarifas del servicio público de transmisión.

La ANEEL no determina cada año los ingresos adicionales por actividades no reguladas, sino que establece previamente, en cada revisión tarifaria, un valor estimado (Receita Presumida – RP) de dichos ingresos adicionales a ser considerado en el próximo ciclo tarifario de cuatro años.

La definición de esos ingresos toma en cuenta los contratos existentes de la empresa y una proyección del potencial en los cuatro años siguientes. Si la empresa realiza una gestión mejor que la prevista de esas actividades, obtiene beneficios mayores.

#### **1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red**

Los indicadores de calidad de servicio utilizados son:

- DEC - Duración Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora.

Intervalo de tiempo que en media en cada unidad consumidora ocurrió, en el período de observación una discontinuidad en el suministro de energía eléctrica.

- DIC – Duración de Interrupción Individual por unidad consumidora o por punto de conexión.

Intervalo de tiempo en que en media en cada unidad consumidora o punto de conexión ocurrió una discontinuidad en el suministro de energía eléctrica.

- DMIC – Duración Máxima de Interrupción Continua por Unidad Consumidores o Punto de Conexión.
- Tiempo máximo de interrupción continua de la energía en una unidad consumidora o punto de conexión.

- FEC – Frecuencia Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora.

Número de interrupciones ocurridas en media en el período de observación en cada unidad consumidora del conjunto considerado.

- FIC – Frecuencia de Interrupción Individual por Unidad Consumidora o por Punto de Conexión.

Número de interrupciones ocurridas, en el período de observación en cada unidad consumidora o punto de conexión.

ANEEL emitió la Resolución Normativa nº 177/2005, con el objetivo de establecer los criterios a ser usados como valores de referencia en la expansión

de la red, acceso a la Red Básica, y evaluación de la gestión de las concesionarias de transmisión.

Además de esto, a través de la Audiencia Pública Nº 43/2006, a ANEEL deberá establecer en breve una Resolución Normativa específica, para introducir una Parcela Variable, que representa un descuento en el ingreso anual permitido (Receita Anual Permitida - RAP) de las transmisoras, en función de la real disponibilidad de los activos de transmisión.

#### **1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales**

Los usuarios del sistema de transporte deben pagar mensualmente cargos por cuatro conceptos:

- Pago a las concesionarias por el uso de los servicios de transmisión, controlados y supervisados por el ONS, especificados en los contratos de prestación de servicios de transmisión (CPST) de los usuarios.
- Pago a las concesionarias de transmisión por los eventuales excedentes en la cantidad de uso.
- Pago a las concesionarias de transmisión por eventuales sobrecargas en sus instalaciones y equipos.
- Pago al ONS por los servicios prestados por ese organismo.

La remuneración por el uso de los sistemas de transmisión se da mediante la Tarifa de Uso de los Sistemas de Transmisión (TUST) que es fijada por la ANEEL.

El período tarifario va del 1º de julio al 30 de junio de cada año. El 1º de julio es la fecha de reajuste anual de los ingresos permitidos a las empresas transmisoras.

A partir de julio de 2004 la TUST pasó a tener dos parcelas:

- La TUSTRB, correspondiente a las instalaciones integrantes de la Red Básica con tensión igual o superior a 230 kV, y que es calculada mediante la Metodología Nodal.
- La TUSTFR, para las instalaciones de transformación con primario de tensión mayor o igual a 230 kV y que alimentan la red de distribución de tensión menor a 230 kV, y para las Demais Instalações de Transmissão - DIT's de uso compartido entre concesionarias de distribución. Esta remuneración es calculada mediante el prorrateo de los ingresos necesarios para las instalaciones, entre las cargas que alimentan.



La TUST se calcula a partir de la simulación del Programa Nodal, sistema computacional que implementa la Metodología Nodal. Esta metodología atribuye tarifas a la generación y a la demanda en cada nodo, que dependen de la intensidad de uso de la red que hacen esas inyecciones o retiros de potencia.

La Metodología Nodal empleada<sup>1</sup> se propone que las tarifas por inyección o extracción de potencia en cada nodo de la red, reflejen los costos marginales de largo plazo (CMLP) que una inyección o extracción de 1 MW ocasionan en la red.

Los costos considerados son la suma de los costos de inversión de una red ideal de mínimo costo y en la que las expansiones de la red se realizan en forma continua y empleando las rutas de las líneas de transmisión existentes.

Para una inyección o retiro de 1 MW en un nodo, el costo marginal de inversión es igual a:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \cdot C_L \cdot F_{pond_L}$$

Donde

NL Es la cantidad total de elementos de la red, líneas y transformadores

$\beta_{LB}$  Es la variación del flujo en el elemento L de la red, ante una inyección o extracción de 1 MW en la barra B del sistema

$C_L$  Es el costo unitario de reposición de la capacidad del elemento L de la red, en R\$ (reales)/MW

$F_{pond_L}$  Es un factor de ponderación de la carga del elemento L, que vale 0 si la carga del elemento es menor que un límite mínimo respecto a la capacidad máxima y 1 si la carga es mayor que ese límite

Los factores de sensibilidad  $\beta_{LB}$  se calculan tomando una barra de referencia, cuya variación de generación compensa la inyección o extracción marginal realizada en la barra B.

Con esta metodología la tarifa para una inyección o extracción puede resultar negativa, si la misma contribuye a descargar la red.

Como la suma de las remuneraciones calculadas por esta metodología nodal no permite recuperar la totalidad de los costos de inversión de la red, se

agrega una parcela de ajuste, constante en R\$ (reales) por MW, que se agrega a todas las tarifas.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) y los emprendimientos de generación que emplean fuentes alternativas de energía (solar, biomasa, eólica y cogeneración) con potencia menor o igual a 30 MW tienen derecho a un descuento de al menos 50% en las tarifas de uso de los sistemas de transmisión y distribución, por la energía comercializada, porcentaje que se determina en el propio acto de autorización.

### 1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales

Según la Convenção de Comercialização de Energia Elétrica expedida por la CCEE y autorizada por la ANEEL (Resolución 109/2004), en las transacciones internacionales, la importación es considerada a los efectos del pago por el uso de las redes, como una central térmica localizada en la frontera de los países y la exportación, como una carga.

A partir de esas definiciones se aplican a las transacciones las mismas reglamentaciones para el uso de los sistemas de transmisión y distribución que para los respectivos usuarios locales en Brasil, incluso en cuanto a la obligatoriedad de celebrar los contratos de uso y de conexión (CUST / CUSD / CCD).

### 1.7. Procedimientos de expansión de la red local

La elaboración del programa de obras de transmisión para la expansión de la Red Básica del Sistema Interconectado (SIN) es atribución de la Empresa de Pesquisa Energética – EPE, según el decreto n° 5184 de agosto de 2004, que le atribuye la responsabilidad de estudios para la expansión de la generación y transmisión de corto, medio y largo plazo.

En ese marco la EPE elaboró el Programa de Expansión de la Transmisión PET – 2006-2010. El programa de obras a ser licitadas es elaborado a partir de ese documento, y de estudios desarrollados por la EPE junto a las empresas, a través de Grupos de Estudio de Transmisión Regionales.

Una vez decidida la realización de una expansión, tienen lugar procedimientos de licitación pública para elegir el inversor que se encargue de la construcción, operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones.

<sup>1</sup> La información está tomada del documento Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos. Nota técnica 003/1999-SRT-ANEEL, que se encuentra en la página web de ANEEL



## 1.8. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales

Conforme consta en el sitio web de la ANEEL, este organismo autorizó hasta el presente la importación de 2570 MW de potencia de los países vecinos según el cuadro siguiente.

### IMPORTACIONES A BRASIL

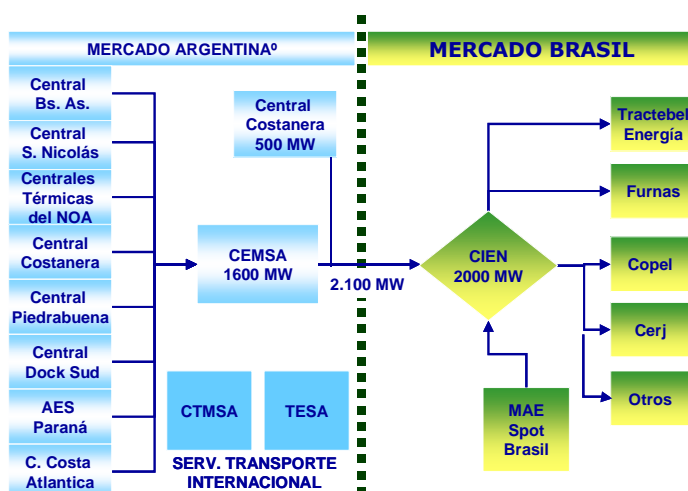
EMPRESA AUTORIZADA	ORIGEM	POTENCIA (MW)	PUNTO DE ENTREGA	RESOLUCIÓN	FECHA DE ENTRADA EM OPERACIÓN
ELETROBRÁS	Argentina Paso de Los Libres	50	Uruguiana/RS	Portaria/DNAEE nº 324 de 5/4/1994	Maior/1995
COPEL	Paraguay	70	Área de concessão da COPEL Paraná	Resolução nº 091 de 02/03/2005	Julho/1999
CIEN	Argentina Garabi	1.000	SE Itá – SC	Resolução nº 130 de 29/4/1998	Maior/2000
CIEN	Argentina Garabi	100	SE Itá – SC	Resolução nº 273, de 17/7/2001.	Maior/2000
ELETROBRÁS	Uruguai Rivera	70	Santana do Livramento 2 – RS	Resolução nº 15 de 14/1/2000	Janeiro/2001
ELETRONORTE	Venezuela UHE Guirí	200	Boa Vista - RR	Resolução nº 201 de 6/6/2001	Julho/2001
CIEN	Argentina Garabi	1.100	SE Itá – SC	Resolução nº 117 de 18/3/2002	Agosto/2002
TOTAL		2.570			

Tienen lugar también exportaciones ocasionales e interrumpibles a Argentina y Uruguay.

### 1.8.1. Interconexión Argentina-Brasil

La construcción de la interconexión requirió que las empresas del grupo Endesa que desarrollaron el proyecto, acordaran contratos de venta de potencia firme desde Argentina a Brasil, para asegurar los ingresos necesarios al proyecto.

La estructura comercial original del proyecto se presenta en el gráfico siguiente.



Furnas y Tractebel respaldaron la primera fase del proyecto con contratos de compra de potencia firme por 1000 MW, con opción a la compra de energía. Estos contratos son el resultado de una licitación, convocada inicialmente por la primera de las empresas y Eletrosul, en 1998.

La segunda fase fue respaldada por contratos con COPEL, CERJ y otras empresas, negociados con posterioridad.

Desde el punto de vista regulatorio, la interconexión es tratada en Brasil como un generador cuando se está importando energía desde Argentina y como una carga cuando se está exportando hacia Argentina, ambos situados en el punto de inserción de la interconexión en Brasil, en la estación de transmisión Itá. En ambos casos se requiere el pago de cargos por uso del sistema de transporte, establecidos en un contrato de uso del sistema de transporte (CUST) de Brasil.

En territorio argentino y en 50 Hz el proyecto consistió en la ampliación de la estación Rincón de Santa María del sistema de 500 kV de Argentina, y el tendido de dos líneas de 500 kV de 135 km de longitud, que unen aquella estación, con la nueva estación Garabí de 500 kV.

En territorio brasileño, se construyó:

- la nueva estación Garabí, con cuatro convertidores de frecuencia de 550 MW cada uno, totalizando 2200 MW de capacidad.
- dos líneas de transmisión de 525 kV en 60 Hz, con 355 km de longitud, hasta la estación de transmisión de Itá, y la ampliación de esta última para la entrada de las líneas.
- una ampliación en la estación de transmisión de Santo Angelo, para la entrada y salida de una de las dos líneas, no contemplada en el proyecto



inicial pero solicitada por las autoridades del sector eléctrico de Brasil.

La inversión total fue de aproximadamente 700 millones de dólares, donde las convertoras de frecuencia representaron el 55% de la inversión, lo que representa un costo unitario de cerca de 174 U\$/kW. Las líneas, cuya longitud total es de 980 km, constituyeron el 28% de la inversión, las subestaciones el 4% y otros costos el 13% restante.

En cuanto a la estructura de los fondos empleados, se aplicó un capital propio del 34% y un financiamiento del 66%, donde los agentes financiadores son principalmente el BID, KFW, Santander y CAI. Además existen organizaciones internacionales que prestan las garantías a esos fondos crediticios.

### 1.8.2. Interconexión Brasil-Venezuela

El comercio por esta interconexión consiste en la venta de Venezuela a Brasil, en el marco de un contrato de suministro firmado el 11 de abril de 1997.

El marco legal para las ventas de energía por parte de Venezuela a Brasil esta definido dentro del Contrato de Servicio Eléctrico entre Edelca y Eletronorte. Este es un contrato para el suministro firme de potencia hasta por la cantidad de 200 MW, en el cual Eletronorte informa a Edelca en noviembre de cada año los valores mensuales de demanda y energía activas para los años siguientes.

El contrato tiene una vigencia de 20 años y en él se establece un cargo único por energía que se actualiza anualmente con base en el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América (CPI).

Adicionalmente, se establecieron 20 cuotas fijas semestrales que deberá cancelar Eletronorte por concepto de costo de construcción del sistema de transmisión en territorio Venezolano y un cargo anual por concepto de costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión venezolano, el cual es actualizado anualmente con el CPI de los Estados Unidos de América.

Para efectos de la calidad y continuidad del servicio, se establecieron índices que miden la energía interrumpida por año, así como penalidades para Edelca si la energía interrumpida esta por encima de cierto valor.

Cada país es responsable de la operación de la porción del sistema existente en su territorio, con la debida coordinación para asegurar las condiciones del servicio pactadas. Las responsabilidades operativas están definidas en un manual de operaciones suscrito por ambas empresas.

### 1.8.3. Interconexión Brasil-Uruguay

La interconexión consiste en una estación convertidora de frecuencia, 50/60 Hz, de tipo back-to-back, de 72 MW de potencia nominal, situada en Uruguay y conectada a la estación Livramento de 230 kV en Brasil, mediante una línea de transmisión de 230 kV y 60 Hz de aproximadamente 12 km de longitud.

El proyecto fue impulsado y diseñado por UTE en Uruguay y por ELETROBRAS y ELETROSUL en Brasil. El financiamiento se obtuvo por medio de un préstamo del BID a UTE. La construcción concluyó en el año 2001.

En enero de 1997 UTE y ELETROBRAS-ELETROSUL, celebraron tres contratos para el desarrollo de este proyecto:

- Ingeniería y Construcción: Establece las condiciones técnicas y responsabilidades para adquisición, construcción y puesta en operación de las instalaciones.
- Económico-Financiero: Establece las condiciones económico-financieras para la implantación y uso de la convertora. En este contrato se estableció que UTE obtendría el financiamiento del BID para la ejecución, con la garantía del Estado uruguayo, y que la parte brasileña reembolsaría el 50% del servicio de la deuda resultante. Los compromisos de pago frente al BID, por la totalidad de dicho préstamo, son de responsabilidad exclusiva de UTE, sin perjuicio del reembolso descrito.
- De Uso y de Intercambio: Describe de manera muy general las condiciones técnicas y comerciales para el uso, así como la regulación de los intercambios a realizar. Los precios del comercio se determinarían de común acuerdo entre las partes, sin establecerse una regla precisa que haga referencia a los costos marginales de los países.

En la actualidad, la venta de energía desde Brasil a Uruguay se realiza mediante contratos de comercialización de energía interrumpible. El ONS de Brasil, determina los excedentes térmicos e hidráulicos de vertimiento y que son vendidos a Uruguay a su costo de producción más un margen de comercialización. El comercializador es elegido por plazos del orden de un año, por la empresa compradora en Uruguay (UTE) mediante un procedimiento competitivo.

No existe una normativa prevista para las ventas de Uruguay a Brasil.



### 1.9. Ingresos por actividades no reguladas

En la ley y en los Contratos de Concesión se encuentran cláusulas que prevén el reparto de beneficios obtenidos por las concesionarias.

El tratamiento regulatorio de los ingresos por actividades no reguladas está contenido en el Anexo VI al Edital de la Audiencia Pública 007/2006 llamada por la ANEEL, que se refiere a la Nota Técnica 066/2006-SRT/ANEEL del 18 de abril de 2006.

En la prestación del servicio público de transmisión pueden identificarse:

i) Actividades “complementarias libres”, son aquellas destinadas a los usuarios del servicio regulado que utilizan principalmente para su realización los activos de la empresa regulada, son solicitadas directamente por los usuarios y no necesitan inversiones adicionales significativas. Entre estas actividades por ejemplo se encuentra la realización de mantenimientos emergenciales dentro de las instalaciones de los usuarios.

ii) Actividades “excluidas” son las destinadas a los usuarios del servicio regulado, no consideradas en los valores tarifarios del servicio regulado, por ser adicionales a dicho servicio. Se trata de actividades en las que se identifican con precisión los clientes que generan los costos asociados. Estas actividades pueden clasificarse en “concurrenciales” y “no concurrenciales”. Para las primeras no se establece un valor regulado en cuanto que para las segundas debe establecerse un valor.

iii) Actividades “adicionales libres” son las que emplean las instalaciones de la empresa regulada pero que se constituyen en un ramo de negocios diferente. Como ejemplos se tienen las actividades de consultoría, ingeniería y operación y

mantenimiento prestados a terceros, o el alquiler de fibras ópticas de los cables de guardia. Estas actividades son prestadas a terceros y pueden acarrear inversiones significativas al compararlas con las destinadas a la prestación del servicio regulado.

El tratamiento regulatorio sigue el principio de enfoque “no invasivo”, es decir no se trata de gerenciar indirectamente la empresa regulada.

El tratamiento de las actividades adicionales y complementarias es el siguiente:

- Actividades “complementarias libres y excluidas”. Para estas actividades compete al regulador ejercer supervisión, es decir al menos estar siempre informado de las condiciones de ejecución de las mismas. Esto puede determinar en algunos casos la necesidad de fijar tarifas y dictar reglamentos específicos para la ejecución, que expliciten criterios de transparencia e información, obligatoriedad, garantías u otros aspectos.
- Actividades “adicionales libres”. En este caso el regulador debe asegurar que la calidad de la prestación del servicio público regulado no será afectada negativamente y también, que parte de los beneficios económicos obtenidos por la empresa sean transferidos a los usuarios. Como se trata de actividades destinadas a terceros es de extrema importancia que el regulador asegure la contabilización de los resultados de cada actividad por separado. También es fundamental asegurar una justa distribución entre usuarios y prestador del servicio, de los beneficios derivados de las economías de alcance por la realización de actividades complementarias adicionales a las de servicio público regulado.



## 4 COLOMBIA

### 1.1. Marco institucional general

La actividad de Transmisión Nacional en Colombia es desarrollada por varias empresas de transporte de energía, no existiendo un monopolio a favor de una única empresa.

Las principales empresas propietarias del Sistema de Transmisión Nacional -STN, son:

Empresa	Propiedad	Cubrimiento	% de Participación (*)
Interconexión Eléctrica S.A E.S.P – ISA-	Mixta	Nacional	70.14
TRANSELCA S.A E.S.P – TRANSELCA-	Mixta	Regional	9.67
Empresas Publicas de Medellín E.S.P -EE.PP.M-	Pública	Regional	7.44
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P –EEB-	Mixta	Regional	7.16
Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P -EPSA	Privada	Regional	2.63

(\*): % de participación en el Ingreso regulado de STN. Fuente Plan de Expansión UPME 2005-2019

El Sistema de Transmisión Nacional -STN- está compuesto por el conjunto de líneas y equipos asociados que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, siendo las tensiones empleadas en Colombia 220, 230 y 500 kV.

Las principales normas y reglamentos aplicables a la actividad de transmisión son:

- Resolución CREG 001 de 1994: Reglamenta el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional y regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema. Esta resolución ha tenido algunas modificaciones posteriores.
- Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes): está constituido por cuatro (4) códigos: Código de Planeamiento, que especifica los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia; Código de Conexión, que reglamenta lo relacionado con los requisitos técnicos mínimos que todo usuario debe cumplir para su conexión al STN; Código de Operación, que contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN); y Código de Medida, que

establece las condiciones técnicas y procedimientos para efectos de lectura, registro y recolección de la información asociada con las transacciones de energía eléctrica en el Mercado Mayorista.

- Resolución CREG 030 de 1996: Complementa los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión al STN a generadores.
- Resolución CREG 026 de 1999: Contiene la metodología para establecer los costos unitarios de las unidades constructivas del STN y fija los costos unitarios.
- Resolución CREG 103 de 2000: Establece la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del STN, que rigen a partir del 1º de enero del año 2001.
- Resolución CREG 022 de 2001: Contiene los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del STN y establece la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del uso de este sistema. Esta resolución tuvo algunas modificaciones con la Resolución CREG 085 de 2002.
- Resolución CREG 061 de 2000: Establece las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN, como parte del Reglamento de Operación del SIN.
- Resolución CREG 004 de 2003: Establece la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo – TIE.

Existe en Colombia un mercado de energía mayorista en el cual los agentes activos son los Generadores y los Comercializadores, quienes realizan las transacciones de electricidad por medio de contratos de largo plazo o en el mercado spot. Los Transportistas y los Distribuidores son agentes pasivos en dicho mercado.

Uno de los principios de ese mercado es el Libre Acceso a las redes, en virtud del cual los transportistas deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en el Código de Redes (Resolución GREG 025 de 1995).



## 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

En Colombia existe un único precio spot de la energía en toda la red, igual corresponde al costo marginal del último recurso despachado, es decir que no existe un sistema de precios spot nodales diferentes en distintos puntos de la red.

No existen precios spot de la potencia.

El ingreso del transportador es un ingreso regulado que no depende del uso de la red ni de las transacciones en el mercado de energía mayorista. Este ingreso es recaudado en la tarifa de energía al usuario final como un “cargo estampilla” nacional, que se denomina Cargo por Uso del STN.

## 1.3. Ingresos del transportista

El procedimiento para determinar el ingreso que reciben los transportistas depende de si los activos hacen parte de la red existente a 31 de diciembre de 1999 (activos existentes) o de si éstos han sido o serán construidos bajo el mecanismo de convocatorias públicas internacionales que comenzó a aplicarse a partir del año 1999 (activos de convocatoria).

En el caso de los activos existentes, el ingreso se determina como la suma de dos componentes. La primera corresponde a la remuneración de la inversión y la segunda a la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento.

En el caso de los activos de convocatoria, el ingreso para los primeros veinticinco años corresponde al Ingreso Anual Esperado propuesto por el transportador que resulta adjudicatario de la ejecución del proyecto. Dicho ingreso remunera todos los costos asociados con la preconstrucción y construcción del proyecto, así como los gastos de administración, operación y mantenimiento del equipo correspondiente y el costo de oportunidad del capital invertido. Una vez cumplido el año veinticinco (25), el ingreso se calcula con el procedimiento que aplica para la remuneración de los activos existentes.

### 1.3.1. Ingresos por remuneración de los activos

#### Conceptos que se remuneran

Para el caso de los activos existentes, se remunera al transportador una anualidad calculada sobre el Valor de Reposición a Nuevo (VRN) de los activos eléctricos, utilizando costos unitarios aprobados para

cada unidad constructiva<sup>2</sup>, un período de 25 años y una tasa de remuneración del 9% en pesos constantes, antes de impuestos. Esta tasa es definida por el regulador y busca reflejar el WACC de la actividad de transmisión.

Para el caso de los activos de convocatoria, la remuneración de la inversión, incluida su tasa de rentabilidad, hacen parte del ingreso que oferta y recibe el adjudicatario.

#### Moneda de las remuneraciones, plazos de vigencia y ajustes de las remuneraciones entre revisiones tarifarias

Para el caso de los activos existentes, y para el período actual de aplicación que inició en enero de 2000, los costos unitarios fueron aprobados por el regulador en dólares de diciembre 31 de 1999 y convertidos a pesos utilizando la tasa de cambio de ese día. De esta forma los ingresos se liquidan y facturan mensualmente en pesos colombianos, actualizándolos con el índice de precios al productor nacional.

Acorde con la vigencia de 5 años para las fórmulas tarifarias definidas por la Ley, actualmente la CREG adelanta un proceso en el cual se tiene previsto revisar los parámetros relevantes en el cálculo del ingreso, como son los costos unitarios de las unidades constructivas, teniendo en cuenta precios actuales de mercado, y la tasa de remuneración (WACC de la actividad), considerando fundamentalmente el comportamiento de la tasa libre de riesgo, la tasa de riesgo país y la tasa del negocio. Adicionalmente se están adelantando estudios en relación con los costos y gastos reconocidos de administración, operación y mantenimiento. La moneda en la que se aprobarán los costos unitarios y la forma cómo éstos se actualizarán, también será un tema a abordar como parte de este proceso de revisión.

Para el caso de los activos de convocatoria, los ingresos anuales correspondientes a los primeros veinticinco (25) años se ofertan en dólares de diciembre del año anterior a la adjudicación del proyecto, y se actualizan anualmente con el Producer Price Index (PPI Serie ID: WPSSOP3200) al año respectivo. La liquidación y facturación mensual se efectúa en pesos colombianos, dividiendo por doce (12) el ingreso correspondiente a ese año y utilizando la Tasa de Cambio Representativa del Mercado del último día hábil del mes a facturar, publicada por el Banco de la República.

<sup>2</sup> Unidad Constructiva: Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, o al transporte o a la transformación de la energía eléctrica.



### 1.3.2. Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento

Para el caso de los activos existentes, se reconoce al transportador un porcentaje sobre el VRN de los activos. Dicho porcentaje se diferencia entre activos que se encuentran en zona con contaminación y entre aquéllos que no lo están, siendo del 3.0% para los primeros y del 2.5% para los segundos.

Para los activos de convocatoria, los costos de operación y mantenimiento hacen parte del ingreso que oferta y recibe el adjudicatario.

Para el caso de los activos existentes, al ser los costos de administración, operación y mantenimiento, un porcentaje del VRN de los activos eléctricos, los primeros tienen los mismos plazos de vigencia y procedimientos de actualización indicados para los segundos, y se liquidan y facturan mensualmente en forma agregada y en pesos colombianos, los cuales se actualizan con el índice de precios al productor nacional, como ya se indicó.

Junto con los costos unitarios y la tasa de remuneración, los costos de administración, operación y mantenimiento hacen parte de los parámetros relevantes del cálculo del ingreso, lo cual implica que la revisión de los mismos se realiza conjuntamente, pudiendo llevar así a que el porcentaje reconocido de administración, operación y mantenimiento entre un período y otro sea diferente.

Para el caso de los activos de convocatoria, al hacer los costos de administración, operación y mantenimiento, parte de los ingresos anuales ofertados y recibidos por el adjudicatario, estos costos tienen el mismo procedimiento de actualización indicado para dichos ingresos.

### 1.3.3. Otros conceptos de ingreso regulado del transportista

Para los activos existentes, además de la inversión en los activos eléctricos y los costos de administración, operación y mantenimiento, se le remunerar al transportador dos conceptos adicionales. El primero de ellos corresponde a la inversión en activos no eléctricos requeridos para prestar el servicio de transmisión, cuya remuneración equivale al 5% de la correspondiente a los activos eléctricos; el segundo aplica para los activos de subestación y corresponde a la inversión en los terrenos que ellos ocupan, cuya remuneración se calcula como el 8.5% de su valor catastral (pesos por metro cuadrado) multiplicado por el área eficiente que es definida por el regulador para cada tipo de equipos.

Como parte del proceso mencionado de revisión que adelanta el regulador, se tiene previsto incorporar en

el cálculo del ingreso un factor de productividad explícito, cuyo objetivo es que las empresas compartan con los usuarios las ganancias de productividad esperadas, mediante un ambiente de competencia simulado.

### 1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red

La calidad del servicio de la red de transmisión se mide en función de la disponibilidad de cada activo del sistema, comparada con las metas exigidas por la regulación, las cuales se indican a continuación:

#### Metas de disponibilidad en Colombia

Tipo de activo	Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad
Bahías de Línea	99.83%	15
Bahías de Transformación	99.83%	15
Autotransformador	99.45%	48
Bahías de Compensación	99.83%	15
Módulos de Compensación	99.45%	48
Circuitos de 500 kV	99.18%	72
Circuito 220 ó 230 kV – L > 100 km	99.59%	36
Circuito 220 ó 230 kV – L ≤ 100 km	99.73%	24

Para el cálculo de los indicadores de disponibilidad se excluyen los siguientes eventos:

- Indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión.
- Indisponibilidades de activos solicitados por el Centro Nacional Despacho -CND-, por razones operativas o de calidad o confiabilidad del Sistema.
- Indisponibilidades originadas en Eventos de fuerza mayor.
- Indisponibilidades causadas por terceros.
- Indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores.
- Indisponibilidades asociadas con Eventos con duración igual o inferior a diez (10) minutos.

El incumplimiento de los estándares anteriores implica el pago de compensaciones, calculadas en términos de la probabilidad de falla de cada activo y del ingreso correspondiente, las cuales se convierten en un menor ingreso para los transportadores, de modo tal que los recursos provenientes de las compensaciones efectuadas por los agentes



transportadores, son asignados para reducir el monto total que deba ser recaudado por concepto de Cargos por Uso del STN.

El detalle metodológico se encuentra en la Resolución CREG 061 de 2000, parcialmente modificada por la Resolución CREG 011 de 2002.

### 1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales

Con base en la metodología para el cálculo de los Cargos por Uso del STN (Resolución CREG 103 de 2000), los comercializadores pagan un “cargo estampilla” nacional, con diferenciación horaria por periodo de carga, que permite remunerar la totalidad del Ingreso Regulado de los transportadores. Este cargo es asumido por la demanda en la tarifa de energía. Los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN.

El Cargo por Uso Monomio del STN, que es pagado por la demanda, se determina dividiendo el Ingreso Regulado Mensual causado en el mes a facturar, por la demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mismo mes, referida al STN.

Los Cargos por Uso Monomios con diferenciación horaria por Período de Carga, son calculados a partir del respectivo Cargo por Uso Monomio, de las demandas registradas en cada uno de esos periodos y de la duración de los mismos.

Los cargos pagados por la demanda son únicos a nivel nacional e independientes del nivel de tensión del STN en que toma la demanda.

Al Autoproducer (Cogenerador o Autogenerador) que tiene la categoría de Usuario Regulado, para efectos de cobrarle el servicio de respaldo de la red cuando demanda energía del sistema, se le aplican tarifas reguladas como a cualquier otro usuario regulado, las cuales incluyen la componente del Cargo por Uso del STN. Si tiene categoría de Usuario No Regulado, las tarifas correspondientes a este servicio se acuerdan libremente entre las partes (comercializador y agente) y podrán considerar entre otros, el Cargo por Uso del STN.

El Cogenerador que vende Energía Excedente con Garantía de Potencia mayor o igual a 20 MW, paga Cargos por Uso del STN con base en los Excedentes con Garantía de Potencia que registre ante el Sistema de Intercambios Comerciales - SIC (Resoluciones CREG 085 de 1996 y 039 de 2001). Cuando se trata de un autogenerador, éste no puede vender parcial o totalmente su energía a terceros si quiere mantener la categoría de Autogenerador (Resolución CREG 084 de 1996).

A título de ejemplo se presentan los valores numéricos de los cargos totales por empleo de la red que debe pagar una demanda (distribuidor o gran consumidor) representativa, situada en el principal centro de carga de la red de transmisión.

CARGOS POR USO DEL STN PARA MAYO DE 2006 (\$/kWh de Abril de 2006)				
	DEMANDA MÁXIMA	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MÍNIMA	MONOMIO PROMEDIO
VALOR TOTAL DEL CARGO T (\$/kWh)	21.26	17.97	14.22	18.32

Como ya se mencionó, los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN.

### 1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales

Bajo la regulación vigente, los enlaces internacionales actuales que interconectan países entre los cuales se tienen transacciones spot, reciben el mismo tratamiento de la red existente (activo de uso), y en consecuencia son remunerados por los agentes comercializadores (demanda). No obstante, la regulación posibilita que nuevos enlaces internacionales que no hagan parte del plan de expansión de transmisión, sean remunerados como activos de conexión, en cuyo caso será el regulador quien apruebe los cargos de conexión respectivos. Sin embargo, si con posterioridad a la ejecución del enlace, se da una integración regulatoria de mercados<sup>3</sup> entre los países interconectados, dicho enlace podrá ser clasificado y remunerado como activo de uso, a solicitud del agente transportador que lo represente.

Los enlaces que interconectan países entre los cuales no se tiene una integración regulatoria de mercados, son remunerados al transportador propietario por el agente que hace uso de los mismos, vía cargos de conexión; si la transacción corresponde a una exportación, en el despacho ésta es modelada como una demanda que debe ser representado por un comercializador; en este caso el enlace es remunerado por el comercializador que representa dicha demanda. Si la transacción

<sup>3</sup> Se entiende una integración regulatoria de mercados como aquella que está orientada al despacho coordinado o integrado de los recursos de ambos países.



corresponde a una importación, en el despacho esta es modelada como una generación que debe ser representada por un generador, en este caso el enlace es remunerado por el generador que la representa. En ambos casos, la remuneración es acordada entre el transportador propietario del enlace y el agente que representa la energía exportada o importada.

Como se explicó anteriormente, para los enlaces internacionales que reciben el mismo tratamiento de la red existente, se remunera la inversión y los costos de administración, operación y mantenimiento, además de las componentes de activo no eléctrico y terrenos.

Actualmente ningún enlace internacional es remunerado como activo de conexión con cargo de conexión aprobado por el regulador. La regulación tiene previsto el desarrollo de la metodología respectiva.

Para el caso de los enlaces internacionales con ingreso acordado entre el transportador propietario del enlace y el agente exportador o importador, éste actualmente remunera los costos de inversión y los costos de administración, operación y mantenimiento, con parámetros acordados entre ambos agentes, siendo independiente de los contratos o de los beneficios derivados de las transacciones internacionales de electricidad.

### **1.7. Resolución de problemas de congestión en la red**

En el STN se presentan problemas de congestión o restricciones, que pueden tener su origen en limitaciones de capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (Activos de Uso, Activos de Conexión o Interconexiones Internacionales) o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

No existen precios spot locales. Las ofertas efectuadas por los generadores son “uninodales”, es decir, se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad en el momento de hacer la oferta. Este esquema implica la existencia de un “despacho ideal” diferente al “despacho real del sistema”. En el “despacho real” aparece la generación forzada que requiere el sistema, debido a la presencia de restricciones.

No existen derechos de congestión.

### **1.8. Procedimientos de expansión de la red local**

La decisión de las expansiones obedece a un mecanismo de planificación centralizada, cuya

responsabilidad es del Ministerio de Minas y Energía, quien la delega en la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME.

Para la preparación del Plan de Expansión de Transmisión, los agentes entregan a la UPME la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento detallada. Luego, con el fin de compatibilizar criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN, la UPME se apoya en un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT, en el cual participan tres grandes consumidores, tres comercializadores, tres transmisores, un generador y un distribuidor. El Centro Nacional de Despacho - CND, aunque no hace parte de dicho Comité, debe asistir a sus reuniones, y debe coordinar con él los aspectos asociados con las Restricciones que inciden en la planeación de la expansión del STN.

Anualmente, la UPME elabora el Plan de Expansión de Transmisión, con un horizonte de por lo menos diez años, utilizando como criterios en su definición, la minimización de los costos de inversión y de los costos operativos y las pérdidas del STN. Además, el Plan debe cumplir con las disposiciones que en materia de confiabilidad se encuentren vigentes.

El Plan de Expansión de Transmisión debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento y en el Código de Operación. Los proyectos propuestos en el Plan deben ser técnica y económicamente factibles y la demanda deberá ser atendida cumpliendo con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos. La viabilidad ambiental debe ser aprobada por las autoridades competentes.

No están previstos en la regulación mecanismos descentralizados de expansión de la transmisión.

Para garantizar la ejecución del Plan a mínimo costo, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue<sup>4</sup>, elabora los Documentos de Selección, para la ejecución de los proyectos cuya preconstrucción deba iniciarse el siguiente año al de la definición del Plan.

Los proponentes ofrecen un Ingreso Anual Esperado para cada uno de los primeros veinticinco (25) años de entrada en operación del proyecto. Las propuestas se comparan calculando el Valor Presente de dichos ingresos, aplicando la tasa de

---

<sup>4</sup> Para los proyectos que se han ejecutado bajo el esquema de competencia establecido desde 1999, el Ministerio de Minas y Energía ha delegado esta función en la UPME.



descuento aprobada por el regulador, en dólares constantes.

El Ingreso Anual Esperado presentado por el proponente, cubre toda la estructura de costos y de gastos incurridos por el Transmisor Nacional seleccionado, incluidos el diseño, la adquisición de los suministros, la construcción, y la operación y mantenimiento del proyecto.

La regulación actual no contempla las merchant lines.

### **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

La Planeación de la expansión de los enlaces internacionales está a cargo de la UPME, quien desarrolla esta labor conjuntamente con los organismos de planeación de los países miembros de la Comunidad Andina o de los países con los cuales se tenga una integración regulatoria de mercados.

No obstante, existe la posibilidad de que se ejecuten enlaces internacionales por iniciativa privada, cuando éstos no hagan parte del Plan de Expansión de Transmisión, en cuyo caso su desarrollo será a riesgo del transportador ejecutor.

**En la interconexión con Ecuador,** ISA es propietaria de los dos enlaces que actualmente interconectan Colombia con ese país: uno de ellos es una línea circuito sencillo de 138 kV y 35 MW de capacidad, cuya construcción finalizó en el año 1998 y el otro es una línea doble circuito de 230 kV y 260 MW de capacidad, cuya construcción finalizó en el año 2003. Ambos proyectos fueron construidos a riesgo, pero actualmente son remunerados como activos de uso por todos los comercializadores del sistema, como resultado de la integración regulatoria de mercados entre ambos países, que se dio desde comienzos de marzo de 2003. Adicionalmente, la Empresa de Energía de Bogotá se encuentra construyendo una segunda línea doble circuito a 230 kV entre Colombia y Ecuador, la cual le fue adjudicada en el año 2005, bajo el mecanismo de convocatorias, y cuya entrada en operación se tiene prevista para junio de 2007.

Al ser estos enlaces remunerados como activos de uso, su ingreso proviene de los pagos que hace la demanda del sistema, incluida la demanda internacional asociada con el enlace.

En la actualidad, por dichas interconexiones entre Colombia y Ecuador tienen lugar las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo - TIE, , que se iniciaron el primero de marzo de 2003 en el marco de la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones - CAN, la cual permite el intercambio intracomunitario de electricidad bajo un mecanismo de mercado.

Las TIE son transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de Corto Plazo de ambos países. Estas transacciones pueden ser de importación o exportación, y se activan dependiendo de la diferencia de los precios de oferta de energía en ambos países, a los cuales se le adicionan los cargos respectivos propios de cada mercado, teniendo en cuenta que una importación se ve como una generación y una exportación se ve como una mayor demanda de energía.

En la Resolución CREG 004 de 2003, complementada por la Resolución CREG 014 de 2004, se establece el detalle de la regulación aplicable a las TIE.

**Existen también tres interconexiones entre Colombia y Venezuela,** con una capacidad aproximada de 250 MW, a través de las cuales se realizan transacciones de electricidad bajo la modalidad de contratos firmes. Dado que estas interconexiones se consideran Activos de Conexión, su utilización y remuneración se acuerda libremente mediante contrato, entre el transportador propietario de la Interconexión y el importador y/o exportador de energía que hace uso de ellas.

### **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

#### **1.10.1. Costo de las obras de conexión hasta la red preexistente**

Si la conexión del gran usuario o generador al STN, es viable técnicamente y cumple con todos requisitos establecidos en la regulación para la asignación del punto de conexión, ésta puede ser ejecutada por él o por el transportador. En este último caso el usuario debe pagar al transportador los cargos de conexión correspondientes, acordados con él.

Los criterios y procedimientos aplicados para la conexión de usuarios (generadores, grandes usuarios, transportadores regionales o distribuidores locales) al STN, están contemplados en las Resoluciones CREG 001 de 1994, 025 de 1995 y 030 de 1996.

#### **1.10.2. Costo de ampliaciones o adelanto de inversiones en las redes de servicio público**

Si la conexión de un nuevo usuario al STN requiere de inversiones o ampliaciones de este sistema y éstas han sido incluidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, las obras correspondientes son ejecutadas mediante procesos de convocatoria pública. De no haber sido incluidas,





la asignación de la potencia solicitada podrá ser condicionada a las fechas de entrada de nuevos refuerzos del sistema de transmisión, siempre y cuando sean técnica, económica y financieramente viables.

En las bases publicadas por el regulador para la revisión de la metodología de remuneración del STN (Resolución CREG 007 de 2005), se ha planteado evaluar la conveniencia de incluir o no los activos adicionales, diferentes a los de la propia conexión de un nuevo generador, como parte del Sistema de Transmisión Nacional, a partir de un análisis de los beneficios y los costos que un nuevo proyecto de generación puede generar para el sistema. Sin embargo, hasta el momento no se ha establecido una metodología definitiva al respecto.

### **1.10.3. Contratos de conexión a la red de transmisión**

A solicitud de un generador, un gran consumidor, un transportador regional o un distribuidor local, los transportadores deben ofrecer la celebración de un contrato de conexión al Sistema de Transmisión Nacional, ya sea para una conexión nueva o para modificar una conexión existente, que regule la prestación del mismo. En el contrato de conexión se consignan todas las obligaciones económicas, técnicas, jurídicas que sean aplicables entre el

usuario y el transportador en el sitio de la conexión y se establecen los límites de propiedad de los equipos y de los predios. Las condiciones técnicas de la conexión deben sujetarse a los códigos y reglamentos vigentes.

La regulación prevé que cualquier gran consumidor que utilice los servicios de transmisión a través de los sistemas de distribución local y transmisión nacional, tiene derecho a exigir la prestación de dicho servicio con la confiabilidad, calidad y continuidad especificadas en el Código de Redes. En el evento en que algún usuario requiera mayor confiabilidad, calidad y continuidad, debe acordar con el transportador o distribuidor local la instalación de redes de suplencia u otros medios, y asumir los costos adicionales correspondientes.

### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

La regulación define exclusivamente el tratamiento a los ingresos del transportador, por la prestación del servicio de transmisión nacional, bajo estándares adecuados de calidad y confiabilidad. Como ya se indicó anteriormente, los ingresos regulados del transportador sólo se ven reducidos si el servicio de transmisión no se presta con los estándares de calidad establecidos por la regulación, y no por la existencia de ingresos por actividades no reguladas.



## 5 CHILE

### 1.1. Marco institucional general

A los efectos regulatorios el sistema de transmisión chileno se divide en tres sistemas:

- Sistema Troncal: constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que son económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo.
- Sistema de Subtransmisión: cada sistema de subtransmisión está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- Sistema Adicional: constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

La Ley que regula estos sistemas entró en vigencia el 13 de marzo del año 2004, por lo cual muchos de los reglamentos que implementan su funcionamiento aún no han sido emitidos. Los procesos de tarificación de la transmisión se encuentran en elaboración y se espera que las tarifas se conozcan a fin de año.

Las tensiones de transmisión utilizadas en el país son: 500 kV, 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV.

No existe un monopolio legal a favor de una única empresa del transporte troncal en alta y extra alta tensión. No obstante la casi totalidad del sistema de transmisión de alta y extra alta tensión (154-220 y 500 kV), pertenece a la empresa privada HQL Transelec Chile S.A. junto a su filial Transelec Norte. Esta empresa es la propietaria y operadora de la gran mayoría de las instalaciones de transmisión eléctrica que conforman el Sistema Interconectado Central, SIC, como asimismo de una fracción del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING. En el SIC,

las instalaciones de la empresa abarcan un total de 2.200 kilómetros desde la localidad de Paposo en la II Región hasta Chiloé en la X Región. En el SING, el sistema de transmisión de la empresa se extiende desde la ciudad de Arica hasta la ciudad de Antofagasta, cubriendo un total de 700 kilómetros. En total, Transelec posee 8.203 kilómetros de circuitos de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de 66 kV a 500 kV. Las instalaciones de transformación de Transelec poseen una capacidad total de 9.987 MVA.

Las principales normas vigentes para el transporte eléctrico son:

- Ley general de servicios eléctricos (dfl 1/82).
- Reglamento de la ley general de servicios eléctricos (ds 327/97).
- Norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

Existe un mercado eléctrico mayorista con acceso de terceros a la red de transporte. A continuación se transcribe el artículo de la Ley Eléctrica que norma el acceso de terceros a la red de transporte.

“Artículo 71º-5.- Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título.”

“Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al centro de despacho económico de carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Los propietarios de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.”

## 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

Los precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista se calculan utilizando factores de penalización de energía y de potencia de punta que consideran las pérdidas marginales de transmisión de energía y de potencia.

Los ingresos regulados totales del transportista no son afectados por los precios spot de la energía y potencia.

## 1.3. Ingresos del transportista

### 1.3.1. Transmisión troncal

Para las instalaciones existentes el concepto por el que se remunera el activo es el AVI, el cual es la anualidad del valor nuevo de inversión de las instalaciones a precios de mercado vigentes. La tasa de descuento para el cálculo de la anualidad es del 10% real anual, determinada por ley y la vida útil se determina por cada componente de la instalación.

En las instalaciones existentes se remuneran los costos de operación, mantenimiento y administración por el COMA. Este valor, junto con sus fórmulas de indexación lo determinan, consultores independientes cada cuatro años, como una remuneración estándar.

Para las instalaciones nuevas, tiene lugar una licitación para determinar la empresa que construirá y explotará las instalaciones, que se resuelve según el valor anual de la transmisión por tramo que requieran en su oferta las empresas para cada proyecto. La remuneración al transportista es la que resulta de la oferta ganadora.

A continuación se presentan los artículos de la Ley Eléctrica relativos a remuneración de la transmisión troncal.

“Artículo 71º-9.- Para cada tramo de un sistema de transmisión troncal se determinará el “valor anual de la transmisión por tramo”, compuesto por la anualidad del “valor de inversión”, en adelante “V.I.” del tramo, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante “COMA”.

Artículo 71º-10.- El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado, determinado conforme a los incisos siguientes.

En el caso de las instalaciones existentes del sistema de transmisión troncal, el V.I. se determinará en

función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el citado decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos 71º-24 y 71º-25.

La anualidad del V.I., en adelante “A.V.I.” del tramo, se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando una tasa de descuento igual al 10% real anual.

Artículo 71º-11.- El valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal se fijará cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, conforme al un estudio realizado por un consultor independiente, el consultor determina el V.I, la vida útil y los COMA, la fórmula de indexación y el VATT (valor anual de transmisión por tramo).”

#### Para las nuevas instalaciones la Ley indica:

“Artículo 71º-23.- Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal o por el decreto indicado en el artículo 71º-27, en consideración a la magnitud que defina el reglamento, nuevo trazado e independencia respecto de las líneas troncales existentes.

Cuando el decreto sobre adecuaciones al plan de expansión de la transmisión troncal, referido en el artículo 71º-27, identifique como troncales a proyectos de líneas y subestaciones troncales nuevas, los mismos serán adjudicados, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, en cuanto a su ejecución y al derecho a su explotación, a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en la presente ley. La licitación se resolverá según el valor anual de la transmisión por tramo que oferten las empresas para cada proyecto y sólo se considerarán de manera referencial el V.I. y COMA definidos en el aludido decreto.

El valor anual de la transmisión por tramo resultante de la licitación y su fórmula de indexación constituirá la remuneración de las nuevas líneas troncales y se aplicará durante cinco períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el estudio de transmisión troncal correspondiente.



Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las nuevas líneas de transmisión troncal se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 71º-29 y siguientes.

Artículo 71º-24.- Corresponderá a la Dirección de Peajes del centro de despacho económico de carga respectivo, conforme a los plazos y términos establecidos en el reglamento, efectuar una licitación pública internacional de los proyectos señalados en el artículo anterior. El costo de la licitación, se pagará a prorrata de la participación esperada de cada usuario en el pago del valor anual de la transmisión asociada a las nuevas instalaciones.”

### 1.3.2. Subtransmisión

En las instalaciones de subtransmisión se remunera el AVI, pero sólo para las instalaciones económicamente adaptadas a la demanda, y el COMA.

Un estudio contratado por las empresas propietarias de las instalaciones propone formulas de indexación para el valor anual de esas remuneraciones, el cual es finalmente fijado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción para efectos de indexar los peajes de subtransmisión, con una vigencia de cuatro años.

A continuación se presentan los artículos de la Ley Eléctrica relativos a remuneración de la subtransmisión.

“Artículo 71º-36.- El valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencias respecto del cálculo de valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento.

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, y considerará separadamente:

- Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y
- Costos estándares de inversión, manutención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.”

### 1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del

### transportista por indisponibilidades de su red

En las fijaciones de los precios de energía y potencia regulados se establecen índices de indisponibilidad, en las tablas a continuación se indican las exigencias.

Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Principal Correspondiente	Indisponibilidad de Generación (horas/año)	Indisponibilidad de Transmisión Troncal (horas/año)	Indisponibilidad de Transmisión - Secundaria (horas/año)	Indisponibilidad de Total (horas/año)
Arica	3,40	0,24	1,63	5,27
Pozo Almonte	3,40	0,24	1,52	5,16
Parinacota	3,40	0,24	1,52	5,16
Cóndores	3,40	0,24	1,52	5,16
Tarapacá	3,40	0,24	1,52	5,16
Lagunas	3,40	0,24	1,52	5,16
Crucero-Encuentro	3,40	0,24	0,00	3,64
Central Atacama	3,40	0,24	1,52	5,16
Chacaya	3,40	0,24	1,52	5,16
Capricornio	3,40	0,24	1,52	5,16
Mantos Blancos	3,40	0,24	1,52	5,16
Mejillones	3,40	0,24	0,00	3,64
Antofagasta	3,40	0,24	1,70	5,34
Esmeralda	3,40	0,24	1,52	5,16

Sistema Interconectado Central

Subestación Principal Correspondiente	Indisponibilidad de Generación (horas/año)	Indisponibilidad de Transmisión Troncal (horas/año)	Indisponibilidad de Transmisión -Secundaria (horas/año)	Indisponibilidad de Total (horas/año)
Diego de Almagro	1,90	1,63	7,50	11,03
Carrera Pinto	1,90	1,63	7,50	11,03
Cardones	1,90	1,63	7,20	10,73
Maitencillo	1,90	1,63	5,50	9,03
Pan de Azúcar	1,90	1,63	5,62	9,15
Quillota	1,90	1,63	3,82	7,35
Polpaico	1,90	1,63	3,56	7,09
Cerro Navia Sistema Enmallado (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Alto Jahuel Sistema Enmallado (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Cerro Navia	1,90	1,63	3,56	7,09
Alto Jahuel	1,90	1,63	6,37	9,90

Rancagua	1,90	1,63	4,66	8,19
San Fernando	1,90	1,63	4,20	7,73
Itahue	1,90	1,63	3,62	7,15
Parral	1,90	1,63	5,16	8,69
Ancoa	1,90	1,63	4,97	8,50
Charrúa	1,90	1,63	4,89	8,42
Concepción	1,90	1,63	6,54	10,07
San Vicente	1,90	1,63	8,92	12,45
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
Valdivia	1,90	1,63	7,71	11,24
Barro Blanco	1,90	1,63	8,09	11,62
Puerto Montt	1,90	1,63	8,09	11,62
Pugueñun	1,90	1,63	8,09	11,62

Asimismo la Norma Técnica establece lo siguiente:

#### “Artículo 5-71

La Calidad del Suministro del Sistema de Transmisión se evaluará a través de la frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total que se encontró interrumpido el suministro a Instalaciones de Clientes.

Se considerará instalación afectada a toda aquella cuya salida de servicio produzca la interrupción del flujo de potencia establecido a través de ésta.

#### Artículo 5-72

Las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK.”

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVAinst}$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAinst}$$

en donde,

- kVAfs<sub>i</sub>: Potencia interrumpida en el punto de conexión, expresada en [kVA]. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la instalación afectada. De no resultar posible su determinación, se considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.
- kVAinst: Potencia instalada en el punto de conexión, expresada en [kVA]. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.
- Tfs<sub>i</sub>: Tiempo de duración de cada interrupción.
- n: Número de interrupciones en el período.

Respecto a los índices anteriores puede haber compensaciones por réplica a terceros de acuerdo a lo indicado en el siguiente artículo de la Ley.

“Artículo 16° B.- Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

La compensación regulada en este artículo se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento del respectivo concesionario.

Las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán al usuario de inmediato, independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables.”

Asimismo las empresas de transmisión pueden ser multadas o sancionadas por no cumplir la normativa vigente en lo referente al mantenimiento de buen estado de las instalaciones.

### 1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales

#### 1.5.1. Transmisión troncal

Los generadores pagan por concepto de inyección de energía al sistema y los demandantes por concepto de retiro de energía.

Los cargos por el uso del sistema troncal se calculan de acuerdo a lo indicado en el siguiente artículo de la Ley.

“Artículo 71°-30.- La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) Al segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts se les aplicará un cargo único por concepto de uso del sistema troncal, en proporción a sus consumos de energía.

A los demás usuarios finales se les aplicará otro cargo único, por igual concepto, en proporción a sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de 15.000 kilowatts. A los consumos de energía por sobre este límite se les aplicará el peaje unitario a que se refiere la letra B), inciso segundo de este artículo.





Para determinar cada cargo único, se calculará la participación porcentual del consumo correspondiente en el total de la energía retirada por cada segmento, en la respectiva barra del sistema troncal.

Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras D y E de este artículo, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

El monto de cada cargo único será equivalente a la suma de los respectivos aportes monetarios calculados en el inciso anterior, dividida por la energía total retirada por los consumos señalados en el párrafo primero de esta letra.

Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario indicado en la letra siguiente a los consumos señalados en esta letra deberán ser reliquidadas, por los transmisores, entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.

B) Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.

Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

C) Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;
2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y
3. Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común

respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

El reglamento establecerá el procedimiento que, sobre la base de las características señaladas, se deberá aplicar para definir el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, en cada sistema eléctrico. Su revisión y, en su caso, actualización, se efectuarán en el estudio de transmisión troncal.

D) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

1. Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.

2. Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

E) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1. El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente.

2. El pago final que le corresponderá pagar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstos de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente.

3. Para todos los escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, considerando, entre otros, hidrologías y niveles de demanda, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.

4. En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo, definido en el artículo 71º-29, se asignará a los propietarios de las centrales ubicadas aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.

5. En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del



tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Los valores indicados en este artículo, así como las reliquidaciones a que hubiere lugar, serán calculados por el respectivo CDEC, según lo señalado en esta ley y conforme los procedimientos que el reglamento establezca.

La boleta o factura que extienda el concesionario de un servicio de distribución a sus clientes deberá señalar separadamente los cobros por concepto de energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.”

### 1.5.2. Subtransmisión

Los generadores pagan por concepto de inyección anual estimada de energía y potencia a los sistemas de subtransmisión y los demandantes por concepto de retiro de energía y potencia.

La remuneración de los sistemas de subtransmisión se realiza de acuerdo a lo indicado en el siguiente artículo de la Ley.

“Artículo 71º-37.- En cada sistema de subtransmisión identificado en el decreto a que se refiere el artículo 71º-3, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante “peajes de subtransmisión”, que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo anterior, más los costos de la energía y la potencia inyectada.

Los usuarios de los sistemas de subtransmisión que transiten energía o potencia a través de dichos sistemas deberán pagar, a la o a las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada a los precios señalados en el inciso anterior, de acuerdo con los procedimientos que señale el reglamento.

El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 71º-38. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los

pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 71º-36 para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Los criterios para determinar cuándo un tramo presenta dirección hacia o desde el sistema troncal, así como los demás criterios y procedimientos necesarios para la determinación de los valores señalados, serán establecidos en el reglamento.”

### 1.5.3. Sistema adicional

Los generadores y los demandantes pagan peajes de acuerdo a lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. Dicho peaje se debe calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento.

Los demandantes sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel de generación-transporte aplicables a dichos suministros deben reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados. El procedimiento de determinación de precios correspondiente será establecido en el reglamento.

El tratamiento dado a los autoprodutores de energía y generadores con fuentes no convencionales, conectados a la red de transmisión, está establecido en el artículo 71º-7 de la Ley la que se transcribe a continuación.

“Artículo 71º-7.- Los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a los criterios establecidos en los incisos siguientes.



Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo.

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados en el inciso primero de este artículo deberán pagar además un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados en virtud de la aplicación del inciso segundo de este artículo, multiplicados por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Para los efectos de los señalado en el inciso anterior, se entenderá por capacidad conjunta exceptuada de peajes a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación a los que se refiere este artículo, multiplicados por la diferencia entre 1 (uno) y el factor proporcional referido en el inciso segundo de este artículo.

Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación de este artículo, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento.”

#### 1.5.4. Ejemplos de cargos de transmisión

A título de ejemplo, se presentan los siguientes valores numéricos de los cargos totales por empleo de la red de transmisión, que deben pagar un generador térmico, un generador hidráulico y un distribuidor, situados en las principales áreas de generación y consumo dentro de la red de transmisión.

#### Transmisión troncal

Item	[ US\$/año]	MW	GWh/año
Central hidráulica	4,183,649	467	
Central ciclo combinado (gas)	93,978	370	
Cliente distribuidora	3,741,319		13,930

#### 1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales

No existe reglamentación al respecto.

#### 1.7. Resolución de problemas de congestión en la red

En la actualidad existen problemas de congestión en algunos tramos del SIC motivados por la inyección de centrales hidráulicas en periodos húmedos.

En esos casos, el sistema se divide en subsistemas desacoplados calculándose para cada uno de ellos precios como si fueran sistemas independientes.

No existen derechos negociables de congestión para racionar el uso de la capacidad de transmisión en situaciones de congestión de las redes.

#### 1.8. Procedimientos de expansión de la red local

##### 1.8.1. Sistema troncal

Cada cuatro años se realiza un estudio de transmisión troncal para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, cuyo proceso de elaboración es dirigido y coordinado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El estudio debe realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en las distintas alternativas de expansión, en los siguientes cuatro años. Sin perjuicio de ello, el estudio considera un período de análisis de a lo menos diez años.

A continuación se transcribe el artículo de la Ley que detalla el proceso final.

“Artículo 71<sup>o</sup>-27.- Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en las letras b) y c) del informe técnico de la Comisión Nacional de Energía, señalado en el artículo 71<sup>o</sup>-19, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones y la evolución de la demanda, considerando los escenarios y supuestos previstos en la letra d) del informe referido y emitirá una propuesta a la Comisión Nacional de Energía.

Dicha propuesta será enviada dentro de los treinta días siguientes a la recepción de la comunicación referida en el inciso tercero del artículo 71<sup>o</sup>-19 y antes del 31 de octubre de los demás años del cuatrienio respectivo. La propuesta presentará, fundadamente, las obras que deberán realizarse o iniciarse en el período siguiente para posibilitar el abastecimiento de la demanda, considerando las exigencias de calidad y seguridad vigentes, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71<sup>o</sup>-2, o la no realización



de obras en ese período. Además, podrá considerar tanto los proyectos de transmisión troncal contemplados en el estudio de transmisión troncal o los que, sin estarlo, se presenten a la Dirección de Peajes del CDEC por sus promotores.

La Dirección de Peajes deberá acompañar la opinión que sobre las obras propuestas expresen los operadores del sistema de transmisión troncal y los usuarios que hacen o harán uso de dicho sistema y que percibirán un aumento neto de pagos por transmisión en razón de la incorporación de las nuevas instalaciones, indicando los porcentajes del aumento del costo de peaje que les correspondería pagar a cada uno de ellos por cada una de las obras propuestas, en el horizonte de tiempo que señale el reglamento.

La Comisión, en el plazo de 30 días contado desde la recepción de la propuesta de la Dirección de Peajes, presentará el plan de expansión para los doce meses siguientes. Los participantes y los usuarios e instituciones interesadas referidos en los artículos 71<sup>o</sup>-11 y 71<sup>o</sup>-13, dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias al panel de expertos, el que emitirá su dictamen en el plazo de treinta días.

Si no se presentaren discrepancias, o una vez emitido el dictamen del panel de expertos, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República” y sobre la base de la recomendación de la Comisión o del dictamen del panel de expertos, según corresponda, fijará las expansiones del sistema de transmisión troncal para los doce meses siguientes, contados una vez que hayan transcurrido quince días desde su publicación en el Diario Oficial.”

Las ampliaciones de instalaciones existentes corresponden al propietario, las obras nuevas se licitan internacionalmente.

### **1.8.2. Subtransmisión**

La Ley no indica nada al respecto y el respectivo reglamento aún no ha sido publicado.

### **1.8.3. Sistema adicional**

Las expansiones son acordadas entre las partes.

### **1.8.4. Expansiones construidas a riesgo del inversor**

La Ley establece lo siguiente:

“Artículo 71<sup>o</sup>-45.- Cualquier empresa eléctrica interesada en desarrollar, operar o utilizar un sistema

de interconexión entre sistemas eléctricos previamente establecidos podrá, a través de un procedimiento público, convocar a toda empresa eléctrica a un proceso de negociación abierto, con la finalidad de determinar las características técnicas y plazos de entrada en operación de dicho proyecto, así como la participación en el pago anual que se efectuará a la empresa que lo desarrolle, por parte de quienes resulten interesados en su ejecución.

La participación en el mencionado pago anual que haya comprometido cada uno de los interesados conforme lo señalado en el inciso anterior constituirá el derecho de uso que cada uno de ellos poseerá sobre el sistema de interconexión. Tales derechos se mantendrán por el período que resulte de la negociación, que no podrá ser inferior a diez años ni superior a veinte años, al cabo del cual el sistema de interconexión pasará a regirse por las disposiciones generales establecidas en la presente ley. Durante dicho período no se aplicará lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 71<sup>o</sup>-5.

El procedimiento señalado deberá ser transparente y no discriminatorio. Este procedimiento deberá desarrollarse conforme las etapas, plazos y mecanismos de entrega de información que establecerá el reglamento.”

## **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

No existen interconexiones internacionales que vinculen el sistema chileno con el sistema interconectado de otros países.

## **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

En el sistema troncal el costo de las redes necesarias para la conexión de grandes usuarios y generadores a la red existente o de los refuerzos de la red de uso general que se requieren por la entrada de dichos usuarios y generadores se atribuye al solicitante de la conexión. En el sistema adicional, esos costos se determinan por contratos entre privados.

Previo a la conexión física de las nuevas instalaciones del interesado al sistema de transmisión de Transelec, es requisito que se encuentren debidamente acordados y suscritos los siguientes convenios y contratos:

### **i) Convenio de Conexión**

Este convenio no oneroso contiene las condiciones técnicas, legales y comerciales a que estará sujeta la conexión, una descripción de las características físicas de la misma y las responsabilidades de las partes. Estas



condiciones se deben respetar, tanto para la etapa de proyecto (diseño y construcción de las instalaciones de conexión) como para la etapa de explotación de dichas instalaciones.

ii) Convenio de Coordinación de la Operación

Este convenio no oneroso regula la acción de las partes desde el punto de vista de operadores de instalaciones eléctricas que deben coordinar su accionar con el objeto de cautelar la continuidad del suministro, tanto para el interesado, como de otros terceros usuarios de la red. Su ámbito corresponde estrictamente a las instalaciones de ambas compañías en el punto de conexión.

iii) Contrato de arrendamiento de espacio físico y prestación de servicios de instalaciones de uso común

En el evento que el interesado desee emplazar sus instalaciones de conexión dentro de subestaciones de TRANSELEC, se debe firmar este contrato de carácter oneroso, que contempla

el uso del terreno y espacio aéreo para ubicar las instalaciones del Interesado (paños o líneas respectivamente), así como el uso de las instalaciones comunes que requerirán esas instalaciones (barras, servicios auxiliares, malla de puesta a tierra, cercos, etc.). Este contrato debe estar suscrito y comienza a regir al momento de la entrega del terreno para el inicio de las faenas de construcción de las instalaciones del Interesado.

Está previsto que grandes consumidores puedan obtener niveles de confiabilidad de la red de transmisión, superiores al criterio de diseño de la red, contra pagos adicionales.

### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

No hay tratamiento en la regulación de transmisión (sobre 23 kV) para los ingresos del transportista por actividades no reguladas (como uso de la infraestructura de la red eléctrica para telecomunicaciones).

## 6 ECUADOR

### 1.1. Marco Institucional General

De acuerdo a lo establecido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la actividad de transmisión en todo el país se desarrolla bajo un régimen de monopolio a nivel nacional, a cargo de la empresa única de transmisión, la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica – TRANSELECTRIC S.A., cuyo capital es 100% estatal.

Las tensiones de transmisión empleadas son 230 y 138 kV.

Las principales normas y reglamentos aplicables a la transmisión de electricidad:

- Ley de Régimen del Sector Eléctrico -LRSE-.
- Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas.
- Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución.

La LRSE crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y establece la obligación de permitir el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, que está normado en el Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución.

### 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

El precio de mercado, calculado a partir del costo marginal, se determina en una barra física del sistema, conocida como barra de mercado.

Los precios de la energía en cada barra o nodo del sistema, se obtienen a partir del precio de mercado multiplicado por un factor de nodo. Los generadores cobran y los consumidores pagan la energía que producen o consumen en sus respectivos nodos a los respectivos precios.

La remuneración de potencia a los generadores se realiza bajo el concepto de potencia remunerable puesta a disposición y para valorarla se utiliza el precio unitario de potencia (5,7 USD/kW-mes). No se consideran los nodos de la red para remunerar la potencia.

A través de los precios nodales de energía se determina una de las componentes de la remuneración total del transmisor, que corresponde a la remuneración variable, cuyo valor representa en promedio entre 7 y 10% de los ingresos totales del transportista.

### 1.3. Ingresos del transportista

El ingreso total regulado de los transportistas es la suma de las retribuciones de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas del transportista.

#### 1.3.1. Ingresos por remuneración de los activos

Se reconocen los costos de inversión provenientes del programa de expansión optimizado, para un periodo de 10 años.

Mediante un flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión incluidos en la expansión optimizada, y asociados a la demanda máxima correspondiente, se obtienen los costos medios de inversión. El costo de inversión imputable a la tarifa se calcula a partir de anualidades de los costos de inversión. Para el cálculo de las anualidades se toma una vida útil de 45 años para líneas de transmisión y 30 años para subestaciones y la tasa de descuento aprobada por el CONELEC. En el cálculo de la tasa, el CONELEC considera el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido. Para la transmisión, la tasa de descuento fijada por el CONELEC, es de 7.5%.

Los ingresos son calculados en dólares de los Estados Unidos de América, que es la moneda adoptada en el Ecuador. Los principales factores de ajuste en los ingresos reconocidos están relacionados con las variaciones en los activos e inversiones y los costos de operación y mantenimiento en función del índice nacional de precios al consumidor.

La emisión de los pliegos tarifarios se realiza anualmente, hasta el 31 de octubre de cada año. Los reajustes en la tarifa al usuario final se producen cuando los costos de generación, la tarifa de transmisión y el valor agregado de distribución, individualmente considerados, presentan una variación acumulada en el tiempo, superior al 5% en más o en menos de su base de cálculo.





### 1.3.2. Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento

Los ingresos reconocidos al transportista para remunerar los costos de operación y mantenimiento son determinados por el transmisor y sometidos a la aprobación del CONELEC. Para la aprobación se consideran costos estándar.

La moneda de cálculo, plazos de vigencia y los principales factores de ajuste entre revisiones tarifarias son similares a los de los activos.

### 1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red

La calidad del transporte de potencia y del servicio de transporte y conexión en el sistema, se evalúan considerando los siguientes parámetros:

Calidad del transporte de potencia:

- Nivel de voltaje.
- Contenido armónico de voltaje.
- Balance de voltajes.
- Contenido armónico de corriente.
- Balance de corrientes.
- Factor de potencia de la carga.

Calidad del servicio de transporte y conexión:

- Duración de las interrupciones.
- Frecuencia de las interrupciones.

En la Regulación No. CONELEC – 002/06, Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI, se establecen los niveles y procedimiento de evaluación.

En el caso de que se produzca una indisponibilidad forzada en el sistema de transmisión, y que ocasione el despacho de unidades de generación que estuvieron fuera de mérito económico, el sobre costo que se produce en el mercado debe ser cubierto por el transportista. En el caso de indisponibilidades programadas, no se carga ningún sobre costo al transmisor. Lo anterior está establecido en el artículo 20 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

### 1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales

Los conceptos por los que los generadores y demandantes de energía pagan a la transmisión son:

- Cargo por transporte, relacionado con el uso de líneas y subestaciones.
- Remuneración Variable, que está relacionada con la ubicación física de los agentes dentro de la red de transporte que determina los factores de nodo.
- Cargo por conexión relacionado con el uso de instalaciones y equipos que, en forma exclusiva le sirven a un agente del MEM.

El **cargo por transporte**, en el que en la actualidad están incluidos también los cargos de conexión, es cubierto únicamente por la demanda –distribuidores y grandes consumidores-, a través de un valor estampillado. El cargo por transporte es actualmente 3.2 USD/kW-mes, valor que es aplicado a la demanda máxima no coincidente de los distribuidores y grandes consumidores.

Al ser una estampilla, todas las demandas pagan 3.2 USD/kW-mes, en función de su demanda máxima no coincidente. Los generadores no pagan cargo por transporte.

La **remuneración variable**, en términos sencillos, corresponde a la diferencia entre lo que paga la demanda por la compra de energía y lo que recibe la oferta por la venta de energía. En el caso de contratos, se aplica un procedimiento que incorpora una variable adicional en función de la barra en la que se suscribe ese contrato.

Los **cargos de conexión** no se están aplicando en la actualidad.

Para los autoprodutores, la regulación prevé un tratamiento similar al de una demanda para la componente que consume energía, y similar al de un generador del MEM para la componente de generación.

En el caso de que ese autoprodutor tenga excedentes de generación, este puede colocarlos en el mercado a través de los mecanismos de comercialización vigentes en la normativa, y se le aplican las mismas reglas que para un generador, por el excedente que ponga a disposición del mercado.



### **1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales**

Actualmente se están realizando únicamente transacciones internacionales de corto plazo.

Cuando el Ecuador exporta, en el precio de oferta se incluye el componente de transmisión, de la misma manera en que se lo hace para una demanda interna.

Cuando el Ecuador importa, en el precio de oferta del otro país, se incluye la parte correspondiente a transmisión, como si esa demanda fuera parte del otro país.

Los precios de oferta son calculados sobre la base de un pronóstico, pero luego las liquidaciones son realizadas sobre valores ex – post.

### **1.7. Resolución de problemas de congestión en la red**

Existen problemas de congestión, que en la normativa vigente, son tratadas como restricciones operativas, producto de problemas que se presentan en la red de transporte.

El costo marginal de mercado es único en el sistema, determinado en una barra física, y para su cálculo, se considera una red de transporte sin restricciones, es decir no existen precios locales.

### **1.8. Procedimientos de expansión de la red local**

La transmisión es una actividad monopólica, a cargo de la empresa única de transmisión, TRANSELECTRIC.

La obligación primaria de expandir el sistema de transmisión, es de TRANSELECTRIC, sobre la base del plan preparado por dicha empresa, y sometido a la aprobación del CONELEC. Una vez que el plan de expansión es aprobado y publicado por el CONELEC, este debe ser ejecutado obligatoriamente por el transmisor.

En caso que un agente necesite una adecuación de sus instalaciones o que se requiera nueva infraestructura de transmisión, el agente debe solicitar oportunamente al transmisor la inclusión de dichas obras dentro del plan de expansión, lo que se acepta siempre que la obra sea beneficiosa para el sistema, lo cual se comprueba a través de una evaluación técnico – económica.

La expansión del sistema de transmisión se realiza observando los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la normativa, como es el caso de la Regulación sobre los Procedimientos de

Despacho y la Regulación sobre la Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI.

Desde el punto de vista técnico, la expansión se realiza sin ocasionar restricciones o, en caso de existir, para eliminarlas. Para que una obra sea incluida en el plan de expansión, y por lo tanto sea ejecutada obligatoriamente por el transmisor, se evalúa que su impacto económico sobre el sistema sea positivo.

El plan de expansión tiene un horizonte de 10 años, pero con revisiones y actualizaciones anuales, a cargo del transmisor y sujeto a la aprobación del CONELEC.

En la Ley se prevé una excepción por la que un agente puede construir una línea para evacuar y recibir energía desde el sistema. Esto se produce siempre que de la evaluación económica que se realice, se determine que no procede la inclusión de las obras solicitadas por el agente dentro del plan de expansión. En esas circunstancias, el agente cubre el costo de las obras requeridas y debe coordinar el acceso al sistema de transmisión con el transportista.

### **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

En el marco normativo vigente, tanto interno como comunitario de la Comunidad Andina de Naciones, se prevé la participación de la inversión privada en la construcción de los enlaces internacionales.

Se prevé asimismo, que la planificación de los enlaces sea coordinada a nivel regional, a través de los organismos encargados de la planificación en cada país. En el caso del Ecuador, la planificación es realizada por el CONELEC.

Están operando dos enlaces con Colombia y se ha construido, pero no está operativo aún un enlace con Perú. En todos los casos, en el tramo ecuatoriano, los enlaces son de propiedad de TRANSELECTRIC.

Actualmente, las transacciones con Colombia son únicamente de corto plazo. Está pendiente una definición regulatoria sobre el mecanismo de liquidación de los contratos intracomunitarios de electricidad.

Al estar incluidos los enlaces internacionales en el plan de expansión, son remunerados por toda la demanda, tanto interna como externa, bajo el principio de no discriminación.



### **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

Para atribuir a quienes se conectan el costo de las obras de conexión hasta la red preexistente, se realiza una evaluación económica del sistema considerando las obras o adecuaciones requeridas en comparación con la situación en la que las obras o adecuaciones no se realizan. Si los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema, para el primer caso, son menores que para la segunda condición, las obras de conexión se incluyen en el plan de expansión de transmisión, de lo contrario son realizadas a costo del interesado en conectarse.

Está en revisión la normativa que establece los

requerimientos mínimos que deben contener los contratos de conexión entre el transmisor y los usuarios de su sistema. No se suscriben aún tales contratos.

No está previsto en la normativa que grandes consumidores puedan obtener niveles de confiabilidad de la red de transmisión, superiores al criterio de diseño de la red, contra pagos adicionales.

### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

La normativa no prevé ninguna modificación en los ingresos regulados del transportista como resultado de ingresos que obtenga por actividades no reguladas (como uso de la infraestructura de la red eléctrica para telecomunicaciones).

## 7 ESPAÑA

### 1.1. Marco Institucional General

La construcción, explotación, modificación, transmisión y cierre de las instalaciones de transporte requiere autorización administrativa previa en los términos establecidos en la Ley y en sus disposiciones de desarrollo. La autorización administrativa de cierre de una instalación puede imponer a su titular la obligación de proceder a su desmantelamiento.

No existe un monopolio legal a favor de ninguna empresa, si bien, en los últimos años se ha producido la venta de la mayoría de los activos de transporte a favor de Red Eléctrica de España (REE), siendo actualmente propietaria de más del 95% de dichas instalaciones en el ámbito peninsular (las instalaciones de transporte de las islas son propiedad de ENDESA). La gestión de la red de transporte si está encomendada por Ley a REE, sociedad anónima que cotiza en la bolsa de Madrid y cuya titularidad es mayoritariamente privada, si bien un 20% permanece en manos del Estado.

La actividad de transporte está regulada por la Ley 54/97, del Sector Eléctrico, así como por varios Reales Decretos entre los que cabe mencionar, el Real Decreto 2819/1998 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución de energía eléctrica.

La red de transporte de energía eléctrica está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte o de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

El gestor de la red de transporte es responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte en alta tensión, de tal manera que garantice el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes. Asimismo, corresponde al gestor de la red de transporte la gestión del tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español. En todo caso, el gestor de

la red de transporte puede realizar actividades de transporte en los términos establecidos en la Ley.

### 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

El mercado mayorista español no determina precios nodales.

### 1.3. Ingresos del transportista

El coste de la actividad de transporte se determina según lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y, en concreto, por lo dispuesto en el capítulo II.

El coste total reconocido a la actividad de transporte, es el que resulta de la agregación de las retribuciones correspondientes a cada empresa o grupo de empresas, para el conjunto nacional.

Por su parte, la retribución anual reconocida a cada empresa o grupo de empresas "i" en cada año "n" se determina de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$TR_{in} = TR_{1998in} + IINT_{in} + ID_{in}$$

Siendo:

$TR_{1998in}$  Coste reconocido a la empresa "i" en el año 1998, por las instalaciones con entrada en servicio anterior al 31 de diciembre de 1997, actualizado en cada año "n" con el  $IPC_n - X_n$ .

$IINT_{in}$  Coste reconocido a 31 de diciembre de cada año al conjunto de las nuevas inversiones con entrada en explotación posterior al 31 de diciembre de 1997, hasta el año "n-1". Estas inversiones pueden haber sido autorizadas por el procedimiento de concurrencia o de forma directa. En el primero de los casos su coste anual se calcula conforme a las condiciones de adjudicación del concurso. En el segundo, es el coste acreditado a su entrada en explotación actualizado en cada año "n" con el  $IPC_n - Y_n$ .

$ID_{in}$  = Incentivo a la disponibilidad de las instalaciones correspondientes a la empresa "i" en el año "n". Dicho incentivo se determina en cada año "n", para cada empresa "i" en función de la disponibilidad real habida en el año "n-1" de las líneas y máquinas de potencia de esa empresa.

Por Resolución de la DGPEYM de 17 de marzo de 2003, los índices X e Y toman el valor 0,6% para el periodo 2003-2006.

Como se ha mencionado antes, las nuevas inversiones en transporte pueden haber sido



autorizadas por el procedimiento de concurrencia o de forma directa.

La retribución correspondiente a cada instalación de transporte autorizada de forma directa a 31 de diciembre del año siguiente a su puesta en servicio, es fijada de acuerdo con los valores unitarios de inversión, valores unitarios de operación y mantenimiento y otros costes necesarios para desarrollar la actividad de transporte y fórmulas y parámetros fijados por el Ministerio de Industria con criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios.

El Ministerio de Industria fija una valoración específica para aquellas instalaciones autorizadas de forma directa que posean características técnicas singulares. Idéntica consideración tienen aquellas inversiones que impliquen modificaciones de instalaciones existentes siempre que ello suponga un aumento de la capacidad de transporte de esa instalación.

La retribución correspondiente a cada instalación de transporte autorizada de forma directa a 31 de diciembre del año de su puesta en servicio, es el resultado de considerar los costes anuales de inversión y los costes anuales de explotación.

Los costes anuales de inversión de una instalación de transporte autorizada de forma directa a 31 de diciembre del año «n», puesta en servicio el año «n-1» se calculan como la suma de una amortización más una retribución.

La amortización es el resultado del valor de la inversión en el año «n» dividida de la vida útil. El valor de la inversión se calcula aplicando los valores unitarios del anexo II del mencionado Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, a las unidades físicas de la nueva instalación y agregando, en su caso, los sobrecostes de inversión y financieros extraordinarios que haya reconocido la Dirección General de Política Energética y Minas.

Para los despachos de maniobra y centros de control de energía el valor de la inversión se calcula en función del valor efectivo en base a la inversión realizada en el año «n-2».

La vida útil tomada para las instalaciones es de cuarenta años para las líneas, subestaciones y máquinas de potencia, y de catorce para los despachos de maniobra y centros de control de energía.

Por su parte, la retribución de la inversión se calcula aplicando al valor de la inversión la tasa de retribución de la inversión del año «n». Esta tasa se fija por la Dirección General de Política Energética y Minas para períodos máximos de cuatro años. No obstante, si se producen variaciones significativas en las magnitudes macroeconómicas, la Dirección

General de Política Energética y Minas puede proceder a la revisión anticipada de la misma.

Según Resolución de la DGPEYM la tasa de retribución de la inversión anual (Trn) a aplicar a partir del año 2003, se fija como la media anual de los Bonos del Estado a 10 años, más el 1,5 por 100.

Para aquellas instalaciones autorizadas de forma directa que posean características singulares, la Dirección General de Política Energética y Minas fija una valoración específica, así como su vida útil.

El coste anual de explotación de una instalación de transporte autorizada de forma directa a 31 de diciembre del año siguiente a su puesta en servicio se calcula como suma de:

- Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Costes de estructura y circulante.
- Otros costes necesarios para desarrollar la actividad de transporte.

Los costes de operación y mantenimiento, así como los de estructura y circulante asociados a la actividad de transporte se calculan de acuerdo con las fórmulas y valores unitarios establecidos en el anexo IV del mencionado Real Decreto.

#### **1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red**

La calidad de servicio de la red de transporte viene configurada, por los siguientes aspectos:

- La continuidad del suministro. Relativa al número y duración de las interrupciones del suministro a la distribución y a los consumidores directamente conectados a la red de transporte. La continuidad del suministro de energía eléctrica viene determinada por el número y la duración de las interrupciones y se mide por los siguientes parámetros el tiempo de interrupción y por el número de interrupciones.
- Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión. La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión.
- Indisponibilidad de las instalaciones de la red de transporte.
- Niveles de tensión y frecuencia en los puntos frontera del transporte.

Para cada punto frontera de la red de transporte, el tiempo y número de interrupciones de suministro anuales no deben superar los valores que determinan las instrucciones técnicas complementarias correspondientes.



La calidad de suministro en cada uno de los puntos frontera de la red de transporte se mide teniendo en cuenta, entre otros, los siguientes parámetros:

- a) Tiempo de interrupción.
- b) Número de interrupciones.
- c) Frecuencia y tensión.

Los transportistas son responsables de mantener disponibles sus instalaciones cumpliendo con los índices de calidad establecidos.

La disponibilidad de una instalación se expresa por el porcentaje del tiempo total que dicha instalación ha estado disponible para el servicio a lo largo del año. Su cálculo se efectúa a través del Índice de Disponibilidad Individual.

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).

La responsabilidad del transportista en cuanto a la calidad del servicio de la red de transporte se exige por el cumplimiento del índice de disponibilidad (ID) de sus instalaciones, que es incentivado a través del término correspondiente, recogido en la fórmula para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte.

El operador del sistema y gestor de la red de transporte es responsable de los incumplimientos de los niveles de calidad de suministro en los puntos frontera definidos. Dicha responsabilidad afecta también al caso en que los consumidores estén conectados a la red de distribución pero el incumplimiento de los niveles de calidad fuera responsabilidad del operador del sistema o motivado por deficiencias del sistema de transporte.

Los descuentos a aplicar en la facturación de los consumidores directamente conectados a la red de transporte, debidos al incumplimiento de los niveles de calidad de suministro, tienen el mismo tratamiento que el establecido para el caso de los consumidores conectados a la red de distribución.

### **1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales**

El coste de transporte se incluye como parte de las tarifas integrales (de servicio completo) y de acceso (para aquellos clientes que se suministran en el mercado) que son repercutidas a los clientes. A los generadores no se les repercute ninguna tarifa.

En España, desde el 1 de enero de 2003, cualquier cliente puede elegir entre continuar siendo suministrado por su distribuidor zonal a tarifa (integral) regulada que incluye todos los costes del suministro, o puede adquirir la energía en el mercado, bien directamente bien a través de un

comercializador a precio libre y adicionalmente pagar una tarifa de acceso por el resto de los costes regulados (transporte, distribución, etc).

Las tarifas de acceso son iguales para todo el país en cada nivel de tensión y las facturan los distribuidores bien directamente a los clientes finales, bien a los comercializadores que a su vez incorporan dicho coste en el precio acordado con sus clientes.

Como consecuencia de ello, existe un sistema de liquidación de las actividades reguladas (que no incluye la energía) en el que los distribuidores comunican su facturación y ésta se reparte entre los diferentes agentes que realizan actividades reguladas (distribuidores, transportistas, primas a las renovables, etc), en función de sus costes acreditados.

### **1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales**

Los tránsitos internacionales a través de España que tengan su origen y destino en países de la Unión Europea no pagan tarifa alguna. A cambio existe un procedimiento por el que se calcula una compensación entre los distintos países en función del conjunto anual de estos flujos. Esta excepción también puede aplicarse a otros países no comunitarios con los que se establezcan acuerdos de reciprocidad.

En el caso de las importaciones de energía la tarifa a pagar será la que corresponda al usuario final y en el caso de las exportaciones existe una tarifa específica que supone un coste aproximado de 0,14 cts€/kWh.

### **1.7. Resolución de problemas de congestión en la red**

El Real Decreto 2351/2004 regula el procedimiento por el que se resuelven las restricciones técnicas, entendiéndose por tal, cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas.

La resolución se realiza en dos fases. En la primera, el operador del sistema determina las restricciones técnicas, estableciendo las modificaciones del programa necesarias para resolverlas, así como las limitaciones que afecten a las unidades programadas de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema correspondientes, sin llegar a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda. En el caso de identificarse restricciones en la



evacuación de la producción, el operador del sistema establece preferentemente un sistema de limitaciones por zona, o un conjunto de unidades de programación.

En la segunda fase, el operador del sistema realiza las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando, en todo caso, las limitaciones que haya establecido, de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema.

La modificación de los programas se realiza de acuerdo con las ofertas específicas que los agentes vendedores, y en su caso, las centrales de bombeo por sus compras, presentan al operador del sistema por subir o en su caso bajar carga.

Las unidades de adquisición (demanda), a excepción del bombeo, no pueden ver modificada su programación, excepto cuando no existan otros medios para resolver las restricciones o exista riesgo cierto para el suministro nacional, en cuyo caso, las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español (exportación) puede verse afectada.

En lo que respecta a la primera fase, las disminuciones de energía, tanto vendida como adquirida, respecto al programa diario base de funcionamiento se considerarán anulaciones del programa correspondiente, y no generan ningún derecho de cobro u obligación de pago por dicha energía.

Por su parte, los aumentos de energía programada, y realmente producida, sobre el programa diario base de funcionamiento, tanto durante la primera como la segunda fase, como las disminuciones de energía realizadas durante la segunda fase, se retribuyen al precio de las ofertas presentadas expresamente para este servicio.

El coste de resolución de dichas restricciones técnicas es sufragado por los titulares de unidades de adquisición (demanda), en proporción a sus consumos medidos en el período de programación correspondiente. Quedan exceptuadas de esta asignación de costes las unidades de adquisición de bombeo y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

### **1.8. Procedimientos de expansión de la red local**

Como se ha mencionado en el punto 3, las nuevas

inversiones en transporte pueden haber sido autorizadas por el procedimiento de concurrencia o de forma directa. En el caso de que se asignen mediante el procedimiento de concurrencia, la retribución de dichas instalación es la que se deriva de las condiciones de adjudicación del concurso (hasta ahora no se ha empleado este procedimiento).

Para el segundo de los procedimientos la retribución se realiza, de acuerdo con el procedimiento descrito en el punto 3.

El transporte, es la única actividad de las que conforman el suministro eléctrico cuya planificación es vinculante. Red Eléctrica de España, como gestor de la red de transporte y operador del sistema, teniendo en cuenta las propuestas de los demás transportistas, elabora un plan a cinco años que previo informe de la Comisión Nacional de Energía es elevado al Gobierno para su aprobación, con la participación de las Comunidades Autónomas. Dicho plan una vez aprobado por el Gobierno es elevado al Congreso de los Diputados para su aprobación definitiva.

### **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

El procedimiento a aplicar es el mismo del apartado anterior, si bien, es necesario contar con el acuerdo previo del otro Estado.

### **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

Las extensiones de red para conectar a los generadores y, en su caso, a los clientes con la red de transporte, que no estén incluidos en la planificación aprobada por el Gobierno son sufragadas por los promotores de la instalación.

### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

La Ley 54/1997 por la que se regula el Sector Eléctrico dispone la obligación de separación jurídica de cualquier actividad no relacionada directamente con el transporte y la operación del sistema, así como, de cualquier actividad internacional. Asimismo, la retribución acreditada a las instalaciones de transporte debería minorarse de los posibles ingresos netos adicionales que se obtengan como consecuencia de la utilización de dichas instalaciones para otros fines distintos del transporte de energía eléctrica.

## 8 PERÚ

### 1.1. Marco institucional general

En el Perú no existen restricciones de tipo legal ni monopolios a favor de una única empresa de transmisión eléctrica.

La actividad de transmisión puede ser desarrollada por cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

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.

La actividad de transmisión, que no requiera de concesión ni autorización, puede ser efectuada libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

En la actualidad las empresas que participan de la actividad de transmisión eléctrica y el año de inicio de sus actividades son las siguientes.

- Redesur S.A. (1999)
- Consorcio Transmataro S.A. (2003)
- Eteselva S.R.L. (2001)
- Red de Energía del Perú S.A. (REP) (2002)
- Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (2002)

Todas son de capital privado y las instalaciones de transmisión tienen alcance nacional. Las instalaciones de transmisión eléctrica de estas empresas conforman el Sistema de Transmisión Principal del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el cual se extiende a lo largo del territorio del Perú, desde el departamento de Tacna por el sur hasta el departamento de Tumbes por el norte, y enlaza a la mayor parte de las ciudades importantes del país.

Las principales normas aplicables a la transmisión de electricidad son:

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N°009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

- Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación de los Sistemas Interconectados.
- Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.
- Norma "Procedimiento para el Pago de los Costos Eficientes al Coordinador de la Operación del SEIN y a las Entidades Delegadas".
- Norma "Criterios, Metodología y Formularios para la Presentación de Propuestas de los Sistemas Secundarios de Transmisión".
- Norma "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión a la entrada de nuevas centrales de generación".
- Norma "Formularios, Plazos y Medios para el Suministro de Información de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional".
- Norma "Módulos Estándar de Inversión para la Regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión".
- Norma "Procedimiento para la Determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los Sistemas Secundarios de Transmisión".

Las tarifas de transmisión eléctrica están sujetas a regulación de precios. La Ley de Concesiones Eléctricas establece que los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros (open access), quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

### 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

El precio spot de la energía está determinado por el costo de la energía de la última planta que opera en el sistema como resultado del despacho económico del sistema (costo marginal).



Los precios spot no afectan a los ingresos totales regulados del transportista.

### 1.3. Ingresos del transportista

Los sistemas de transmisión remunerar a través de las tarifas reguladas la anualidad de los costos inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento correspondientes a un Sistema Económicamente Adaptado (SEA)<sup>5</sup>.

**Costo Total = Anualidad Inversión + Costos de Operación y Mantenimiento**

La Anualidad de Inversión es calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), su vida útil (30 años) y la tasa de actualización (12% anual).

#### 1.3.1. Ingresos por remuneración de los activos

Los activos de la transmisión eléctrica se remunerar a través de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (aVNR) del "sistema económicamente adaptado" a la demanda, que corresponde al costo de abastecer la demanda de transporte al menor costo de mercado.

La anualidad del valor nuevo de reemplazo se calcula considerando su vida útil y la tasa de actualización correspondiente fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%).

La anualidad del valor nuevo de reemplazo del Sistema Principal de Transmisión se calcula en dólares.

#### 1.3.2. Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento

El Costos de Operación y Mantenimiento (CO&M) se determina a partir de la valorización de los costos de operación, mantenimiento, gestión y seguridad eficientes para toda una empresa en su conjunto, debido a que existen procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociadas a todas las instalaciones de la misma.

El costo de la operación y mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión se calcula anualmente en dólares.

### 1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red

Los indicadores considerados en la calidad del servicio de la red de transmisión considerados en la regulación son la tensión y frecuencia eléctricas:

- El indicador de calidad de tensión, evalúa la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración; es la diferencia ( $\Delta V_k$ ) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega ( $V_k$ ) y el valor de la tensión nominal (VN) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - VN) / VN \cdot 100\%;$$

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el  $\pm 5.0\%$  de las tensiones nominales de tales puntos.

- El indicador de calidad de la frecuencia evalúa la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración; es la Diferencia ( $\Delta f_k$ ) entre la Media ( $f_k$ ) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal ( $f_N$ ) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema:

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\%$$

### 1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales

#### 1.5.1. Cargos por el empleo del Sistema Principal de Transmisión

Los generadores y demandantes de energía del sistema interconectado nacional pagan el costo de transmisión Sistema Principal de Transmisión mediante el denominado "Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión" y mediante el "Ingreso Tarifario".

$$\text{Costo Total} = \text{Ingreso Tarifario} + \text{Peaje}$$

<sup>5</sup> El SEA es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.





El Ingreso Tarifario se calcula en función de la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el respectivo peaje. El Ingreso Tarifario (IT) de energía del Sistema Principal de Transmisión se determina con el modelo PERSEO; asimismo, el ingreso tarifario de potencia se obtiene a partir del producto precio básico de potencia anual y la diferencia entre los factores de pérdidas marginales de potencia calculados para cada elemento de transmisión.

Dado que el Ingreso Tarifario no cubre el 100% del costo de transmisión, se determina un cargo complementario que es el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.

$$\text{Peaje} = \text{aVNR} + \text{COyM} - \text{IT}$$

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y los costos anuales de operación y mantenimiento eficientes, es decir, se reconocen costos estándares en base a la noción de un Sistema Económicamente Adaptado a la demanda.

Los peajes del Sistema Principal de Transmisión se fijan cada año en soles al tipo de cambio de la fecha de fijación; y sus fórmulas de actualización consideran el tipo de cambio y el índice de precios al por mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

A continuación se transcribe el artículo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (tomada de la página web de Osinerg) que trata de la recaudación del Peaje por Conexión.

“Artículo 137º.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de la Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del artículo 47º de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el artículo 79º de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61º de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores

en proporción a la recaudación por Peaje por Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

a) Se determina la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del artículo 111º del Reglamento;

b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;

c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:

I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;

II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;

d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden. Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el artículo 111º del Reglamento.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

### **1.5.2. Cargos por el empleo de Sistemas Secundarios de Transmisión**

Los generadores o demandantes que requieran de instalaciones de transmisión distintas a las que conforman el sistema principal de transmisión para conectarse con él, remuneran dichas instalaciones (Sistemas Secundarios de Transmisión) según los criterios siguientes.

Los generadores que requieren del uso de instalaciones de transmisión eléctrica y/o subestaciones, distintas a las que conforman el sistema principal de transmisión, para conectarse al





sistema principal de transmisión, pagan el peaje por transmisión secundaria de dichas instalaciones, el cual es regulado por el OSINERG.

Los demandantes de energía que requieran del uso de instalaciones de transmisión eléctrica y/o subestaciones, distintas a las que conforman el sistema principal de transmisión, para retirar energía desde las barras del sistema principal de transmisión, pagan el peaje de transmisión secundaria de dichas instalaciones el cual es regulado por el OSINERG.

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas establece el procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los Sistemas Secundarios de Transmisión, el cual indica lo siguiente:

- a) Las instalaciones destinadas a transportar electricidad proveniente de centrales de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión, serán remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores, los cuales pagarán una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las instalaciones. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales, aplicando una tasa de actualización mensual que utilice para su determinación la Tasa de Actualización anual (12%) a que hace referencia el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Las instalaciones destinadas a transportar electricidad desde el Sistema Principal de Transmisión hacia una concesionaria de Distribución o consumidor final, serán remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente, la cual pagará el 100% del Costo Medio anual de las instalaciones. El Costo Medio anual, a ser remunerado por la demanda, es igual al ingreso tarifario esperado más el peaje secundario, determinados para el Sistema Secundario de Transmisión económicamente adaptado. El ingreso tarifario esperado se determina con los factores de pérdidas marginales de potencia y energía correspondientes. A partir del peaje secundario se define el peaje secundario unitario, como el cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario será agregado a los Precios en Barra de Potencia de Punta y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda.
- c) Para los casos excepcionales que no se ajustan a las reglas generales establecidas anteriormente, el OSINERG define la asignación de compensaciones a la generación o la demanda o en forma compartida entre la demanda y

generación. Para lo cual toma en consideración el uso y/o beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

### 1.5.3. Autoprodutores

No existe tratamiento especial para los autoprodutores conectados a la red.

### 1.5.4. Ejemplos de cargos de transmisión

A título de ejemplo, se presentan valores numéricos de los cargos por empleo de la red de transmisión. El tipo de cambio en agosto de 2006 era aproximadamente de 3.23 S/. por dólar.

A junio del 2006 un concesionario de distribución de Lima debe pagar 12,06 S/. /kW-mes por concepto de peaje de conexión al sistema principal de transmisión.

Un gran consumidor en Alta Tensión ubicado en la zona de concesión de Edelnor (Lima Norte) debe pagar, además del peaje de conexión al sistema principal de transmisión, el peaje por transmisión secundaria el cual es de 0,5176 ctm. S/./kW.h.

Para las instalaciones secundarias de transmisión, por ejemplo, la empresa de generación Edegel S.A.A. paga a Red de Energía del Perú S.A., las compensaciones por el uso de las instalaciones secundarias en la subestación Santa Rosa, de acuerdo con lo que se indica en el cuadro siguiente (resolución OSINERG N°065-2005-OS/CD):

Descripción Elemento	Compensación Mensual (Nuevos Soles/Mes)
Celda de Llegada L-2001 (L.T.Huinco – Santa Rosa)	25 905
Celda de Llegada L-2002(L.T.Huinco – Santa Rosa)	25 905
Celda de Conexión Grupo Generador UTI	17 763

### 1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales

No se han implementado aún estos mecanismos.

### 1.7. Resolución de problemas de congestión en la red

Se han observado problemas de congestión en las redes de transmisión, por lo que el marco regulatorio de la transmisión eléctrica se está revisando para atenderlos.

No existen precios spot locales para la transmisión eléctrica.



### **1.8. Procedimientos de expansión de la red local**

No existen mecanismos específicos para decidir las expansiones del sistema de transmisión. Sin embargo, existe un proyecto de Ley denominado “Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, el cual distingue las instalaciones existentes de las instalaciones construidas a partir de la vigencia de la Ley. Para las instalaciones existentes se reconocerá el esquema de tarifas y compensaciones vigente, manteniéndose las proporciones de los cargos a los generadores y a los usuarios y respetándose, además, lo dispuesto en los contratos de concesión vigentes hasta su expiración. Para las instalaciones nuevas se incorporará una nueva clasificación que depende de su inclusión o no en el Plan de Transmisión, estableciéndose las características de dichas instalaciones y el mecanismo para su remuneración.

No están implementadas las condiciones para las “merchant lines”.

### **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

No se ha implementado en el marco regulatorio un procedimiento específico de planificación para la expansión de interconexiones.

Existe un proyecto de interconexión con Ecuador cuyo desarrollo se está completando.

El desarrollo estuvo a cargo de Red Eléctrica del Perú. La primera etapa en la parte peruana que comprende la construcción de la L.T: Zorritos – Zarumilla (100 km de longitud aproximadamente y SE en Zorritos) corresponde a uno de los compromisos

de inversión asumido por REP, cuando ganó la concesión para operar las redes del SEIN operadas por las empresas estatales ETECEN y ETESUR.

A la fecha no se han realizado aún transacciones por esa interconexión.

La empresa Red Eléctrica del Perú (REP) recibe la anualidad de la inversión del tramo de línea de interconexión de su propiedad el cual está incluido en el costo de transmisión del sistema interconectado nacional.

### **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

No existen costos adicionales a los descritos anteriormente para el sistema principal de transmisión y sistemas secundarios de transmisión.

Todos los cargos de conexión a la red de transmisión son regulados por el OSINERG.

El marco regulatorio vigente no contempla que grandes consumidores puedan obtener niveles de confiabilidad de la red de transmisión, superiores al criterio de diseño de la red, contra pagos adicionales.

### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

Los ingresos del transportista por actividades distintas del servicio público de transporte (como uso de la infraestructura de la red eléctrica para telecomunicaciones) no están regulados ni tienen tratamiento especial.

En el marco regulatorio vigente, la existencia de dichos ingresos no regulados no reduce el monto total de los ingresos regulados.



## 9 URUGUAY

### 1.1. Marco institucional general

El sistema eléctrico de Uruguay, consta de una malla central de 500 kV, de 771 km de longitud, constituida básicamente por dos líneas de transmisión que vinculan las centrales de generación hidráulica y la interconexión con Argentina, en el noroeste y centro del país, con los principales centros de consumo en el sur del país, y en particular Montevideo; y de líneas zonales de 150 kV, de una longitud total de 3358 km. Existe también un pequeño tramo de 11 km en 230 kV, 60 Hz, entre la Estación de Conversión de Frecuencia de Rivera (Uruguay) y la estación Livramento 230 kV en Brasil.

No existen cuellos de botella significativos en la transmisión que afecten de manera permanente la optimización del despacho.

El organismo regulador es la URSEA, Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua.

Las normas vigentes crean un mercado eléctrico mayorista y establecen el libre acceso a las redes de transmisión.

La actividad de transporte eléctrico está regida por la ley de Marco Regulatorio 16832, del año 1997 y por el Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica (RT) aprobado por el Poder Ejecutivo (PE) en Junio de 2002 (Decreto PE N°278/002).

En sus aspectos metodológicos aplicables a la determinación de las tarifas de transmisión, el RT del año 2002 modifica los criterios que regían hasta entonces, aprobados por el Poder Ejecutivo en 1999 (Decreto PE N° 22/999). Hasta que se aprueben nuevos valores de peaje calculados con la metodología del RT, siguen vigentes, con carácter transitorio, los peajes de transmisión determinados en el Decreto PE N°22/999. En el presente documento se describe la metodología de cálculo de peajes vigente, es decir la contenida en el RT, si bien como se indicó, aún no existen peajes aprobados por el PE en base a la misma.

La red de transmisión es de propiedad de la empresa estatal UTE, integrada verticalmente, con la excepción de las líneas y estaciones de 500 kV que interconectan la central binacional Salto Grande a los sistemas de transmisión de Uruguay y Argentina y a ambos países entre sí.

Por el RT, UTE tiene la obligación de realizar las expansiones de "Beneficio General" de la red de transmisión de tensiones menores a 500 kV, la

denominada Transmisión Zonal. Se denominan de "Beneficio General" las ampliaciones de la red cuyos beneficios para el conjunto del sistema superan a sus costos de inversión y O&M. Para dichas expansiones, es obligatorio que UTE aporte los fondos de inversión, opere y mantenga las instalaciones. Por el contrario:

- la realización de nuevas interconexiones internacionales debe resultar de una licitación pública
- la realización de las llamadas Ampliaciones de Uso Exclusivo puede estar a cargo de los interesados
- para la construcción de las redes de 500 kV, UTE puede optar por distintas modalidades previstas en el RT, en alguna de las cuales la empresa no resulta propietaria de las mismas, recurriendo a un Subcontratista del Trasmisor que aporta los fondos.

Los reglamentos de la ley de Marco Regulatorio y en particular el Reglamento de Transmisión no se han aplicado aún en su totalidad y se encuentran en proceso de adaptación e implantación paulatina.

### 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

El marco regulatorio prevé la existencia de precios de nodo de la energía, distintos según el punto de la red de transmisión. Los factores de nodo son calculados a partir de las pérdidas marginales por abastecer dicho nodo a partir del nodo mercado situado en la estación Montevideo A 500 kV.

Uno de los componentes del ingreso del transportista, el llamado Ingreso Tarifario resulta de las diferencias de valor a precios spot de las inyecciones y extracciones de energía de la red de transporte. No obstante el valor que tome esta componente no cambia los ingresos totales reconocidos al transportista.

### 1.3. Ingresos del transportista

El RT prevé mecanismos distintos para remunerar las instalaciones existentes a la puesta en funcionamiento del mercado y las ampliaciones.

**Para las instalaciones existentes** a la puesta en funcionamiento del mercado se le remunera al transportista la suma de:

- Una anualidad a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones existentes, calculada con una vida útil de 30 años, a la tasa de retorno regulada de la transmisión.

La tasa de retorno regulada se calcula mediante el método WACC.

- Los costos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, correspondientes a una empresa eficiente, cuyo cálculo se debe basar en comparaciones internacionales (benchmarking). Estos costos anuales se expresan como un porcentaje del VNR de las respectivas instalaciones.
- Otros gastos, incluso tributos.
- Un monto de compensaciones por confiabilidad, que es el que el correspondiente pagar a una empresa eficiente en su operación y mantenimiento, dado el mecanismo de descuentos incluido en el régimen de calidad de servicio.

Estas remuneraciones deben ser determinadas por el Poder Ejecutivo por un período de cuatro años, junto con sus fórmulas de reajuste que deben incluir índices representativos de los principales precios que inciden en los costos. El RT prevé también una reducción anual de costos reconocidos a ser determinada por estudios comparativos, por concepto de mejoras de eficiencia.

**Para las instalaciones nuevas**, y durante el período de amortización (de duración no mayor a 15 años), se le reconoce a UTE y a sus subcontratistas una remuneración que depende del papel respectivo que hayan cumplido. Si UTE aporta el capital para la misma, la remuneración por la inversión es una anualidad del monto de las obras calculada a la tasa de retorno regulada. En todo caso las remuneraciones del subcontratista son las que resulten de la licitación realizada por UTE para adquirir sus servicios. Una vez finalizado el período de amortización, las instalaciones nuevas se remuneran como las existentes a la puesta en funcionamiento del mercado eléctrico.

#### **1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red**

El RT prevé la existencia de un régimen de descuentos a los ingresos del transportista por indisponibilidad de los equipos.

La remuneración del transportista incluye, como se indicó antes, un monto de compensaciones por confiabilidad, que corresponde a las compensaciones

que tendría, por una calidad de servicio promedio, una empresa eficiente en su operación y mantenimiento. Una calidad de servicio inferior a la estándar significará una reducción de ingresos, en tanto una mayor calidad implicará mayores ingresos.

#### **1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales**

##### **1.5.1. Metodología establecida en el Reglamento de Transmisión del año 2002**

En este punto se describe la metodología vigente para el cálculo de los cargos por el uso del sistema de transmisión, si bien como se indicó antes, hasta el presente el Poder Ejecutivo no ha aprobado las tarifas correspondientes.

Los conceptos por los cuales los usuarios de la red de transporte deberían pagar por la misma son:

- Ingreso Tarifario (en forma implícita en la comercialización de energía a precio de nodo)
- Peajes de Localización, pagados por los generadores y demandas conectadas en la Transmisión Central
- Peajes de Potencia, pagados por las demandas conectadas en la Transmisión zonal
- Cargos de Conexión

La Transmisión Central consisten esencialmente en las redes de 500 kV y transformadores 500/150 kV. La Transmisión Zonal en las redes de 150 kV.

El **Ingreso Tarifario** resulta de la existencia de precios spot de nodo distintos, debido a la aplicación de factores de nodo.

Los **Peajes de Localización** buscan cobrar a los usuarios afectados por el mismo, de acuerdo a la intensidad de uso de las redes de interconexión (es decir líneas, transformadores y sus elementos de maniobra).

Para calcular los peajes de localización, el RT prevé la simulación mediante flujos de carga de hasta nueve escenarios típicos para cada año, representativos de año seco, medio y húmedo y de demanda baja, media y máxima. Para cada escenario se determina el flujo  $F_{le}$  por el elemento  $l$  de la red en dicho escenario, y las generaciones y las demandas en cada nodo de la red.

En la metodología se determina la matriz de flujos incrementales  $\beta$ , en la que el elemento  $\beta_{lk}$  es el aumento en el flujo en MW en el elemento  $l$  (en un sentido prefijado), cuando aumenta la generación en el nodo  $k$  en 1 MW, y aumenta la demanda en el nodo mercado (Montevideo A 500 kV) para compensar dicho aumento de generación.





A los efectos de las fórmulas siguientes, el monto de peaje de localización correspondiente a las demandas en el nodo  $k$  se denota con  $CPEAJELOC_k(D)$  y el correspondiente a las generaciones en el nodo  $k$  se denota con  $CPEAJELOC_k(G)$ .

$$CPEAJELOC_k(G/D) = \sum_l \left[ VN_l x \left( \frac{ABS(F_{max_l})}{CAP_l} \right) x \sum_e \left[ \frac{T_e}{8760} x USO_{lk}(G_e/D_e) \right] \right]$$

Siendo:

$USO_{lk}(G_e) = \frac{FI_{lk}(G_e)}{FIT_{le}}$ , el uso que realiza la generación del nodo  $k$ , del elemento  $l$ , para el estado operativo  $e$

$USO_{lk}(D_e) = \frac{FI_{lk}(D_e)}{FIT_{le}}$ , el uso que realiza la demanda del nodo  $k$ , del elemento  $l$ , para el estado operativo  $e$

$FI_{lk}(G_e) = MAX \left[ 0, G_e x \beta_{lk} x \left( \frac{ABS(F_{le})}{F_{le}} \right) \right]$ , el Flujo de Potencia Activa

Incremental, en MW, en el elemento  $l$ , producido por la generación del nodo  $k$ , en el estado operativo  $e$

$FI_{lk}(D_e) = MAX \left[ 0, -D_e x \beta_{lk} x \left( \frac{ABS(F_{le})}{F_{le}} \right) \right]$ , el Flujo de Potencia Activa

Incremental, en MW, en el elemento  $l$ , producido por la demanda del nodo  $k$ , en el estado operativo  $e$

$FIT_{le} = \sum_k [FI_{lk}(G_e) + FI_{lk}(D_e)]$ , el Flujo Incremental Total, en MW, en el elemento  $l$ , correspondiente al estado operativo  $e$

Donde:

$e$ : es cada uno de los estados operativos que caracteriza la operación

$T_e$ : es la duración, en horas, asignada a cada estado operativo  $e$

$F_{le}$ : es el flujo de potencia activa, en MW, correspondiente al elemento  $l$  en el estado operativo  $e$

$F_{max_l}$ : es el máximo flujo de potencia activa, en MW, correspondiente al elemento  $l$

Este mecanismo se caracteriza porque:

- Del costo anual de cada elemento  $l$  de la red de interconexión, se pasa a peajes de localización una fracción  $ABS(F_{max_l})/CAP_l$  igual al porcentaje de la capacidad del elemento que es utilizado cuando el mismo tiene su máxima carga en los escenarios considerados.
- Cada escenario es ponderado según su duración relativa  $T_e/8760$ .
- Un elemento  $l$  de la red contribuye en el escenario  $e$  al peaje de localización de una demanda o una generación situadas en el nodo  $k$  de la red, cuando un incremento de dicha demanda o generación, contribuye a aumentar el flujo en el elemento  $l$  en dicho escenario  $e$ . Esa contribución al peaje es proporcional al  $\beta$

respectivo y al monto total  $D$  o  $G$  de la demanda o generación en el nodo  $k$  en dicho escenario  $e$ .

- Los generadores pagan peajes de localización según su uso esperado de la red en el conjunto de los escenarios simulados, y no por la generación real que tiene lugar.

El peaje de localización así calculado permitiría recuperar aproximadamente un 15% del costo anual total de la red de interconexión. Ver "Informe sobre Tarifas Técnicas de Transmisión- Remuneración del Transmisor", publicado en el sitio web de URSEA:

[http://www.ursea.gub.uy/carga.php?l=24&p=http://www.ursea.gub.uy:8080/web/docs.nsf/Informes\\_Web\\_E?OpenView](http://www.ursea.gub.uy/carga.php?l=24&p=http://www.ursea.gub.uy:8080/web/docs.nsf/Informes_Web_E?OpenView)

Existe un **Peaje por Potencia** por la Transmisión Central y otro por la Transmisión Zonal, expresados en dólares por MW. Los Peajes por Potencia de cada etapa de la red permiten recuperar los costos de la red de interconexión de dicha etapa que no son recuperados por Ingreso Tarifario y Peaje de Localización de la misma.

Los Peajes por Potencia se cobran a los consumidores en proporción a su demanda máxima. Los consumidores conectados en la Transmisión Zonal pagan los peajes de potencia de ambas etapas y los conectados en la Transmisión Central sólo los de esta etapa.

Los **Cargos de Conexión** remuneran los costos típicos (anualidad de inversión y costos de operación y mantenimiento) de los equipos de conexión a la red de transmisión empleados por generadores y demandas. De haber equipamientos de conexión compartidos, los usuarios cuyo uso tiende a cargar los equipos, pagan los cargos de conexión en proporción a su capacidad de generación o demanda máxima anual según se trate de un generador o una demanda.

### 1.5.2. Valores numéricos de tarifas por el uso del sistema de transmisión vigentes en forma transitoria

Como se indicó anteriormente, en tanto no se calculen los nuevos peajes de transmisión de acuerdo con la mitología del RT del año 2002, siguen vigentes los peajes de transmisión determinados en el Decreto PE N°22/999.

Los peajes están expresados en US\$/kW.mes y se cobran por la potencia representativa ( $pr$ ) de generadores y demandas.

La potencia representativa del generador es la que corresponde a la potencia media de su generación esperada para el año, la cual resultará como promedio según las crónicas hidrológicas, de las



energías anuales con que dicho generador resulta despachado en los modelos de optimización hidrotérmica aplicados en la programación de la operación del sistema. Finalmente la potencia representativa resulta de asociar a la generación esperada una potencia de acuerdo con el factor de carga del sistema (generalmente 0.6), con máximo igual a la potencia instalada del generador.

La potencia representativa de una demanda es el máximo de potencia consumida en los últimos 12 meses en el período representativo (período del año en que se registran los máximos de carga del sistema de transmisión), con excepción de las demandas de clientes libres en 60 y 30 kV para las que la potencia representativa es el máximo entre el valor anterior y el 80% de su potencia contratada.

A continuación se presentan valores numéricos de los mismos para algunos usuarios de la red, a título de ejemplo:

- Generador térmico en el principal centro de carga (inyectando en el anillo de 150 kV de Montevideo) 1.948 US\$/kW(pr).mes
- Generador hidráulico que emplea el sistema de 500 kV para conectarse con el centro de carga 1.536 US\$/kW (pr).mes
- Distribuidor o gran consumidor en el centro de carga (extrayendo en el nivel 30 kV de subtransmisión en Montevideo) 7.245 US\$/kW (pr).mes

### **1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales**

Los contratos firmes de importación y exportación pagan peajes de localización calculados de manera semejante que los peajes de demandas y generadores locales, con la excepción de que a los efectos del cálculo los contratos se representan como extracciones o inyecciones de potencia constante e igual a la potencia contratada, localizadas en el nodo frontera donde tiene lugar el intercambio.

Los contratos de exportación pagan peaje de potencia por la Trasmisión Zonal si corresponde, pero no pagan peaje de potencia por la Trasmisión Central.

Las importaciones y exportaciones ocasionales pagan un peaje por MWh que se calcula tomando el cargo mensual que pagaría una generación o demanda local respectivamente de potencia 1 MW, ubicada en el mismo nodo, y dividiéndolo entre 730 horas.

### **1.7. Resolución de problemas de congestión en la red**

No existen derechos de congestión o de capacidad firme para la capacidad en el sistema de transmisión interno del país.

Si se producen restricciones en la red de transmisión, las mismas dan lugar a la aparición de precios de nodo locales.

En la actualidad no existen restricciones significativas en la red de transmisión que den lugar a congestiones.

### **1.8. Procedimientos de expansión de la red local**

El marco regulatorio prevé la realización de una planificación de la transmisión a cargo de UTE y de otros transportistas que reciban concesiones en el futuro, sujeta a la aprobación del Regulador. Como resultado de ese plan se determinan las Ampliaciones de Beneficio General, que son las incluidas en el plan.

Los mecanismos para ejecutar las ampliaciones dependen del destino de las mismas.

#### **1.8.1. Red de beneficio general**

El Regulador examina, propone ajustes y aprueba anualmente los planes de expansión de la red elaborados por UTE, como transportista a cargo de la red de beneficio general. UTE puede optar por varias modalidades para ejecutar la ampliación, que varían según: i) si UTE aporta los fondos para la inversión, ii) si UTE realiza la operación y mantenimiento.

- Si UTE aporta los fondos para la construcción recibe por las inversiones un canon anual regulado. UTE debe elegir el subcontratista que construirá las instalaciones mediante una licitación. El canon que remunera la inversión realizada por UTE se calcula como una anualidad, a la tasa de retorno regulada para la transmisión, del precio resultante de la licitación.
- Si UTE opera y mantiene las nuevas instalaciones, recibe como retribución un canon anual regulado por ese concepto.
- Si UTE no aporta los fondos de inversión, ni opera y mantiene las instalaciones, debe realizar una licitación competitiva para seleccionar al subcontratista que realizará esas funciones a cambio de un canon anual.

Para la ampliación de la transmisión zonal (redes de tensión menor a 500 kV), es obligatorio que UTE



aporte los fondos de inversión, opere y mantenga las instalaciones.

### **1.8.2. Expansiones por requerimiento particular de usuarios**

Estas expansiones son las construidas por usuarios de la red, por iniciativa propia y asumiendo el usuario los costos respectivos. En caso de que las instalaciones resulten prestando servicio público de transporte para terceros, deben dar lugar a una concesión y al pago de peajes por parte de los restantes usuarios, a aquél que ha construido la instalación.

### **1.8.3. Ampliaciones de Uso Exclusivo**

Son las que un agente emprende a su costo y para su uso exclusivo, como las instalaciones de conexión. Si las líneas requeridas tienen una longitud superior a 10 km, las conexiones se deben construir en la modalidad Ampliaciones por Requerimientos Particulares.

### **1.8.4. Ampliaciones menores**

Son aquéllas cuyo monto de inversión es menor a cierto monto, fijado en un millón de dólares y que amplían instalaciones preexistentes. Las mismas son construidas por el transportista respectivo, quien puede pactar su remuneración con los usuarios, o bien solicitar al regulador que apruebe la inversión y la incluya en el mecanismo general de peajes.

## **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

Para la construcción de interconexiones internacionales se prevé que los agentes interesados que tengan acordados contratos de importación o exportación, se presenten ante el Regulador, para que éste apruebe la construcción de las instalaciones de interconexión y licite la construcción, operación y mantenimiento de la misma, que se concede a un transportista de interconexión internacional, que recibe a cambio el pago de un canon.

La reglamentación establece derechos de transmisión firme (DTF) para las interconexiones internacionales existentes y a construirse. Los derechos de transmisión firme permiten al propietario de los mismos el uso prioritario de las instalaciones y la realización de contratos a través de las interconexiones, y lo obligan al pago de una cuota parte del canon que recibe el transportista internacional. Está previsto que el uso ocasional por parte de terceros de las interconexiones esté sujeto

al pago de peajes a los propietarios de los respectivos DTF.

Además del procedimiento anterior, por iniciativa de usuarios solicitantes, el Poder Ejecutivo, puede determinar el otorgamiento de una concesión a un Trasmisor de Interconexión Internacional, por el procedimiento de iniciativa privada para la concesión. En este caso, el pago del canon es asignado a los Participantes Consumidores en proporción a su potencia máxima consumida.

Para la interconexión Rivera-Livramento con Brasil, los derechos de transmisión firme se asignan inicialmente a UTE. Esta interconexión fue desarrollada por UTE y Eletrosul e inaugurada en 2001 antes de la entrada en vigor del nuevo marco regulatorio, con el propósito de aprovechar el beneficio por el comercio de energía de oportunidad. UTE adquirió los compromisos financieros para su construcción y la parte brasileña debe reintegrar a UTE la mitad de los costos resultantes.

La interconexión con Argentina entró en servicio en 1980 en el marco de la construcción de la central binacional de Salto Grande (por lo tanto también antes de la existencia de la ley de Marco Regulatorio). La reglamentación actual prevé que cuando la evolución del sistema haga prever que la capacidad de la misma no permita cubrir todos los requerimientos, el Despacho Nacional de Cargas realice una licitación pública internacional para asignar esa capacidad, mediante un pago.

## **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

Para el acceso al sistema de transmisión por parte de un agente del mercado que desea interconectar sus instalaciones a dicho sistema, y hacer uso del derecho de libre acceso, el interesado debe tramitar ante el transmisor una solicitud de acceso, acompañada de los estudios técnicos que justifiquen que de aceptarse la solicitud, se mantendría el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo del sistema (descritos en la reglamentación). Dentro de los 10 días de presentada la solicitud, el transmisor debe notificar al interesado y al Despacho Nacional de Cargas la aprobación o rechazo. El Despacho Nacional de Cargas debe verificar la factibilidad técnica de la conexión del nuevo agente. Si el acceso fuese desaprobado, el Regulador se pronuncia definitivamente dentro de un plazo de 20 días.

Las obras nuevas de la red de transmisión necesarias para la conexión, en la medida en que sean de uso exclusivo y no estén incluidas en el plan de obras de beneficio general se construyen bajo la



modalidad Ampliaciones de Uso Exclusivo, ya descrita y a costo del interesado.

### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

La regulación prevé que cuando las instalaciones de transmisión son utilizadas para actividades no reguladas, se remunerará sólo una proporción de las mismas por la remuneración regulada por el servicio de transmisión.

Dicha proporción se determina cada año como el cociente entre los ingresos brutos que se prevén por el servicio de transmisión y la suma de estos mismos más el 60% de los ingresos brutos por actividades no reguladas, previstos para el siguiente año.

La diferencia entre los ingresos brutos por actividades no reguladas previstos y reales se debe tomar en cuenta para las estimaciones del año siguiente.



## 10 VENEZUELA

### 1.1. Marco institucional general

El sistema troncal de transmisión en Venezuela está constituido con la participación de dos empresas propiedad del Estado venezolano: EDELCA y CADAPE. También tienen participación en menor extensión (por la longitud de sus líneas) otras empresas como ENELVEN y La Electricidad de Caracas.

EDELCA Y CADAPE tienen un alcance nacional y su área geográfica no está delimitada. ENELVEN y La Electricidad de Caracas tienen un alcance regional, dentro de sus respectivas áreas de cobertura.

Las tensiones de transmisión normalizadas son 765, 400 y 230 kV. El sistema de 115 kV también se considera transmisión, aunque la nueva Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE), que no ha entrado en plena vigencia aún, considera que este nivel de tensión debe ser tomado como parte del sistema de distribución. Algunas empresas como la Electricidad de Caracas han considerado dentro de sus activos de Distribución su sistema de 230 kV.

Las principales normas que rigen el sector eléctrico son:

- La LOSE
- El Reglamento de la Ley del Servicio Eléctrico
- El Decreto No. 368, que fija las Normas para la determinación de las tarifas
- El Contrato de Interconexión suscrito entre las Empresas EDELCA, CADAPE, La Electricidad de Caracas y ENELVEN
- Las disposiciones transitorias de la LOSE, y los artículos 69 y 71 del Decreto No. 1.558, como complemento a las normas para el cálculo de las tarifas.

La LOSE prevé la existencia de un mercado mayorista y regulación para el acceso de terceros a la red de transporte, si bien estas disposiciones no están aún en vigencia y existe una propuesta por parte del Ejecutivo Nacional de modificar las normas.

### 1.2. Incidencia de la red de transporte en la formación de precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista

No existe un mercado spot y precios spot de la energía.

### 1.3. Ingresos del transportista

El Decreto No. 368 establece que la remuneración de la actividad del servicio eléctrico, se calcula según el método de la Inversión Inmovilizada, teniendo la empresa derecho a una rentabilidad sobre el Activo Neto Promedio de cada año y sobre una porción del Capital de Trabajo, acorde con el riesgo del negocio. Los artículos 69 y 71 del decreto No.1.558 complementan la norma anterior.

El concepto por el cual se percibe el ingreso está determinado por la energía transmitida.

La remuneración está determinada por la rentabilidad aceptada al Activo Fijo Neto Promedio y se toman en cuenta todos los costos y gastos de la actividad para determinar los ingresos totales regulados:

$$\text{Ingresos Totales} = r \times \text{AFNPR} + \text{tres meses de Capital de Trabajo (GO\&M)} + \text{Costos y Gastos asociados}$$

Donde:

r es la rentabilidad

AFNPR es el Activo Fijo Neto Promedio Revaluado (toma en cuenta una revaluación por efecto de la inflación)

En el caso de la transmisión la rentabilidad se ha establecido en el orden del 4%, de acuerdo con los lineamientos establecidos por el organismo regulador.

Los costos aplicados son los costos contables reconocidos por el regulador.

La moneda de cálculo y pago es el bolívar y los plazos de vigencia establecidos para cada cuadro de tarifas son de cuatro años, con un factor de ajuste de precios FAP, aplicable semestralmente, según las variaciones de las variables macroeconómicas (inflación y tasa de cambio Bs./ USD), con respecto a las que se estimaron para el cálculo de los cuadros tarifarios.

### 1.4. Calidad del servicio y multas o reducciones de ingresos del transportista por indisponibilidades de su red

El Ministerio de Energía y Petróleo (Menpet), antes MEM, está actualmente elaborando las normas de calidad para la actividad de Transmisión.



Los indicadores o mejor dicho, los niveles de servicio, son registrados por el Comité de Operación de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), según los términos del Contrato de Interconexión.

En la actualidad no existe un régimen de reducciones de ingresos o multas por indisponibilidad de instalaciones del transportista.

### **1.5. Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas locales**

No existen en la tarifa regulada cargos separados por el uso de la red de transmisión.

Sólo en los casos de clientes con muy alta demanda, como es el caso del sistema de industrias pesadas de la CVG y Minera Loma de Níquel, se establecen contratos bilaterales con precios no regulados acordados entre las partes y que incluyen los costos de generación. Esto aplica también para algunas instalaciones petroleras. El precio establecido en esos contratos bilaterales contempla globalmente la energía generada y los cargos por transmisión no se discriminan.

El único gran autoproducer actual en Venezuela es GENEVAPCA con 300 MW y su disponibilidad parcial a la red de CADAPE no contempla cargos por transmisión por el uso de la red.

### **1.6. Cargos por el empleo de la red de transporte nacional por la realización de transacciones internacionales**

En el caso de los intercambios entre Venezuela y Brasil, los términos del comercio están contenidos en el Contrato de Servicio Eléctrico suscrito entre EDELCA (Venezuela) y ELETRONORTE (Brasil), que tiene una vigencia de 20 años, con un suministro de potencia firme de hasta 200 MW.

Se establece un cargo único por energía que se actualiza anualmente por el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América. Adicionalmente, se establecieron 20 cuotas fijas que ELETRONORTE deberá pagar a EDELCA para amortizar los costos de la construcción del sistema de transmisión en el territorio venezolano, más un cargo anual por concepto de costos de O&M del sistema venezolano que también se actualiza anualmente por el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América.

El cargo por energía está asociado a los costos de generación. Los costos de amortización se corresponden con el monto de la inversión destinada a hacer posible el suministro de potencia contratada y

el cargo de O&M está asociado con el costo promedio de los costos por este concepto.

### **1.7. Resolución de problemas de congestión en la red**

En el suroccidente del país se presentan casos de congestión debido a que la demanda debe ser suplida por redes de 230 y 115 kV, cuya capacidad está por debajo los límites de transmisión en horas pico.

### **1.8. Procedimientos de expansión de la red local**

Actualmente, las empresas planifican y ejecutan sus expansiones de transmisión de acuerdo con sus propios planes, los cuales son evaluados en OPSIS.

La LOSE establece un procedimiento de planificación indicativa a través del Menpet. La LOSE establece que la planificación del servicio eléctrico es competencia del Poder Nacional en los términos establecidos en la ley orgánica para la Ordenación del Territorio, con sujeción al Plan Nacional de Ordenación del Territorio y al Plan de Desarrollo Económico y Social. El Ministerio de Energía y Petróleo, formulará el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional, el cual tendrá carácter indicativo.

Cada empresa es responsable de las expansiones en su respectiva área o de acuerdo con los clientes que le soliciten aumentos, ya sean particulares o distribuidoras. Los contratistas constructores se eligen de acuerdo con licitaciones públicas, según la Ley de Licitaciones vigente.

No existen "merchant lines".

### **1.9. Procedimientos de expansión de las interconexiones internacionales**

El artículo 8 de la LOSE establece:

"Los intercambios internacionales de electricidad en alta tensión están sujetos a la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con lo previsto en el Reglamento de esta Ley, así como de las instituciones pertinentes del Poder Nacional. Estos intercambios no deberán desmejorar la calidad y la continuidad del servicio, ni incrementar el precio de la energía en el mercado nacional.

Parágrafo Único: "Los intercambios internacionales de electricidad se circunscriben en los procesos de integración energética en América Latina y el Caribe y se corresponden con los marcos legales e institucionales de los países de la Región, con la optimización global de recursos y con la planificación operativa de los sistemas eléctricos nacionales."





En el caso de la interconexión existente con Brasil, el proyecto fue desarrollado por EDELCA partiendo de la necesidad de satisfacer la demanda eléctrica asociada al desarrollo del sector minero localizado en el sur del estado Bolívar en Venezuela, con una extensión hasta la población fronteriza de Santa Elena de Uairén. Esto permitió, dentro del marco de cooperación binacional, la interconexión con la red de ELETRONORTE.

Como se indicó anteriormente el comercio se realiza por un contrato de potencia firme de hasta 200 MW, que genera los ingresos para la empresa propietaria de la interconexión.

#### **1.10. Costos adicionales por la conexión a la red de grandes usuarios y generadores**

Los grandes consumidores pueden exigir niveles de confiabilidad diferentes a los criterios de diseño y pagan por ello, de acuerdo con lo que se establezca en los contratos bilaterales.

#### **1.11. Ingresos por actividades no reguladas**

La LOSE establece en su artículo 6, párrafo primero que “El uso de las instalaciones de transmisión y distribución para fines no eléctricos deberá contabilizarse en forma separada, de manera que facilite la imputación de los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos relacionados con ese uso.” Hasta el presente no está establecida una reducción de ingresos regulados por ese concepto.

## TABLA COMPARATIVA POR PAÍS SOBRE MARCO REGULATORIO VIGENTE

### MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Tensiones de transmisión	Troncal 500 kV, Distribución troncal entre 400 kV y 132 kV	230, 115 y 69 kV	750, 500, 440, 345, 230 y 138 kV en CA y 600 kV en CC. La Red Básica comprende las tensiones desde 750 a 230 kV.
Cantidad y propiedad de las empresas	Un único operador para la transmisión troncal en 500 kV (TRANSENER) y monopolios regionales para distribución troncal. Todas íntegramente privadas con excepción de dos distribuidoras troncales con participación provincial.	No existe monopolio y operan cuatro empresas, TDE e ISA Bolivia, de alcance nacional y MERELEC y San Cristóbal de alcance local. Todas íntegramente privadas.	Existen gran número de transportistas públicas y privadas. Las redes principales son en su mayor parte de empresas controladas por la estatal ELETROBRAS.
Papel del transportista en la regulación	Existe un mercado mayorista de energía (MEM) desde 1992 con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.
Incidencia de la red en la formación del precio spot	Existen precios spot por nodo para la energía y la potencia puesta a disposición. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales a partir del Nodo Mercado, Ezeiza 500 kV. Se definen precios spot locales en caso de congestión en la red.	Existen precios spot por nodo para energía y potencia de punta. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales.	Existen precios spot (precios de liquidación de diferencias) en cada uno de cuatro submercados, calculados sin incluir restricciones de transmisión dentro de cada submercado.
Remuneración al transportista por red preexistente	Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (REET) determinada en la privatización como el valor promedio de ingresos variables por diferencias de precios de nodo. Remuneración por Capacidad de Transporte (RCT) y Remuneración por Conexión, determinadas en la privatización como el costo estándar de operar y mantener las redes de transporte y conexión respectivamente.	Se remunera los costos anuales de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. La inversión se remunera por una anualidad calculada a la tasa 10% con 30 años de vida útil. El costo anual reconocido de operación, mantenimiento y administración es el 3% del valor de la inversión.	La inversión se remunera la depreciación de los activos brutos más una rentabilidad sobre los activos netos, calculada a la tasa de retorno regulada. La tasa de retorno regulada se estima por el método WACC. Se remuneran unos costos operativos eficientes estándar.



## MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	<b>ARGENTINA</b>	<b>BOLIVIA</b>	<b>BRASIL</b>
	A partir de 2005 se han renegotiado las remuneraciones de TRANSENER, previamente congeladas en pesos por la Ley de Emergencia Económica de enero de 2002 y se están renegotiando las de las restantes empresas.		
Remuneración por redes nuevas	Canon anual igual al monto solicitado por el adjudicatario, durante un período de amortización.	Remuneración resultante de la licitación pública para la expansión.	Para las ampliaciones autorizadas por resolución específica (sin subasta), se remunera una anualidad de la inversión autorizada a la tasa de retorno regulada, más costos de operación. Para las ampliaciones licitadas mediante subasta pública (leilao) se paga el valor solicitado por el ganador de la subasta.
Plazos de vigencia y ajuste de remuneraciones para instalaciones existentes	Se previó un recálculo cada cinco años. En la actualidad tienen lugar procesos de renegociación.	Cuatro años de vigencia con ajustes semestrales.	
Régimen de calidad de servicio	Existen penalizaciones que no pueden superar el 10% de ingreso anual ni el 50% del ingreso mensual.	Existen penalizaciones por Frecuencia y Duración Media de Desconexiones de cada componente, que afectan hasta el 10% de ingreso por cada componente.	Están previstos los indicadores de calidad de servicio y el regulador ANEEL establecerá en breve descuentos en el ingreso del transportista en función de la disponibilidad de las redes.
Ingresos por actividades no reguladas		La existencia de ingresos por actividades no reguladas no afecta el ingreso regulado.	En la ley y los contratos de concesión están previstos mecanismos para el reparto con los consumidores de los beneficios por actividades no reguladas.

## MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR
Tensiones de transmisión	500, 230 Y 220 kV	500, 220, 154, 110 Y 66 kV	230 y 138 kV
Cantidad y propiedad de las empresas	No existe un monopolio legal. La principal empresa es ISA (70% de la red), y única de alcance nacional, de propiedad mixta. Existen varias empresas del alcance regional.	No existe un monopolio legal. No obstante la casi totalidad de la red pertenece a la empresa privada HQI Transelec Chile.	Existe un monopolio nacional a cargo de Transelectric, cuyo capital es 100% estatal.
Papel del transportista en la regulación	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y la Comisión Resolutiva Antimonopolio obligó a la desintegración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.
Incidencia de la red en la formación del precio spot	Existe un único precio spot de energía para toda la red. No existen diferentes precios nodales.	Existen precios spot por nodo para energía y potencia de punta. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales.	Existen precios spot por nodo para la energía. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales. El precio de potencia de punta es único en la red.
Remuneración al transportista por red preexistente	Los activos eléctricos existentes al 31/12/1999 y los nuevos que cumplan 25 años de vida reciben: -la anualidad del Valor de Reposición a nuevo calculada para 25 años de vida útil y tasa de descuento 9% empleando costos unitarios estándar. -costo reconocido de operación y mantenimiento igual al 3% o 2.5% del VNR según sea una zona con o sin contaminación. Los activos no eléctricos se remuneran por el 5% de la remuneración de activos eléctricos y los terrenos por 8% del valor catastral.	Transmisión troncal: Las instalaciones existentes se remuneran por el AVI (anualidad del valor nuevo de inversión) calculada al 10% sobre costos estándares más el COMA (costo de operación, mantenimiento y administración) calculado sobre costos estándar. Subtransmisión: Se remunera el AVI, pero sólo para las instalaciones económicamente adaptadas, y el COMA.	Se remunera al transportista: -Un costo medio por los activos, calculado de modo que se cubra el costo de los activos estimado mediante un flujo de fondos descontado en el que se incluyen las inversiones del programa óptimo de expansión, y un costo estándar de operación y mantenimiento. Para el cálculo de anualidades de costo de activos se toma vida útil 45 años para líneas y 30 para estaciones y tasa 7.5%. -Un costo estándar de operación y mantenimiento.



## MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR
Remuneración por redes nuevas	Las redes nuevas (llamadas activos de convocatoria) se remuneran por el ingreso pedido por el adjudicatario de la licitación para determinar el propietario encargado de su construcción y operación.	Transmisión troncal: Se remunera el valor ofertado por la oferta ganadora en el concurso para determinar la empresa que construye y explota las nuevas instalaciones.	
Plazos de vigencia y ajuste de remuneraciones	Para los activos existentes, cada 5 años se hace un recálculo tarifario. Para los activos de convocatoria la vigencia es 25 años, la moneda es el dólar y se actualizan por el PPI de Estados Unidos.	Las remuneraciones para instalaciones existentes se recalculan cada cuatro años.	Los pliegos tarifarios se calculan anualmente.
Régimen de calidad de servicio	Existen metas de disponibilidad anual para cada tipo de elemento de la red. El incumplimiento de las metas implica el pago de compensaciones que reducen el monto del Cargo por Uso.	Existen metas para índices de frecuencia y duración de las interrupciones. La normativa habilita sanciones y compensaciones a los usuarios afectados (equivalentes al duplo del valor de la energía no suministrada, valorizada a costo de racionamiento).	Existen metas de calidad del transporte y de continuidad del servicio (duración y frecuencia de interrupciones). Los sobrecostos de generación por indisponibilidad forzada de transmisión se cargan al transportista.
Ingresos por actividades no reguladas	Su existencia no reduce el monto de la remuneración regulada.	No hay un tratamiento específico para el tema, por lo que su existencia no reduce el monto de la remuneración regulada.	La normativa no prevé reducciones en los ingresos regulados por ingresos de actividades no reguladas.



## MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Tensiones de transmisión	220 y 138 kV	500 y 150 kV	765, 400, 230 y 115 kV
Cantidad y propiedad de las empresas	No existe un monopolio, operan cinco empresas de transmisión, todas de capital privado.	Existe una transportista estatal UTE propietaria de la mayor parte de la red, y la entidad binacional CTM Salto Grande es propietaria de la red de 500 kV de interconexión con Argentina. UTE tiene la obligación de expansión (construcción y operación) de las redes de transmisión de tensión menor a 500 kV que sea de "beneficio general".	El sistema troncal es propiedad en su mayor parte de dos empresas estatales Edelca y Cadafe. Otras empresas como Enelven y Electricidad de Caracas tienen participación menor en la red.
Papel del transportista en la regulación	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía. 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.	Se está implementando un mercado mayorista de energía con libre acceso y con remuneraciones específicas para el transporte. Está permitida la integración vertical del transportista y UTE está integrada verticalmente en generación, transmisión y distribución.	En la actualidad existen empresas integradas verticalmente, sin separación de la función del transporte. La Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE) prevé la existencia de un mercado mayorista de energía con libre acceso. Existe una propuesta del Poder Ejecutivo de modificar estas normas.
Incidencia de la red en la formación del precio spot	Existen precios spot por nodo para energía y potencia de punta. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales.	Se prevé la existencia de precios spot por nodo de la energía, y que los factores de nodo de energía se calculen por las pérdidas marginales tomando como nodo mercado Montevideo A 500 kV.	No existe un mercado spot operativo.



## MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Remuneración al transportista por red preexistente	Se remunera los activos por la anualidad de inversión a valor nuevo de reemplazo, calculada para 30 años de vida útil y tasa 12%, para un “sistema econonómicamente adaptado” (SEA). Se remunera un costo estándar de operación y mantenimiento del SEA.	Se remunera la inversión por la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, calculado con vida útil 30 años, a una tasa determinada por el método WACC. Se remunera un costo estándar de operación, mantenimiento y administración expresado como un % del VNR.	Se remuneran las instalaciones existentes en todo el sector, incluso las de transmisión, por su costo contable. El ingreso cubre los costos incluso la depreciación, tres meses de capital de trabajo y una rentabilidad del 4% sobre el Activo Fijo Neto Promedio Revaluado.
Remuneración por redes nuevas		Durante el período de amortización de 15 años se reconoce una remuneración que cubre los costos de la obra. Si la obra es propiedad de UTE se remunera una anualidad de la inversión ejecutada a la tasa de retorno regulada. Si la instalación es de un inversor privado se remunera el canon solicitado por éste en la licitación competitiva.	
Plazos de vigencia y ajuste de remuneraciones	Los costos se estiman anualmente y se calculan en dólares.	Las remuneraciones por la red existente se calculan cada cuatro años.	La vigencia de los cuadros tarifarios es de cuatro años, con ajustes semestrales por inflación y tipo de cambio.
Régimen de calidad de servicio	Se consideran indicadores de calidad de tensión y frecuencia.	Se prevé la existencia de descuentos a la remuneración por indisponibilidad de equipos.	Se está elaborando actualmente las normas de calidad de servicio.
Ingresos por actividades no reguladas	No hay un tratamiento específico para el tema, por lo que su existencia no reduce el monto de la remuneración regulada.	Se reduce la remuneración regulada en función de los ingresos previstos por actividades no reguladas.	La LOSE prevé la contabilización separada de estos ingresos. Hasta el presente no se consideran para reducir los ingresos regulados.

## MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	<b>ESPAÑA</b>
Tensiones de transmisión	400, 220, 150, 132 y 110 kV
Cantidad y propiedad de las empresas	Si bien no existe monopolio legal, más del 95% de la red es propiedad de Red Eléctrica de España (REE), sociedad anónima con 20% de participación del Estado. La gestión de toda la red está a cargo de REE.
Papel del transportista en la regulación	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía. 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).
Incidencia de la red en la formación del precio spot	Existe un único precio spot para toda la red.
Remuneración al transportista por red preexistente	<p>Por las instalaciones con entrada en servicio anterior al 31/12/1997 se paga un costo reconocido actualizado cada año por el IPC menos un factor X de eficiencia del 0.6%.</p> <p>Por las instalaciones entradas posteriormente y realizadas por autorización directa del regulador se remunera.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-activos según valores unitarios estándar, por la depreciación en 40 años más una tasa sobre activos netos igual al 1.5% por encima de los bonos del estado.</li> <li>-costos estándar de operación y mantenimiento.</li> <li>-factor de eficiencia Y anual de 0.6%.</li> </ul> <p>Por las instalaciones entradas después del 31/12/97 y ejecutadas por procedimientos competitivos se remunera conforme a la oferta ganadora.</p>
Remuneración por redes nuevas	Igual al caso anterior.
Plazos de vigencia y ajuste de remuneraciones	Las remuneraciones se recalculan anualmente.
Régimen de calidad de servicio	Existe un incentivo a la disponibilidad en la remuneración de los activos. Existen metas para la duración y número de interrupciones y la frecuencia y tensión. Se aplican descuentos en las tarifas producto de las multas por incumplimiento del transportista.
Ingresos por actividades no reguladas	La ley prevé que las actividades no reguladas deben estar jurídicamente separadas, y la reducción de las remuneraciones reguladas por la existencia de ingresos por actividades no reguladas.



## CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSIÓN DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	<b>ARGENTINA</b>	<b>BOLIVIA</b>	<b>BRASIL</b>
Cargos a los agentes locales	<p>Remuneración Variable Total (RVT) por Energía Eléctrica Transportada: los agentes contribuyen al pago por las diferencias de precios de nodo de energía y potencia</p> <p>Cargo por Conexión: los agentes pagan por sus equipos de conexión a la red.</p> <p>Cargo Complementario: la diferencia REET (ver tabla anterior) + RCT – RVT se recauda entre agentes en proporción a su participación en el uso de las instalaciones, determinado por el método de áreas de influencia, con barra flotante en el Nodo Mercado.</p>	<p>Ingreso Tarifario: ingreso por diferencia de valores de precios spot de energía y potencia de punta entre nodos. Cubre el 8% de los ingresos reconocidos.</p> <p>Peaje: cubre el 92% restante para completar el ingreso reconocido. Los generadores pagan el 25% de los Peajes en proporción a la energía inyectada. Los Distribuidores y Consumidores no regulados pagan el 75% de los Peajes en proporción a la Potencia de Punta demandada.</p>	<p>Las cargas y generadores pagan peajes diferentes en cada nodo, según la Metodología Nodal que refleja los costos marginales de largo plazo de una extracción o inyección marginal. Adicionalmente se paga una parcela de ajuste igual para todos los agentes en R\$/MW, para complementar el peaje anterior de modo de cubrir el ingreso total reconocido a los transportistas.</p>
Cargos por el uso de la red local por transacciones internacionales	La importación paga como una generación adicionada al MEM y la exportación como una demanda al MEM.	La importación paga como una generación y la exportación como una demanda. Hasta el presente no existen interconexiones.	La importación paga como una generación y la exportación como una demanda.
Determinación de la expansión	El gobierno nacional y las provincias impulsan las obras principales desde 2002. Los participantes del mercado pueden tomar iniciativa para proponer obras por Acuerdo de Partes o Concurso Público.	La ley dispone la realización de un Plan Referencial, pero no existe plan aprobado. Se recurre a la programación a cuatro años del CNDC (organismo encargado del despacho).	El plan de expansión determinativo es elaborado por la EPE (Empresa de Pesquisa Energética).



**CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSIÓN DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES**

	<b>ARGENTINA</b>	<b>BOLIVIA</b>	<b>BRASIL</b>
Procedimientos de expansión de la red local	<p>Acuerdo de Partes: agentes del MEM celebran contrato con la Transportista o un Transportista Independiente y se hacen cargo de los costos de construcción y operación.</p> <p>Concurso Público: las obras son realizadas mediante licitación abierta y pagadas por todos los beneficiarios determinados por un método de áreas de influencia.</p>	<p>Los transportistas solicitan licencias de transmisión que son otorgadas mediante licitación pública si existe concurrencia de solicitudes.</p>	<p>La expansión de la red principal se realiza mediante licitaciones públicas en las que se determina el transportista encargado de la construcción y operación de la nueva instalación.</p>
Procedimientos de expansión de la interconexión internacional	<p>Los agentes del MEM con preacuerdos de contratos internacionales solicitan otorgamiento de concesión de transporte de interconexión internacional, por concurso público o acuerdo de partes. La interconexión con Brasil se desarrolló por este procedimiento. La interconexión con Uruguay se construyó con fondos públicos con motivo de la construcción de la hidroeléctrica binacional Salto Grande.</p>	<p>Las interconexiones se realizan de acuerdo a las políticas del Poder Ejecutivo.</p>	<p>Las interconexiones con Argentina y Venezuela se desarrollaron a raíz de contratos firmes de importación, que cubrieron los costos de la interconexión. La interconexión con Uruguay se desarrolló para intercambios de oportunidad y los costos se cubren por mitades.</p>





### CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSIÓN DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR
Cargos a los agentes locales	<p>Los generadores no pagan por uso de la transmisión. Los comercializadores pagan un cargo por uso estampillado nacional, con diferenciación horaria, por MWh extraído de la red para la demanda, sin diferenciación por el nivel de tensión en que se toma.</p> <p>Los cargos por uso en abril de 2006 (para un tipo de cambio de 2375 \$/US\$) son aproximadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-demanda máxima 8.95 US\$/MWh</li> <li>-demanda media 7.57 US\$/MWh</li> <li>-demanda mínima 5.99 US\$/MWh</li> </ul>	<p>Transmisión troncal:</p> <p>Lo que no cubren los ingresos por diferencias de precios de nodo, se paga mediante peajes. Se define el área de influencia común (AIC) dentro de la transmisión troncal, como el mínimo conjunto de instalaciones entre dos nodos, tales que la inyección y demanda entre ellos superen el 70% de los totales del sistema y que se maximice el cociente (%de inyecciones en AIC respecto al total del sistema / % de valor de inversión en AIC respecto al total del sistema).</p> <p>Por las instalaciones del AIC los generadores pagan el 80% de los peajes y las cargas el 20%. Por las instalaciones troncales fuera del AIC pagan los generadores si el flujo es entrante hacia al AIC y las demandas si es saliente del AIC, en proporción a su uso esperado.</p>	<p>Se aplican:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cargo por transporte estampillado para toda la red, de 3.2 US\$/kW mes, aplicable a las demandas (distribuidores y grandes consumidores) por su potencia máxima. Los generadores no pagan cargos por transporte.</li> <li>- Remuneración variable por diferencias de precios de nodo.</li> <li>- Están previstos cargos de conexión, pero no se aplican en la actualidad, y los costos de conexión se incluyen en el cargo por transporte.</li> </ul>
Cargos por el uso de la red local por transacciones internacionales	<p>Los enlaces internacionales existentes con Ecuador son remunerados por los agentes comercializadores (demanda incluso demanda internacional) por el cargo por uso, como los restantes activos de uso. Los enlaces con Venezuela son remunerados como activos de conexión según los contratos firmes que se realizan por ellas. La regulación posibilita que nuevos enlaces internacionales que no hagan parte del plan de expansión sean remunerados como activos de conexión, con cargos fijados por el regulador.</p>	<p>No existe reglamentación al respecto.</p>	<p>Las exportaciones spot pagan como las demandas internas. Las importaciones spot desde países vecinos incluyen los costos de transmisión del país vecino. No se realizan aún contratos.</p>



### CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSIÓN DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	<b>COLOMBIA</b>	<b>CHILE</b>	<b>ECUADOR</b>
Determinación de la expansión	La expansión es resuelta de forma centralizada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en un plan de 10 años de horizonte. No están previstos mecanismos descentralizados de expansión.	La Comisión Nacional de Energía (CNE) encarga cada cuatro años la realización de un plan con horizonte al menos 10 años.	El transportista Transelectric realiza un plan de 10 años de horizonte, revisado anualmente, que requiere aprobación del CONELEC.
Procedimientos de expansión de la red local	Las ampliaciones son licitadas y los proponentes ofertan un Ingreso Anual Esperado. Se adjudica al proponente con menor valor esperado de ingreso en 25 años.	Las ampliaciones son licitadas y se adjudican al oferente que pida un menor valor anual de remuneración. Los usuarios interesados pueden acordar con un transportista la construcción pagando precios negociados por las partes.	Transelectric tiene la obligación primaria de expansión de la red. Un agente puede construir a su cargo líneas para conectarse al sistema si no están contenidas en el plan de expansión.
Procedimientos de expansión de la interconexión internacional	La planificación de interconexiones está a cargo de la UPME.	No existen hasta el presente interconexiones internacionales con el sistema interconectado de Chile.	La planificación de interconexiones está a cargo del CONELEC junto a las autoridades de los países vecinos de la Comunidad Andina de Naciones. La interconexión con Colombia fue realizada por Transelectric en el tramo en territorio de Ecuador. Los costos de las interconexiones son pagados por la demanda.



### CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSIÓN DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Cargos a los agentes locales	<p>Sistema Principal (SP). Se cobra un Peaje de Conexión, que complementa el Ingreso Tarifario del transportista (resultante de las diferencias en la valoración a la Tarifas en Barra, de la energía inyectada y extraída). El Peaje de Conexión unitario es estampillado para toda la red, y es recaudado de los generadores, quienes pagan en proporción a la demanda máxima coincidente de los clientes abastecidos por contratos con el generador. Sistemas Secundarios de conexión al SP. Los pagan los generadores o demandas que emplean dichos sistemas.</p>	<p>Activos de interconexión: el Ingreso Tarifario (por diferencias de valor a precios spot entre retiros e inyecciones), se complementa con: -Peajes de localización pagado por todos los generadores y las cargas en 500 kV, según su grado de uso esperado de la red, (que se calcula por inyecciones y extracciones marginales, con barra flotante Montevideo A 500 kV). - Peajes de Potencia que deben pagar las demandas conectadas a la transmisión zonal (150 kV) según su demanda máxima. Activos de conexión: se remuneran por Cargos de Conexión.</p>	<p>No existe en la tarifa a los usuarios finales regulados, ni en los contratos con unos pocos grandes consumidores, un cargo separado por transmisión.</p>
Cargos por el uso de la red local por transacciones internacionales	<p>No se han implementado aún.</p>	<p>Los contratos de importación y exportación pagan cargos fijos según la potencia contratada, análogos a los de generadores y demandas (respectivamente) de igual potencia  Importaciones y exportaciones spot pagan por MWh inyectado o retirado, con un cargo unitario igual al de un generador o demanda de potencia 1 MW constante en el mes, dividido 730 horas.</p>	<p>No hay un tratamiento general en la regulación. En el contrato de exportación a Brasil entre Edelca y Eletronorte, se establece un único cargo por energía que cubre todos los costos del vendedor.</p>



### CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSIÓN DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Determinación de la expansión	No existe un plan de transmisión de carácter determinativo. En la privatización realizada entre 1998 y 2002 quedaron establecidas obras de expansión obligatorias.	Se prevé que UTE y los transportistas que ingresen en el futuro realicen un plan para determinar las obras de beneficio general que debe aprobar el regulador.	Actualmente las empresas elaboran sus propios planes, que son evaluados por el OPSIS (organismo coordinador de la operación). La LOSE prevé un procedimiento de planificación indicativa.
Procedimientos de expansión de la red local		Las obras de beneficio general y tensión menor a 500 kV (transmisión zonal) deben ser construidas y operadas por UTE. Las obras de beneficio general de 500 kV que UTE no ejecute deben ser licitadas y el adjudicatario recibe el canon anual ofertado. Los particulares pueden realizar expansiones "por requerimiento particular" a su cargo, que pueden dar lugar a peajes si son usadas por terceros.	Cada empresa realiza las expansiones incluidas en su plan y aprobadas por OPSIS.
Procedimientos de expansión de la interconexión internacional	La interconexión con Ecuador estuvo a cargo de Red Eléctrica del Perú, la mayor transportista, como parte de uno de los compromisos de inversión en la privatización.	Se prevé que los interesados que tengan acuerdos por contratos de importación y exportación, obtengan permiso del regulador, quién licita la construcción en forma competitiva. La interconexión existente con Argentina fue construida con fondos públicos con motivo de la construcción de la hidroeléctrica binacional Salto Grande. La interconexión con Brasil fue construida por UTE para comercio de excedentes de oportunidad.	La LOSE prevé la autorización del Ministerio de Minas (ahora MENPET) para las transacciones internacionales. La interconexión existente con Brasil fue desarrollada por Edelca para una exportación en un contrato firme.



## CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSIÓN DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	<b>ESPAÑA</b>
Cargos a los agentes locales	Los costos de transporte se cargan sólo a las demandas. Los generadores no pagan tarifas de transporte. Las tarifas de transporte para las demandas son iguales para todo el país, y difieren sólo según el nivel de tensión.
Cargos por el uso de la red local por transacciones internacionales	Las exportaciones pagan una tarifa de 0.14 cts de euro por kWh. Los tránsitos internacionales a través de España con origen y destino en los países de la Unión Europea no pagan peajes. Existe un procedimiento de compensaciones entre países que determina las mismas según el conjunto anual de esos flujos.
Determinación de la expansión	Red Eléctrica de España realiza un plan a cinco años que previo informe de la Comisión Nacional de Energía, es aprobado por el Gobierno, y tiene carácter vinculante.
Procedimientos de expansión de la red local	Las expansiones pueden realizarse por autorización directa o por procedimientos competitivos.
Procedimientos de expansión de la interconexión internacional	El procedimiento es el mismo que para las redes locales, si bien con el acuerdo del otro Estado.





## Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

---

### **Actividades realizadas**

- **Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Documento de Análisis y Discusión – Setiembre 2005**
- **Foro Internacional: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional - Julio, 13-15/ 2005, Lima - Perú**

Foro con presencia de Reguladores, Delegados Empresariales, Especialistas, Inversores, Agentes del Mercado y público en general.
- **Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica: Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas - Documento de Análisis y Discusión - 2004**

El documento describe las principales interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica: sus aspectos técnicos, razones que dieron motivo a su concreción, marco legal y comercial, derechos y responsabilidades de los inversores, resultados de la interconexión, lecciones aprendidas y recomendaciones para futuros proyectos.
- **Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2003.**

Presenta los puntos relevantes de la normativa con impacto en la rentabilidad del negocio de distribución
- **Foros Virtuales en varios temas - 2003**

Complementado la actividad que se llevó a cabo en el 2003, se realizaron foros virtuales vía Web en diversos temas.
- **Conferencia: La Crisis en el Sector Eléctrico Sudamericano (transmisión en vivo, vía Web, con el apoyo de la Universidad Internacional de Florida - FIU) - 2003, Uruguay**

Conferencia Virtual en vivo y en transmisión simultánea vía Web. La conferencia se llevó a cabo utilizando una tecnología informática de vanguardia y con la participación de la Universidad Internacional de Florida (FIU) – Centro para la Energía y Tecnología de las Américas (CETA).
- **Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2002**

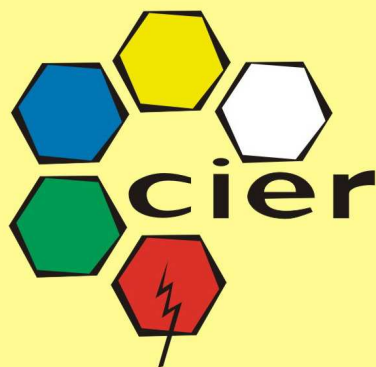
Presenta los puntos trascendentes de la regulación que incentiva la expansión de los sistemas.
- **II Seminario Internacional: Regulación, Acceso al Mercado y Competencia - 2002, Asunción - Paraguay**

Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- **Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001**

Primer trabajo del Grupo CIER 08 con lo cual se realiza un relevamiento completo del marco legal y reglamentario del sector para los países de la CIER y España.
- **I Seminario Internacional: Regulación, Acceso a los Mercados y Competencia en el Sector Eléctrico Sudamericano - 2001, Santiago - Chile**

Fueron tratados temas tales como: desempeño de los Mercados Mayoristas, la competencia por clientes servidos desde redes de distribución, la seguridad y calidad de servicio, el caso California, la protección del medio ambiente, la protección de la competencia y la coyuntura del sector eléctrico brasileño.
- **Integración y constitución del Grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" con el cometido de analizar de manera interdisciplinaria la regulación sectorial - 2000**

Se integra el grupo de trabajo con la coordinación técnica del Ing. Helio Mitsuo Sugai de la empresa COPEL. El grupo esta formado por aproximadamente 30 especialistas de los países de la CIER y España.



**COMISIÓN DE INTEGRACIÓN  
ENERGÉTICA REGIONAL**

Br. Artigas 1040, 11300 Montevideo - Uruguay  
[www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)