



## Informe

# Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión

Síntesis de los Principales Aspectos Económicos de la Regulación

Sector de Energía Eléctrica

Sudamérica, Centroamérica y República Dominicana

### Transmisión

**Secretaría de la CIER**  
Grupo de Trabajo CIER 08  
Regulación del Sector Eléctrico  
Coordinación Internacional del Área Corporativa

Marzo de 2015



## COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

### Autoridades de la CIER

#### Presidente

Ing. Jorge Arturo Iporre Salguero

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

Ing. Osvaldo Ernesto Arrúa

Argentina - CACIER

Bolivia - BOCIER

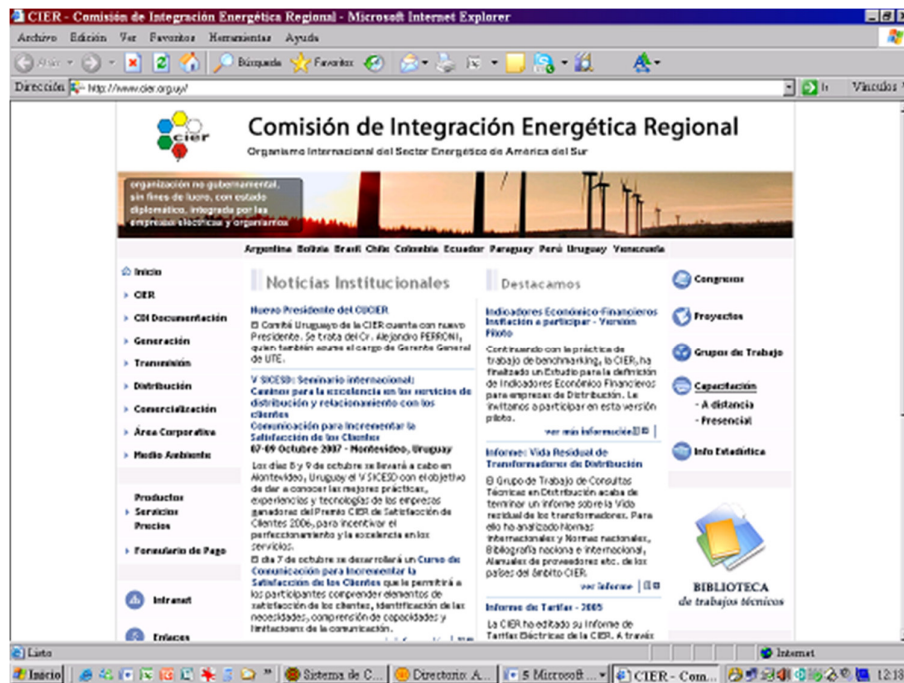
#### Director Ejecutivo

Ing. Juan José Carrasco

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

Ing. Víctor Romero

Paraguay - PACIER



La CIER está integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica Ibérica y el Comité Regional Cier para Centroamérica y El Caribe - CECACIER.

Participan también con carácter de Miembros Asociados, la CFE México, y como Entidades Vinculadas, URSEA de Uruguay, ADME de Uruguay, ASEP de Panamá, CNEE de Guatemala.

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay  
Teléfonos: (+598) 2709-0611\* – Fax: (+598) 2708-3193  
E-mail: [secier@cier.org](mailto:secier@cier.org) – Internet: [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)



## CONTENIDO

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	4
2.	CONTEXTO .....	5
3.	REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN .....	7
<b>3.1.</b>	<b>AMERICA DEL SUR.....</b>	<b>7</b>
3.1.1.	ARGENTINA .....	7
3.1.2.	BOLIVIA .....	9
3.1.3.	BRASIL.....	11
3.1.4.	COLOMBIA .....	12
3.1.5.	CHILE.....	14
3.1.6.	ECUADOR .....	17
3.1.7.	PARAGUAY .....	18
3.1.8.	PERU .....	20
3.1.9.	URUGUAY .....	22
<b>3.2.</b>	<b>AMERICA CENTRAL .....</b>	<b>24</b>
3.2.1.	COSTA RICA .....	24
3.2.2.	NICARAGUA .....	26
3.2.3.	PANAMA .....	28
3.2.4.	EL SALVADOR .....	30
3.2.5.	GUATEMALA .....	32
3.2.6.	HONDURAS.....	33
<b>3.3.</b>	<b>EL CARIBE.....</b>	<b>35</b>
3.3.1.	REPUBLICA DOMINICANA .....	35

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

En los últimos años el sector de la electricidad ha experimentado cambios significativos para superar dificultades de suministro de energía eléctrica. Esto generó importantes ajustes en las orientaciones, políticas y enfoques para desarrollar la inversión, lo que se tradujo en modelos de planificación y regulación ajustados a las características de los sistemas de cada país. En este sentido, en general, los sistemas eléctricos de la región se caracterizan por la elevada participación de la generación hidráulica, incipiente inserción de renovables no convencionales en la matriz energética, altas tasas de crecimiento de la demanda y riesgos de falta de abastecimiento durante las sequías. A lo anterior se suma la volatilidad, con tendencia al alza, de los precios de los hidrocarburos y su impacto en los costos de

En el informe referido a Generación, comentábamos el cambio regulatorio importante registrado en los últimos años introduciendo mecanismos de planificación de la inversión en generación.

En Transmisión, por el contrario, los aspectos más relevantes de los modelos regulatorios han permanecido estables en el tiempo. Tal vez lo más importante del contexto ha sido el desarrollo de emprendimientos de energías renovables no convencionales con altas exigencias de coordinación y asignación de costos de obras de transmisión para atender la oferta nueva de generación.

### **El servicio eléctrico de transmisión ¿centralizado o liberalizado?**

La regulación de las redes se reduce a tres aspectos principales: inversión, acceso y precios.

La red de transporte es el punto de encuentro entre la producción y el consumo, entre la oferta y la demanda, por lo que la garantía de un acceso no discriminatorio a la misma, el desarrollo de las adecuadas inversiones de red y el correcto y equitativo reparto de los costos de este servicio son elementos esenciales para garantizar la viabilidad de un mercado competitivo de energía eléctrica.

En cuanto a su marco normativo para la expansión del sistema, desde hace mucho tiempo la casi totalidad de los países de la región se caracterizan por la existencia de procedimientos de planificación centralizada. En unos casos dicha planificación se realiza por entidades con rol claro de planificación, como EPE de Brasil, COES del Perú, Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y un Comité en Chile con la participación del Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

En algunos países la expansión tiene lugar mediante procedimientos competitivos que adjudican su construcción, propiedad y mantenimiento a quien requiera la menor remuneración anual, como Chile, Brasil, Colombia, Perú. Para una gran mayoría se realiza por el Estado bajo una misma empresa o grupo de empresas en un esquema de reconocimiento de costos eficientes regulados – ejemplos como Argentina, Uruguay, Ecuador, Paraguay, Costa Rica, Nicaragua, Panamá, Guatemala, El Salvador, donde las empresas con capital público formulan los planes de expansión, anuales o por períodos. En cualquier caso la remuneración debe asegurar cubrir los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración. El ingreso tarifario se obtiene a partir de una combinación, según el país, de precios nodales, peajes y/o cargos de conexión.

Para el cálculo de la remuneración de la transmisión de las inversiones existentes, en el caso de Bolivia, Perú, Guatemala, Honduras, se toma como base el sistema económicamente adaptado para determinar la remuneración de la inversión y costos de operación, administración y mantenimiento, con criterios de eficiencia definidos. En casi todos los demás países se paga por el activo invertido en forma de anualidad o activos netos amortizados más una tasa de remuneración del capital definidas por el Regulador, sumados los costos de administración, operación y mantenimiento.

Para el caso de las nuevas obras, en Chile, Perú, Brasil, Colombia, la remuneración de la inversión, incluida su tasa de rentabilidad, son parte del ingreso que oferta y recibe el adjudicatario. En Ecuador, Paraguay, Uruguay, Panamá, Nicaragua, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, las obras son realizadas por las empresas estatales y se cobra a través del ingreso tarifario determinado, o Estado se hace cargo como en el caso de Ecuador, o se recupera en la tarifa integral que cobra la empresa única como en el caso de Paraguay y Uruguay.

## 2. CONTEXTO 1

Los países que participan en la CIER presentan características muy diversas en sus indicadores geográficos, demográficos, económicos y otros, que se reflejan en la magnitud de sus mercados eléctricos. La magnitud expresada en función de los indicadores de potencia instalada, generación bruta, demanda máxima y consumo total, para el año 2013, presenta los valores siguientes:

**MAGNITUD DE LOS MERCADOS ELECTRICOS – 2013**

País 2013	Potencia Instalada (MW)	Generación Bruta (GWh)	Demanda Máxima (MW)	Energía Consumida (GWh)
Argentina	35.531	139.683	23.794	147.734
Bolivia	1.676	8.062	1.202	8.062
Brasil	126.755	570.025	79.924	610.358
Chile	18.360	68.517	9.607	68.514
Colombia	14.564	62.199	9.383	60.921
Ecuador	5.498	23.260	3.330	23.773
Paraguay	8.833	60.270	2.425	12.902
Perú	11.051	43.330	5.575	43.330
Uruguay	3.177	10.761	1.918	10.551
Venezuela	27.523	127.854	18.357	27.763
Costa Rica	2.731	10.136	1.593	10.177
El Salvador	1.562	5.895	1.004	6.095
Guatemala	2.968	9.271	1.564	8.793
Honduras	1.748	7.827	1.336	7.938
Nicaragua	1.291	4.159	620	4.195
Panamá	2.516	8.862	1.444	8.587
República Dominicana	3.156	13.849	1.972	14.093

Fuente: Elaboración propia con información de Síntesis Informativa Energética de la CIER

Ahora bien, para la transmisión el panorama regional se expone a continuación.

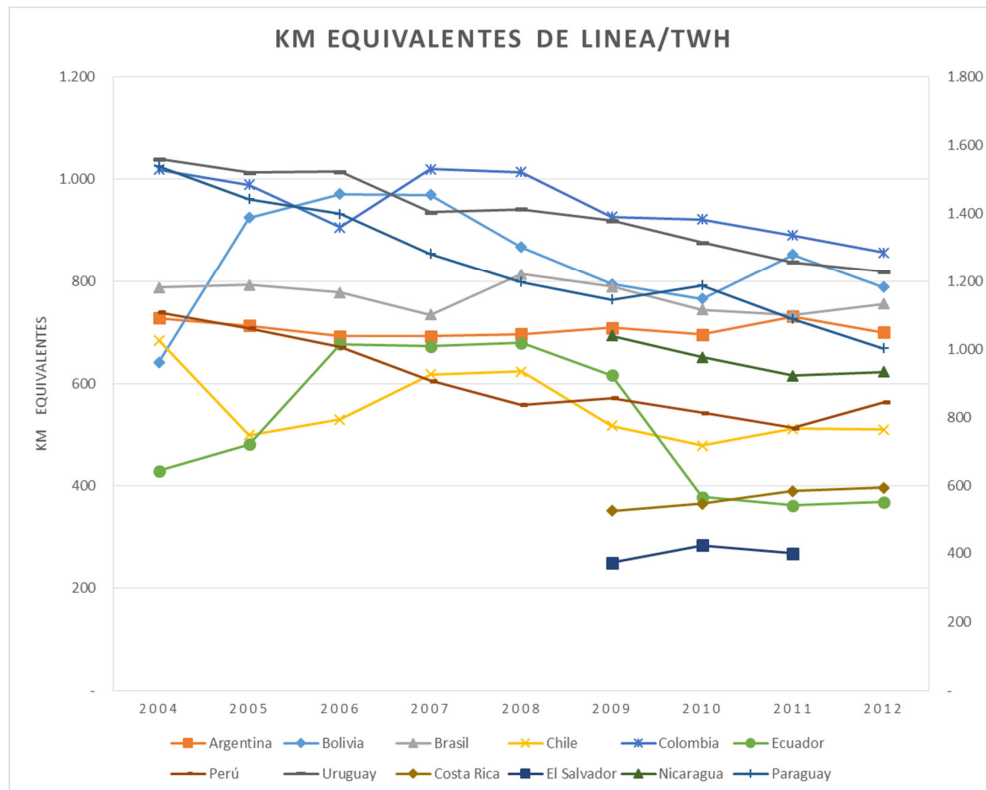
En Sudamérica, se presenta un índice que permite comparar las longitudes ponderadas por nivel de tensión (Km de línea equivalentes <sup>2</sup>) por unidad de demanda de energía anual, medida en TWh, para cada sistema, lo que da una idea de los requerimientos que tuvo cada país de líneas de transmisión para el suministro de energía. En general se supone que aquellos sistemas para los que este índice es alto, tienen participación de centrales hidráulicas, o líneas de interconexiones internacionales y/o centrales en boca de pozo de GN (alejadas de las demandas), y/o líneas radiales que vinculan demandas de diferente porte.

Se observa que los países menos Bolivia y Ecuador (estos últimos en el período 2005-2008 con incrementos del índice), presentan valores decrecientes, pero todos superan los 500 km equivalentes/TWh, salvo El Salvador. Paraguay, Uruguay y Colombia tienen los valores más alto al inicio, ello estaría asociado fundamentalmente a la extensión del sistema de alta tensión vinculados a las centrales binacionales o interconexiones internacionales.

Un cálculo similar indicaba que, en 2005 para sistemas europeos, los valores del índice se hallaban en el entorno de los 300 km equivalentes/TWh y en los Estados Unidos de Norteamérica, con un valor menor aún y próximo a los 200 km equivalentes/TWh. Esto podría indicar que la región Latinoamericana requiere de tres a cuatro veces más km de transmisión por unidad de demanda. Esto nos puede llevar a concluir que las inversiones en transmisión son mucho más importantes en Latinoamérica que en Europa y EEUU, por lo cual su regulación y planificación es un tema crítico en la región.

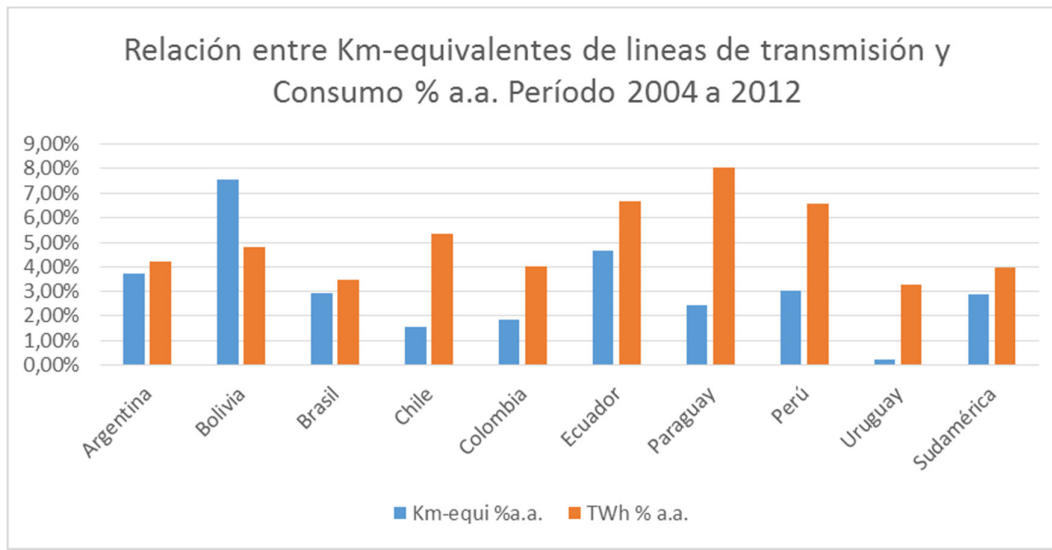
<sup>1</sup> Los datos proceden de la información recopilada para elaborar la Síntesis Informativa Energética de la CIER.

<sup>2</sup> Se afectó a las líneas de hasta 150 KV, de 151 a 245 KV, de entre 246 KV hasta 449 kV y de más de 449 kV por el coeficiente 1, 2, 3 y 4 respectivamente.



Desde otra perspectiva, analizando la relación entre tasas acumulativas anuales de Km-equivalentes y consumo, por el período 2004 – 2012, se observa una disminución en cada país excepto Bolivia, debido al fuerte crecimiento de la demanda y al menor crecimiento de la infraestructura de transmisión. Si bien es un índice, cuando éste cubre un período de tiempo suficiente, podría estar indicando una señal de que el modelo de planificación y regulación del país debe ser estudiado para encontrar aquellas razones que explican una falta de dinamismo en la inversión en transmisión.

Período 2004-2012	Km-equi %a.a.	TWh % a.a.
Argentina	3,74%	4,24%
Bolivia	7,54%	4,80%
Brasil	2,91%	3,46%
Chile	1,54%	5,34%
Colombia	1,83%	4,04%
Ecuador	4,65%	6,67%
Paraguay	2,41%	8,03%
Perú	3,00%	6,56%
Uruguay	0,23%	3,26%
Sudamérica	2,85%	3,98%



### 3. REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

#### 3.1. AMERICA DEL SUR

##### 3.1.1. ARGENTINA

La siguiente tabla muestra los principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad:

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Secretaria de energía: fija políticas y supervisa cumplimiento; Otorga reconocimiento de Agente del MEM; autoriza ampliaciones de la red.
Ente regulador	ENRE: 1. Velar por el cumplimiento de la legislación vigente. 2. Dictar reglamentos, normas y procedimientos técnicos relacionados con medición y facturación; control y uso de medidores; calidad de servicio; seguridad; interconexión y desconexión, etc. 3. Establecer las bases para el cálculo de tarifas. 4. Aplicar penalizaciones. 5. Realizar audiencias públicas. 6. Propiciar ante la S.E. modificaciones a la normativa. 7. Velar por la defensa de los usuarios, medio ambiente, propiedad privada y seguridad pública.
Administrador mayorista mercado	CAMMESA: 1. Despacho técnico y económico del SADI maximizando la seguridad del sistema y la calidad del servicio y minimizando los precios mayoristas del mercado Spot. 2. Supervisar el funcionamiento del mercado a término. 3. Efectuar las transacciones económicas y de administración de cuentas. 4. Evaluar técnicamente las solicitudes de acceso al SADI. 5. Dictar procedimientos técnicos.
Integración vertical	NO

Tabla N° 1 - Argentina – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Pública y privada
Alta tensión	Transener: 6982km en 500kV, 568km en 220kV, 1291km en IV línea en 500 kV
Distribución troncal	Privadas: Transba, Districuyo, Transnoa, Transnea, Transpa. Con participación gobierno provincial: Cía. De distribución troncal de la Región Comahue y Transcomahue
Planificación y expansión	Las ampliaciones del Sistema de Transporte deben ser encaradas y abonadas por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El Agente del MEM que requiera materializar o mejorar su conexión al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, debe presentar ante Transener, una Solicitud de Acceso y Ampliación en base a lo establecido en el Reglamento de Conexión y Uso y al Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte. La construcción de la ampliación solicitada deberá encararse mediante: 1. Acuerdo entre Partes; 2. Concurso Público; 3. Ampliación Menor; 4. Convocatoria Abierta – Plan Federal.
Ingresos del transportista	RVT: Es la suma de la recaudación por energía y por potencia. Cargo por conexión y cargo complementario (en función de su participación marginal en el uso de cada equipamiento del Sistema de Transporte.)
Remuneración para los activos	No hay remuneración a los activos, dado que es una concesión de operación y mantenimiento. Para las nuevas obras se licita la ampliación y se considera un Canon como compensación de los activos.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Se remuneran los gastos de operación y mantenimiento sobre la base de los gastos realmente incurridos por la empresa.
Cargo por conexión y uso de la red	Según Resolución 137/92  El cargo por hora de conexión (CHCONEX) será la suma del cargo horario por salida de la tensión de conexión del usuario, más el cargo horario por potencia de transformación correspondiente: Salida de 330 kV 5 \$/hora Salida de 220 kV 4 \$/hora Salida de 132 kV 2 \$/hora Salida de 66 kV 2 \$/hora Salida de 33 kV 1,5 \$/hora Salida de 13 kV 1,5 \$/hora Transformador de rebaje dedicado 0.15\$/hora* MVA.
Duración de las concesiones	(95) AÑOS, contados a partir de la entrada en vigencia
Extensión de la red	13.762 km, 16.000 torres, 29 subestaciones

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:



Tabla N° 2 - Argentina – Leyes y regulaciones que rigen la Transmisión de electricidad

Expansión de la red: Resolución Secretaría de Energía N° 1/2003 y Plan Federal de Transporte. resolución SE N° 821/2006 de la Secretaría de Energía
Ley 25.561 de “Emergencia Económica” que dispuso, entre otra cosas, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos a la relación de cambio 1 peso igual a 1 dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación. renegociaciones de los Contratos de Concesión de las empresas transportistas, proceso a cargo de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), que ha dado lugar a Acuerdos Resueltos Ratificados por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto
Expansión de la red: Resolución Secretaría de Energía N° 1/2003 y Plan Federal de Transporte. resolución SE N° 821/2006 de la Secretaría de Energía

### 3.1.2. BOLIVIA

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión. **Tabla N° 3 - Bolivia - Gobierno del sector eléctrico**

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
Ente regulador	AE: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Misión: Regular, controlar y fiscalizar las actividades de la industria eléctrica con participación y control social, garantizando los intereses y derechos de los consumidores, creando las condiciones para el acceso universal y equitativo al servicio básico de electricidad y asegurando el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica”. Funciones: 1. Promover el acceso universal con tarifas equitativas dentro un marco de sostenibilidad y eficiencia. 2. Expandir, consolidar y estandarizar la protección al consumidor. 3. Desempeñar un rol protagónico en la elaboración del nuevo marco legal. 4. Fortalecer institucionalmente la AE. 5. Gestionar la información institucional y sectorial.
Administrador mercado mayorista	Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)
Integración vertical	SI - ENDE participa de todas las etapas

Tabla N° 4 - Bolivia – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Pública y privada
Alta tensión y distribución troncal	Transportadora de Electricidad S.A., ISA Bolivia S.A. y Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), San Cristóbal TESA (mina de San Cristóbal)
Planificación y expansión	Plan centralizado de expansión de la generación y transmisión: la expansión de la transmisión del SIN brindará mayor confiabilidad al abastecimiento de la demanda interna y construirá líneas y obras

CONCEPTO	DESCRIPCION
	de transmisión y subestaciones de potencia para interconectar el sistema aislado de Tarija y fomentará la exportación de electricidad a países vecinos
Ingresos del transportista	Precio fijado sobre la base de los costos de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). El costo anual de transmisión se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un STEA. La remuneración de la Transmisión considera la aplicación de un precio de Peaje y la determinación del Ingreso Tarifario que resulta de la valorización de las pérdidas.
Remuneración para los activos	Sobre la base de los costos de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). El costo anual de transmisión se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un STEA. Según Reglamento de Precios y Tarifas: El costo anual de inversión será igual a la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión correspondientes a un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado y será calculado multiplicando el indicado valor de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con la tasa de actualización que establece la Ley de Electricidad y una vida útil de 30 años.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Según Reglamento de Precios y Tarifas: Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración corresponderán, como máximo, al tres por ciento (3%) de la inversión indicada en el inciso anterior. Este porcentaje podrá ser modificado en base a estudios que serán encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas
Cargo por conexión y uso de la red	Generadores (25%) y consumidores (75%) pagan por el uso del STI mediante el peaje de transmisión en proporción de la Potencia de Punta que cada uno demanda en el año. Valor a mayo 2014: 7.58 USD/MWh
Duración de las concesiones	Según Ley de Electricidad, en todos los casos, la Concesión de servicio público se otorgará por un plazo máximo de cuarenta (40) años”
Extensión de la red	STI: Líneas 230 kV: 1800.6 km; líneas 115 kV: 1356.2 km y líneas 69kV: 112.1 km. TOTAL: 3268.9 KM

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 5 - Bolivia – Leyes y regulaciones que rigen la Transmisión de electricidad

Reglamento de Precios y Tarifas
Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994

### 3.1.3. BRASIL

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión. **Tabla N° 6 - Brasil - Gobierno del sector eléctrico**

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Minas e Energía
Ente regulador	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)
Administrador mercado mayorista	ONS (organismo operador del sistema). Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).
Integración vertical	Eletrobras

Tabla N° 7 - Brasil – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Mayormente propiedad del Estado
Alta tensión y distribución troncal	Red Básica (red troncal): instalaciones con tensión mayor o igual a 230 kV. Frontera: instalaciones de transformación con primario mayor o igual a 230 kV que alimentan la red de distribución en tensión inferior a 230 kV. Restantes instalaciones de transmisión (Demais Instalações de Transmissão - DIT), en cualquier nivel de tensión, de uso exclusivo o compartido de generadores o de uso exclusivo de un consumidor libre
Planificación y expansión	Planificación de la expansión del sistema de transmisión es realizada de forma centralizada y determinativa por la EPE
Ingresos del transportista	El ingreso anual permitido (Receita Anual Permitida – RAP) es el pago recibido por las concesionarias por la disponibilización de sus instalaciones para el servicio público de transmisión
Remuneración para los activos	Calculada a partir de la cuota de depreciación más una tasa de retorno sobre los activos netos, en lugar de emplear una anualidad. Para el cálculo de la tasa de retorno regulada la ANEEL adopta la metodología del WACC. A los efectos de la remuneración, las instalaciones de la Red Troncal se dividen en: i) Operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión incluidas en la extensión de los contratos de concesión bajo la Ley n° 12.783/2013, ii) Nuevas Instalaciones Autorizadas; iii) Nuevas Instalaciones Licitadas
Remuneración para los costos de administración, 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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Cargo por conexión y uso de la red	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
Duración de las concesiones	La concesión para operar el sistema de transmisión es un contrato de 30 años de duración
Extensión de la red	100.000 km de líneas de tensión mayor o igual a 230 kV y capacidad de transformación superior a 222.000 MVA

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 8 - Brasil – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

LEI 9427/1996 – Establece la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, el régimen de la disciplina de las concesiones del Servicio Público de Energía Eléctrica, y otras medidas.
LEI 12783/2013 – Dispone sobre concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad, en la reducción de las tarifas y los aranceles bajos;
REN - RESOLUÇÃO NORMATIVA 589/2013 – Define los criterios para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de transmisión, a los efectos de la compensación.

### 3.1.4. COLOMBIA

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Minas y Energía. La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la encargada del planeamiento del sector
Ente regulador	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Funciones: a) Preparar proyectos de ley. b) Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión c) Fijar normas d) Definir en qué eventos es necesario que las empresas se sometan a normas para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros e) Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad.
Administrador mercado mayorista	XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM): operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la Administración del Mercado de Energía Mayorista (MEM), incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador.
Integración vertical	Algunas empresas integradas verticalmente

Tabla N° 9 - Colombia – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Públicas y privadas
Alta tensión y distribución troncal	Se considera transmisión a la actividad de transporte de bloques de energía (cantidades mayoristas) utilizando una red que opera a un voltaje mínimo de 220 kV. Las principales empresas son ISA, EEB, Transelca, Distasa, EPM, EPSA y ESSA. ISA, Transelca y Distasa sólo realizan transmisión mientras que EPM, EPSA y ESSA están integradas verticalmente. El SIN comprende los subsistemas Central y de la Costa Atlántica que están interconectados por líneas de 500kV
Planificación y expansión	La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad encargada de la planeación del Sistema de Transmisión Nacional STN; debe identificar los refuerzos y ampliaciones del sistema. Los proyectos de expansión son ejecutados por inversionistas seleccionados a través de convocatorias públicas internacionales, cuyo ganador recibe la remuneración que ha ofertado por un período de 25 años
Ingresos del transportista	Activos existentes (al 31/12/99): remuneración de la inversión y remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento. 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. Una vez cumplido el año veinticinco, el ingreso se calcula con el procedimiento que aplica para la remuneración de los activos existentes. Además, se remuneran 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 5.69% de su valor catastral (pesos por metro cuadrado) multiplicado por el área eficiente que es definida por el regulador para cada tipo de equipos.
Remuneración para los activos	Activos existentes: anualidad calculada sobre el Valor de Reposición a Nuevo (VRN) de los activos eléctricos, utilizando costos unitarios aprobados para cada unidad constructiva, vidas útiles de 10, 30 y 40 años -esta última para el caso de líneas- y una tasa de remuneración regulada. Activos de convocatoria: la remuneración de la inversión, incluida su tasa de rentabilidad, son parte del ingreso que oferta y recibe el adjudicatario. Según la Resolución CREG 083 de 2008, la tasa empleada para remunerar los activos existentes es del 11.50% en pesos constantes antes de impuestos
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Activos existentes: una metodología de incentivos orientada a reconocer anualmente los gastos de AOM contables del año anterior. Activos de convocatoria: forman parte del ingreso

CONCEPTO	DESCRIPCION
	esperado que presenta el oferente de la convocatoria pública y que recibe el adjudicatario
Cargo por conexión y uso de la red	Con base en la metodología para el cálculo de los Cargos por Uso del STN (Resolución CREG 011 de 2009), los comercializadores pagan un “cargo estampilla” nacional, nacional monomio y con diferenciación horaria por periodo de carga, que permite remunerar la totalidad del Ingreso Regulado de los transportadores. Los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN. El Cargo por Uso Monomio del STN, que es pagado por la demanda
Duración de las concesiones	Según artículo 62 de la Ley 143 de 1994: El término de duración del contrato de concesión será fijado, en cada caso, por la entidad concedente y no podrá exceder de treinta (30) años, contados desde la fecha fijada contractualmente o, a falta de ella, desde el momento de perfeccionamiento del contrato. Así mismo, el concesionario podrá solicitar su renovación hasta por veinte (20) años, con una anticipación no mayor de treinta y seis (36) meses ni menor de doce (12) meses al vencimiento del plazo del contrato. El concedente resolverá sobre el otorgamiento de la prórroga dentro de los seis (6) meses siguientes a la petición, atendiendo a criterios técnicos, económicos, operativos y ambientales.
Extensión de la red	SNT: Total 24.391 km: líneas de 500kV - 2646km; líneas de 220kV - 11654km; líneas de 110/115kV -10054 km y 16km de líneas de 138kV

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 10 - Colombia – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Resolución CREG 011 de 2009 establece la metodología de remuneración de la actividad de transmisión
LEY 143 DE 1994, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

### 3.1.5. CHILE

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Energía
Ente regulador	Comisión Nacional de Energía CNE cuyas funciones son: a. Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley. b. Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley. c. Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del

CONCEPTO	DESCRIPCION
	sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia. d. Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.
Administrador mayorista mercado	CDEC: coordina la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión
Integración vertical	NO

Tabla N° 11 - Chile – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	10 empresas privadas, pero Transelec posee casi la totalidad del sistema de alta y extra alta tensión
Alta tensión y distribución troncal	Sistema Troncal: constituido por las líneas y subestaciones eléctricas económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo. Instalaciones en voltajes de 220 kV y superiores y con una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador. 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.
Planificación y expansión	Comité con representantes del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, las empresas generadoras, de transmisión troncal, las distribuidoras y los clientes no sujetos a fijación de precios contratan la realización de un estudio a un consultor independiente con el objeto de valorizar cada tramo del sistema de transmisión troncal y definir sus ampliaciones y expansiones para cada escenario previsto de expansión de la generación. Las obras de ampliación de las instalaciones existentes deben ser ejecutadas en forma obligatoria por sus propietarios, mientras que las nuevas obras deben ser licitadas por los CDEC y adjudicadas a las empresas que ofrezcan hacerlas por la menor remuneración anual
Ingresos del transportista	Troncal: Para las instalaciones existentes el concepto por el que se remunera el activo es el AVI: la anualidad del valor nuevo de



CONCEPTO	DESCRIPCION
	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 remuneraran los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA). Este valor, junto con sus fórmulas de indexación es determinado por consultores independientes cada cuatro años, como una remuneración estándar. Subtransmisión: se remunerara la anualidad del valor de inversión del conjunto de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda, y el COMA
Remuneración para los activos	<p>La anualidad del valor de inversión (AVI) de un tramo es la suma de las anualidades del valor de inversión de las instalaciones que lo componen más la anualidad de la servidumbre correspondiente a dicho tramo. Se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga.</p> <p>El valor de inversión (VI) de las instalaciones de un tramo del sistema troncal es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado observados al 31 de diciembre de 2013.</p>
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	<p>Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA)</p> <p>El COMA es la suma de los costos anuales de la operación, mantenimiento y administración de los componentes del tramo respectivo. Esta anualidad se expresa en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013.</p> <p>Los costos de Mantenimiento, los de Operación y los de Administración pueden estar constituidos por gastos y/o por los costos anualizados de la eventual infraestructura asociada a estas labores, esto es, los activos de infraestructura que eventualmente se determine en el curso del análisis de la empresa modelo eficiente, como necesarios para las funciones de operación, mantención y administración, tales como los que señalan las Bases.</p>
Cargo por conexión y uso de la red	Troncal: simulación de la diferencia resultante de valorar a los costos marginales de energía y potencia las inyecciones y retiros en los extremos del tramo. La diferencia que no es cubierta por este ingreso tarifario, se define como el peaje. Subtransmisión: los generadores pagan por concepto de inyección anual esperada de energía y potencia a los sistemas de subtransmisión y los demandantes por concepto de retiro de energía y potencia. Sistema adicional: peajes establecidos en los contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones
Duración de las concesiones	Plazo indefinido
Extensión de la red	Año 2012: Líneas 345kV, 408 km; líneas 220kV, 4.286.2 km; líneas 110 kV, 1604.2; líneas 66kV, 644.6; otras: 210 km

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:



Tabla N° 12 - Chile – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

D.S N° 48 de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Aprueba reglamento que fija el procedimiento para la realización del estudio de transmisión troncal.
DFL N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, denominado “Ley General de Servicios Eléctricos”

### 3.1.6. ECUADOR

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Electricidad y Energía renovable
Ente regulador	CONELEC
Administrador mercado mayorista	CENACE (creado en la Ley de Régimen de Sector Eléctrico 10/oct/1996 y su estatuto aprobado mediante acuerdo ministerial 151 del 27/oct/1998). Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, cuyos miembros incluyen a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Funciones: coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)
Integración vertical	SI

Tabla N° 13 - Ecuador – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Pública
Alta tensión y distribución troncal	Unidad de negocios de Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC
Planificación y expansión	CELEC EP, tiene la obligación de expandir el sistema basándose en planes preparados por él y aprobados por el CONELEC. 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. Los costos son asumidos por el Estado
Ingresos del transportista	Por el uso del sistema de transmisión se considerará la anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el Directorio del CONELEC
Remuneración para los activos	Cubrir los costos de depreciación del capital, sin una tasa de retorno positiva por los activos, y como contrapartida, el costo de las

CONCEPTO	DESCRIPCION
	expansiones de la red es asumido por el presupuesto general del Estado
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Las tarifas que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión estarán conformadas por dos componentes, cuyos costos deberán ser aprobados por el CONELEC:  El de Operación, que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación; y, operación y mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC; y,  El de Expansión, que deberá cubrir los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión
Cargo por conexión y uso de la red	Únicamente distribuidores y grandes consumidores pagan un valor estampillado (los generadores no pagan cargo por transporte). Cargo vigente 0.3587 USD/kWh
Duración de las concesiones	Artículo 49 Reglamento de las Concesiones: La duración del contrato de concesión que se otorgue a favor de la empresa única de transmisión será indefinida, en tanto el Estado no transfiera a los particulares ningún porcentaje de su tenencia accionaria en dicha empresa, en cuyo caso con anticipación a dicha transferencia el CONELEC deberá establecer la vigencia de dicha concesión, por un tiempo que permita la amortización de la compra de las acciones y de la inversión que lleve a cabo el particular.
Extensión de la red	Año 2013: 17 subestaciones de 230/138/69kV, 27 subestaciones 138/69kV, 8533MVA de transformación, 2159km de líneas de 230kV, 1941km de líneas de 138kV. Interconexión con Perú y Colombia

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 14 - Ecuador – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Jueves 10 de octubre de 1996. Suplemento – Registro Oficial N°43.
Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica

### 3.1.7. PARAGUAY

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Viceministerio de Minas y Energías

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente regulador	Existe un proyecto de crear la Agencia Nacional de Regulación de Energía Eléctrica que recomendará la concesión de los servicios a ser prestados en la generación, distribución, transmisión y comercialización de la energía; deberá velar por el cumplimiento de las tarifas que deben ser aplicadas por las empresas que presten el servicio de energía. El cuadro tarifario deberá ser revisado cada 5 años y reformulado por la agencia encargada de regular
Administrador mercado mayorista	ANDE
Integración vertical	Si

Tabla N° 15 - Paraguay – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Empresa única integrada Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
Alta tensión y distribución troncal	ANDE
Planificación y expansión	ANDE realiza la revisión periódica de los requerimientos de obras, los cuales de acuerdo a su priorización se sintetizan en informes que abarcan un periodo quinquenal/decenal, los que son remitidos a consideración del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones – MOPC y la Secretaría Técnica de Planificación -
Ingresos del transportista	No existe una remuneración separada por la función de transmisión ejercida por ANDE. La Ley 966/64-Cap. IX, establece el modo de fijación de las tarifas a los consumidores finales por el conjunto de todos los servicios eléctricos. Se establece el criterio de Ingreso Neto Anual, por el que las tarifas deben cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de inversiones y una remuneración adecuada de la Inversión Inmovilizada. El Ingreso Neto anual debe generar una rentabilidad no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio. Actualmente, como consecuencia, entre otras, de la falta de aplicación de esta normativa, existe un desfase entre el costo y la tarifa, siendo esta última de menor monto.
Remuneración para los activos	Según Ley N° 966/64 Art. 87º: Para determinar la Inversión Inmovilizada, ANDE efectuará cada cinco años, en base al criterio del costo de reposición en moneda nacional, la revaluación de todos los bienes físicos e intangibles y el correspondiente ajuste de la

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>depreciación acumulada. Estas operaciones se registrarán en los libros e inventarios de la contabilidad de la Empresa.</p> <p>A los efectos del cálculo del costo de reposición de bienes que no se produzcan en el Paraguay, se utilizará el tipo de cambio que resultare de la aplicación del artículo 52º de la Ley.</p> <p>Después de transcurrido un año desde la última revaluación de los bienes, y mientras no se efectúe una nueva revaluación, al comienzo de cada ejercicio anual, ANDE hará el ajuste correspondiente para establecer la Inversión Inmovilizada que servirá de base para determinar la rentabilidad del mismo ejercicio.</p>
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	<p>Según Ley N° 966/64 Art. 85º y 86: Las tarifas se determinarán en forma tal que los ingresos resultantes de su aplicación permitan a ANDE cubrir todos los gastos de explotación y obtener una rentabilidad razonable sobre las inversiones afectadas a las actividades de abastecimiento eléctrico, con el objeto de asegurar a la empresa la disponibilidad de los recursos necesarios para la atención de sus deudas y para la normal expansión de sus servicios.</p> <p>Gastos de explotación: todos los gastos imputables a las actividades de abastecimiento de energía eléctrica, desde la producción hasta la venta, incluidos los de administración y generales, la depreciación de bienes físicos y la amortización de activos intangibles. No se consideran gastos de explotación los intereses y demás cargos financieros relacionados con el servicio de las deudas.</p>
Cargo por conexión y uso de la red	No existen cargos de transporte separados dentro de las tarifas
Duración de las concesiones	“ANDE tendrá la exclusividad del abastecimiento público de energía eléctrica y alumbrado en todo el territorio de la República. En tal carácter gozará del derecho preferencial para el aprovechamiento de los recursos hidráulicos necesarios.”
Extensión de la red	Año 2011: líneas de 500kV -16 km; líneas de 220 kV - 4090km; líneas de 66kV - 1409 km. 70 subestaciones

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 16 - Paraguay – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

LEY N° 966/64 - Que crea la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) como ente autárquico y establece su Carta Orgánica
PLIEGO DE TARIFAS N° 20- Aprobado por el Decreto N° 5.400 del Poder Ejecutivo de la Nación con fecha 24 de mayo de 2005.

### 3.1.8. PERU

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Energía y Minas
Ente regulador	OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la inversión en Energía y Minería, institución pública encargada de regular, supervisar, fiscalizar y sancionar a las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero
Administrador mercado mayorista	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC): entidad privada sin fines de lucro. Funciones: coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo
Integración vertical	No

Tabla N° 17 - Perú – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	9 empresas privadas
Alta tensión y distribución troncal	SEIN: constituido por Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT). El SGT está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean el resultado de un proceso de licitación pública y el SCT está conformado por instalaciones que son parte del Plan de Transmisión, pero cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes o instalaciones aprobadas por OSINERGMIN, mediante el Plan de Inversiones que resulte de un estudio de planeamiento. El SPT es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica. El SST es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal.
Planificación y expansión	a) Plan de Transmisión: El COES tiene a su cargo la elaboración de la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), que tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia. b) Plan de Inversiones: se establece cada cuatro años y está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las

CONCEPTO	DESCRIPCION
	instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.
Ingresos del transportista	Las tarifas reguladas comprenden la anualidad de los costos de inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento correspondientes a un Sistema Económicamente Adaptado (SEA).
Remuneración para los activos	Los activos de la transmisión eléctrica se remuneran 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 una vida útil de 30 años y la tasa de actualización fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%).
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Los 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.
Cargo por conexión y uso de la red	SPT: Los generadores y demandantes de energía del sistema interconectado nacional pagan un "Ingreso Tarifario" y un "Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión". 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 Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. SGT: la remuneración es asignada a los Usuarios por OSINERGMIN.
Duración de las concesiones	25 años.
Extensión de la red	TOTAL 2013: 19.928 km. Líneas de 500kV- 611; líneas de 220 kV - 7065; líneas de 138kV - 4663; líneas de 60/69kV - 5784 y líneas de 30/50kV – 1850

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 18 - Perú – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley N° 25844/92, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece como principio general la división de las actividades en el sector eléctrico en tres segmentos básicos: generación, transmisión y distribución. Decreto Supremo N° 017-2000-EM, aprobó cambios en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

### 3.1.9. URUGUAY

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad:

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Industria, Energía y Minería
Ente regulador	Unidad Reguladora de Servicios de energía y agua (URSEA): institución estatal, para de defender a los usuarios; Controlar el cumplimiento de las normas vigentes; Establecer los requisitos que deberán cumplir; Resolver las denuncias y reclamos de los usuarios; Proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados. Contribuir al desarrollo del país, a través de la regulación, fiscalización y asesoramiento en los sectores de energía, combustible y agua.
Administrador mercado mayorista	ADME: persona pública no estatal. Funciones: Opera y administra el Despacho Nacional de Cargas, para el despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) se ajusta a las normas establecidas por el Poder Ejecutivo, a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores. b) Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia
Integración vertical	SI: UTE integrada verticalmente

Tabla N° 19 - Uruguay – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Pública monopólica UTE, excepto por la línea de 500kV relacionada con Salto Grande
Alta tensión y distribución troncal	UTE
Planificación y expansión	Realización anual de un Plan de Expansión de la Trasmisión, con propuestas y estudios a cargo de UTE y de otros transportistas que reciban concesiones en el futuro, y sujeto a la aprobación del Regulador. Interconexiones internacionales: 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
Ingresos del transportista	Mecanismos distintos para remunerar las instalaciones existentes a la puesta en funcionamiento del mercado y las instalaciones con entrada posterior a esa fecha. Existentes: a) 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, y debe ser aprobada por el Poder Ejecutivo. b)

CONCEPTO	DESCRIPCION
	Los costos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, correspondientes a una empresa eficiente, cuyo cálculo se debe basar en comparaciones internacionales (benchmarking). c) Otros gastos, incluso tributos. d) Un monto de compensaciones por confiabilidad. Nuevas: 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
Remuneración para los activos	Se remuneran en forma conjunta con la distribución y la generación en una tarifa única
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Se remuneran en forma conjunta con la distribución y la generación en una tarifa única
Cargo por conexión y uso de la red	Ingreso Tarifario (en forma implícita en la comercialización de energía a precio de nodo) + Peajes de Localización, pagados por los generadores + Peajes de Potencia, pagados por todas las demandas, con cargos diferenciados según el nivel de tensión al que están conectadas, y los contratos de exportación + Cargos de Conexión
Duración de las concesiones	Es una empresa del estado sin limitación temporal sobre su concesión
Extensión de la red	Líneas de 500kV - 772 km, 150kV - 3566 km y 63kV - 96 km. Total 4434 km; 57 subestaciones

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 20 - Uruguay – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Decreto del Poder Ejecutivo N° 135/012 del 24 de abril de 2012. Decreto del Poder Ejecutivo 136/012, del 24 de abril de 2012. Decreto del Poder Ejecutivo N° 135/012 y la metodología establecida en el Decreto del Poder Ejecutivo N° 228/007.

### 3.2. AMERICA CENTRAL

#### 3.2.1. COSTA RICA

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio del Ambiente y energía



Ente regulador	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP): institución pública que regula la prestación de los servicios públicos de agua. Funciones: a) Mantener equilibrio entre las necesidades de los usuarios y de los prestadores de servicios públicos b) Asegurar que los servicios públicos se brinden bajo el principio de servicio al costo (costos necesarios para prestar el servicio, con una retribución competitiva y garanticen el desarrollo adecuado de la actividad), c) Formular y velar que se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad y d) Coadyuvar en la protección del ambiente.
Administrador mayorista	mercado Unidad Estratégica de Negocios Centro Nacional de Control de Energía (UEN CENCE) del ICE
Integración vertical	SI

Tabla N° 21 - Costa Rica – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Pública
Alta tensión y distribución troncal	UEN Transporte del Sector Electricidad del ICE. La red de transporte de electricidad está compuesta por subestaciones, líneas, transformadores y equipo de compensación de potencia reactiva. Opera a dos niveles de tensión principales, siendo el más importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte y desde el Atlántico. El nivel de 138 kV se ubica principalmente en la zona central que forma un anillo central.
Planificación y expansión	El Proceso Expansión de la Red de la UEN Transporte, es la dependencia encargada de desarrollar el Plan de Expansión de la Transmisión
Ingresos del transportista	Anualmente el ICE-Sector Electricidad presenta una solicitud de ajuste ordinario a la tarifa del Sistema de Transmisión ante la ARESEP. La solicitud de tarifas se basa en el principio de servicio al costo y se realiza con base en la metodología "tasa de retorno". La tarifa consiste en un cargo fijo por cada kWh que retiren del Sistema de Transmisión del ICE y deberá ser cancelada por los clientes de alta tensión y las empresas distribuidoras, incluyendo el sistema de distribución del ICE.
Remuneración para los activos	Servicio al costo y se realiza con base en la metodología "tasa de retorno". El costo del capital es estimado utilizando el CAPM.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	

Cargo por conexión y uso de la red	Los generadores privados que venden energía al ICE no hacen ningún pago por uso de la red, pero tienen que asumir la construcción de la línea de interconexión desde su planta hasta el lugar que le es asignado como punto de interconexión
Duración de las concesiones	Es una empresa estatal sin límite de tiempo en su concesión
Extensión de la red	longitud de 2 136 kilómetros de líneas de transmisión y 9 286 MVA de capacidad instalada en subestaciones

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 22 - Costa Rica – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley 449 de creación del ICE
Ley 7200 y 7508 que abren el mercado de generación al sector privado para proyectos de hasta 20 MW y 50 MW de capacidad
Ley 7593 de creación del ARESEP, Agencia de regulación de los servicios públicos.
Ley 7508 que autoriza a ICE a realizar interconexiones con otros mercados de América Central.
Ley 7848 que aprueba el MER

### 3.2.2. NICARAGUA

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Energía y Minas: Elaborar, instituir, conducir y promover política energética y minera del país, fomentar su desarrollo con criterios ambientales de sustentabilidad y sostenibilidad, como vigilar y verificar su cumplimiento la seguridad jurídica de todos los actores económicos y el establecimiento de estrategias que permitan el aprovechamiento integral de los recursos en beneficio de la sociedad.
Ente regulador	Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Funciones: a) Velar por los derechos de los consumidores de energía eléctrica, b) Aprobar y controlar las tarifas de ventas al consumidor final y servicios conexos (peajes), c) Vigilar el cumplimiento de Normativas, Criterios y Especificaciones para garantizar la operación eficiente y confiable, d) Prevenir y adoptar las medidas necesarias para impedir prácticas restrictivas de la competencia, e) Autorizar licencias provisionales, de generación y transmisión, así como concesiones de distribución, f) Aplicar sanciones en los casos previstos por las leyes y normativas, g) Resolver controversias entre los agentes económicos que participan en la industria eléctrica.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Administrador mayorista mercado	Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC): operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
Integración vertical	Si: ENEL participa en la generación, transmisión, distribución y comercialización

Tabla N° 23 - Nicaragua – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Pública: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)
Alta tensión y distribución troncal	Enatrel
Planificación y expansión	La empresa Nacional de Transmisión, ENATREL, tiene la responsabilidad de expandir el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), de acuerdo con el Plan de Expansión necesario para atender mayores niveles de generación eléctrica producto del crecimiento de la demanda; y a los requerimientos de calidad y seguridad establecidos. Con este fin, somete anualmente a aprobación del Ente Regulador, un Plan de Obras, que contiene todos los estudios técnicos y económicos de las obras propuestas. Cualquier expansión del SNT requerido u ocasionado por usuario, deberá ser financiado por el mismo en coordinación con ENATREL
Ingresos del transportista	Calculados por Enatrel y aprobados por INE sobre la base de costos de reposición de las instalaciones, operación y mantenimiento de un sistema modelo; incluido un beneficio calculado en base a la tasa de descuento. La remuneración o ingresos que la Empresa Nacional de Transmisión percibe por la prestación del servicio de transporte, se compone de: la anualidad de la inversión reconocida, considerando una vida útil de 30 años, a la tasa de descuento autorizada por el Ente Regulador; más los costos reconocidos de operación y mantenimiento de las instalaciones en servicio. A lo anterior se adiciona el costo anual de funcionamiento del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC)
Remuneración para los activos	
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	
Cargo por conexión y uso de la red	Cargo único aplicado a los agentes en función de la energía inyectada/extraída al /del sistema de trasmisión. Este cargo denominado Costo Medio (CMT), es calculado a partir del Costo Total de Transmisión (CTT= a la suma de las anualidades de los costos reconocidos de inversión, operación y mantenimiento y funcionamiento del Centro de Despacho), dividido entre la energía transporta en el período.
Duración de las concesiones	Se trata de una empresa del Estado

CONCEPTO	DESCRIPCION
Extensión de la red	Total 2013: 2160 km. Líneas 230 kV - 424 km, líneas de 138 kV - 942 km, líneas de 69 kV - 794 km. Total subestaciones: 64

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 24 - Nicaragua – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley 272 de la Industria Eléctrica: establece que la Empresa Nacional de Transmisión, propiedad del Estado realiza la transmisión eléctrica.

### 3.2.3. PANAMA

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Secretaría Nacional de Energía
Ente regulador	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP): es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, creado mediante la Ley 26 de 1996, que se reestructuró bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio, con derecho a administrarlo y con fondos separados e independientes del Gobierno Central.  La ASEP tiene a su cargo el control y la fiscalización de los servicios públicos, con sujeción a las disposiciones de la Ley 26 de 1996 y las respectivas normas sectoriales vigentes en materia de servicios públicos
Administrador mercado mayorista	Centro Nacional de Despacho (CND): coordina centralizadamente la operación del sistema y administra las transacciones comerciales entre agentes del mercado. El CND depende de la Empresa de Transmisión y está obligado a llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio
Integración vertical	Limitada

Tabla N° 25 - Panamá – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Pública

CONCEPTO	DESCRIPCION
Alta tensión y distribución troncal	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA): se rige por las disposiciones de sociedad anónima y de derecho privado, siendo su capital accionario 100% propiedad del Estado
Planificación y expansión	La Empresa de Transmisión, ETESA, tiene la obligación de expandir la red nacional de transmisión, de acuerdo con el plan de expansión acordado para atender el crecimiento de la demanda y los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados. Con este fin, deberá preparar un programa de inversiones para la expansión de la red y presentarlo a aprobación de la ASEP.
Ingresos del transportista	Ingreso anual permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión.  La Empresa de Transmisión cuenta con recursos propios provenientes de la Tarifa aprobada por ASEP para los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada por los servicios de la red meteorológica e hidrológica y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas. Anualmente se efectúa una revisión a las Tarifas de ETESA considerando la ejecución del Plan de de Expansión, el IPC y otros elementos determinados en la reglamentación
Remuneración para los activos	Se divide el Sistema Principal de Transmisión en dos subsistemas: El subsistema denominado "Equipamiento Inicial" aprobado por el ERSP mediante Resolución. El subsistema denominado "Refuerzos del Sistema" comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario.  Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el plan de expansión del sistema de transmisión aprobado por la ASEP a la fecha de cálculo de los ingresos máximos permitidos. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo la tarifa. Se deberá considerar asimismo que los Activos No Eléctricos que se necesitan adicionalmente para prestar el servicio de transmisión, tales como informática, vehículos, edificios, terrenos y que forman parte del Plan de Expansión de la Planta General, el cual es indicativo, serán remunerados de acuerdo al valor eficiente establecido  como un porcentaje de los activos eléctricos.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Para calcular el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión son:  a) Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión,

CONCEPTO	DESCRIPCION
	(OMT% M*), calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.  b) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, (ADMT%M*), calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora.
Cargo por conexión y uso de la red	Cargo por servicio de conexión: Refleja los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando el usuario es único y los activos son propiedad de ETESA. Cargos por uso del Sistema de Transmisión: Refleja los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión; correspondiendo el sistema principal de transmisión a los equipamientos que son propiedad de ETESA y que son usados por dos o más agentes del mercado. Además, existe el SOI que es un cargo por Servicio de Operación Integrada que igualmente es regulado por la ASEP.
Duración de las concesiones	Es una empresa del estado y sin plazo de concesión
Extensión de la red	Año 2013 Total: 2546 km: líneas de 230kV - 2239, líneas de 115 kV - 307

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 26 - Panamá – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley 6 de 3 febrero de 1997 establece a ETESA como empresa de transmisión. Régimen tarifario
Reglamento de Transmisión, junio 2005

### 3.2.4. EL SALVADOR

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Medio ambiente y Recursos Naturales
Ente regulador	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) por Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996. Funciones: aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador, en las leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones, y sus reglamentos, así como aplicar de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Administrador mercado mayorista	Unidad de Transacciones (UT) es la entidad privada responsable de la operación del Sistema de Transmisión, así como de asegurar la calidad del suministro y administrar el mercado mayorista de energía eléctrica
Integración vertical	NO

Tabla N° 27 - El Salvador – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	PUBLICA
Alta tensión y distribución troncal	Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL, S.A. de C.V.)
Planificación y expansión	ETESAL elabora el planeamiento de la expansión, la construcción de ampliaciones y refuerzos de la red y su mantenimiento
Ingresos del transportista	El ingreso anual remunera: los costos de operación y mantenimiento de la empresa transportista y de la unidad de transmisión dedicada a la gestión del mercado mayorista, y los costos del capital. La remuneración es estimada en forma quinquenal y es estimada en base a los criterios de empresa modelo, reconociendo costos eficientes y la anualidad del programa de inversiones y los activos existentes por la vida útil de los mismos.
Remuneración para los activos	
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	
Cargo por conexión y uso de la red	El Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) es pagado por los operadores que inyectan energía en el Mercado Mayorista en cada uno de los transmisores.
Duración de las concesiones	Se trata de una empresa del estado
Extensión de la red	Líneas de 115 kV - 1072 km; líneas de 230 kV - interconectan el sistema de Transmisión de El Salvador con el de Guatemala y Honduras, Ahuachpan a Nejapa y Nejapa a la hidroeléctrica 15 de septiembre, cuya longitud en el caso de la línea hacia Guatemala es de 14.6 Kms y en Honduras es de 92.9 kms, Ahuachapan hacia Nejapa 95.40 Kms y Nejapa hacia 15 de Septiembre 96.50 kms. 23 subestaciones con capacidad de transformación de 2387 MVA

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 28 - El Salvador – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley General de Electricidad
Acuerdo No. 184-E-2010 y Acuerdo No. 203-E-2010

### 3.2.5. GUATEMALA

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio de Energía y Minas
Ente regulador	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): Velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico
Administrador mercado mayorista	Administrador del Mercado Mayorista (AMM): realizar despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del SIN
Integración vertical	NO

Tabla N° 29 - Guatemala – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Privada
Alta tensión y distribución troncal	TRELEC, Grupo EPM de Medellín, Colombia es el principal accionista de EEGSA (Empresa de Electricidad de Guatemala)
Planificación y expansión	Plan quinquenal de expansión de Trelec presentado ante la CNEE
Ingresos del transportista	<p>Durante el Período de Operación, el Transportista recibirá anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), una remuneración, dividida en doce pagos mensuales y anticipados, denominada peaje, que la CNEE establecerá sobre la base de los siguientes conceptos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La anualidad de la inversión de las instalaciones de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, considerando un Factor de Recuperación de Capital (FRC) obtenido con la tasa de actualización establecida por la CNEE de conformidad con la LGE y una vida útil de treinta (30) años, sobre el VNR de las instalaciones.</li> <li>• Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3% del costo total de la inversión mencionada en el párrafo anterior. Este porcentaje puede ser modificado por la CNEE, sobre la base de estudios técnicos.</li> </ul> <p>El Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y de mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.</p>



CONCEPTO	DESCRIPCION
Remuneración para los activos	La definición del VNR de las instalaciones está sujeto a las evaluaciones que haga un Consultor contratado por la CNE. La tasa de actualización para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo de capital que determine la CNEE, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Si la tasa de actualización resultare inferior a 7% real anual o bien superior a 13% real anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, serán como máximo el 3% del VNR total. Este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sobre la base de estudios técnicos
Cargo por conexión y uso de la red	El peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos (2) años, en la primera quincena de enero.  Para el cálculo del peaje, él o los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y el Administrador del Mercado Mayorista informarán a la Comisión la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión principal y las potencias firmes de las centrales generadoras, acompañando un informe técnico.
Duración de las concesiones	50 años
Extensión de la red	Las instalaciones de Trelec están conformadas por 64 kilómetros de líneas de 230 kV, 660.23 kilómetros de líneas de 69 kV; 6 subestaciones de maniobras y 56 subestaciones de transformación de 69/13.8 kV con una capacidad instalada de 1,077.75 MVA, a las cuales se interconectan 163 circuitos de distribución en 13.8 kV.

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 30 - Guatemala – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley General de Electricidad
Reglamento de la Ley General de Electricidad
NCC 09 Cálculo del Peaje en los Sistemas de Transporte Principal y Secundario

### 3.2.6. HONDURAS

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente regulador	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE): a) aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y regulatorias, b) aplicar sanciones, c) expedir regulaciones, d) otorgar licencias de transmisión y distribución, e) definir la metodología para las tarifas de transmisión y distribución, f) aprobar bases para licitaciones
Administrador mayorista mercado	Operador del sistema: garantizar la continuidad, seguridad del suministro eléctrico, la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo
Integración vertical	NO

Tabla N° 31 - Honduras – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	No pueden tener participación en generación ni distribución
Alta tensión	En transición
Distribución troncal	En transición
Planificación y expansión	El Operador del Sistema prepara cada 2 años un plan de expansión con un horizonte de 10 años
Ingresos del transportista	Los costos de transmisión se componen de: Anualidades de las inversiones correspondientes a una red económicamente adaptada calculadas en base a un valor nuevo de reemplazo, su vida útil y la tasa de actualización establecida + costos de operación y mantenimiento de una gestión eficiente
Remuneración para los activos	En transición
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Costo de las pérdidas de potencia y energía, entre otros
Cargo por conexión y uso de la red	En transición a nueva regulación
Duración de las concesiones	En transición
Extensión de la red	En transición

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 32 - Honduras – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley General de la Industria Eléctrica
---------------------------------------

### 3.3. EL CARIBE

#### 3.3.1. REPUBLICA DOMINICANA

La siguiente tabla muestra los principales conceptos de la actividad de transmisión de electricidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	Comisión Nacional de Energía (CNE) institución responsable del planeamiento sectorial y de emisión de normativas para el buen funcionamiento del sector.
Ente regulador	Superintendencia de Electricidad (SIE): una institución descentralizada del Estado Dominicano con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía. Funciones: fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad.
Administrador mayorista mercado	Organismo Coordinador (OC-SENI) es el ente encargado de la planificación de la operación de corto, y mediano del SENI y como operador comercial del sistema realiza las transacciones económicas
Integración vertical	El Estado

Tabla N° 33 - Rep. Dominicana – Principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad

CONCEPTO	DESCRIPCION
Propiedad	Pública
Alta tensión	ETED
Distribución troncal	ETED
Planificación y expansión	Plan Indicativo de Expansión de la Transmisión Eléctrica (PIETE)
Ingresos del transportista	Tarifa regulada, que el regulador (SIE) revisa cada 4 años. El cálculo de la tarifa regulada se basa en el concepto de cubrir una renta razonable sobre la inversión más los costos eficientes de operación y mantenimiento.  Se reconoce una tasa de costo del capital que es estimada por el Banco Central de República Dominicana, en general en base al WACC.
Remuneración para los activos	
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	

CONCEPTO	DESCRIPCION
Cargo por conexión y uso de la red	Existe un cargo por conexión y un cargo por uso. El cargo por transmisión promedio 2012 fue de 0.76 cUSD / KWh y en 2011 de 0.71 cUSD / KWh
Duración de las concesiones	Se trata de una empresa del Estado
Extensión de la red	Consta de 940 km de líneas de circuito simple de 138 kV que parten radialmente desde Santo Domingo hacia el norte, el este y el oeste.

Las leyes y regulaciones que rigen la actividad de transmisión son:

Tabla N° 34 - Rep. Dominicana – Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad

Ley General de Electricidad No125-01, modificada por la la Ley No186-07
Ley 57-07 de promoción de energías renovables