

# Cuarenta años de evolución del marco legal peruano de la transmisión eléctrica

Roberto Santiváñez Seminario\* y Paul Sumar Gilt\*\*

*El presente artículo contiene una revisión de la evolución del marco legal de la transmisión eléctrica en el país durante los últimos 40 años. Se describe la situación caótica vivida en los primeros 20 años, marcada por un monopolio estatal casi absoluto a cargo de Electroperú y Electrolima. Luego, se aborda los cambios estructurales introducidos por la ley de concesiones eléctricas (1992/1993), y sus ajustes posteriores. Se describe ampliamente la experiencia de los llamados contratos boot (regulación por contrato), que garantizaron la recuperación de la inversión, superando de ese modo la incertidumbre que por entonces planteaba el modelo general (regulación por agencia). Luego se revisa el nuevo marco de transmisión eléctrica introducido entre el 2006 y el 2008, que dio lugar a un exitoso programa de licitaciones (11 hasta la fecha), que están cambiando radicalmente la fisonomía de la transmisión troncal en el país. Asimismo, se revisa el marco de la transmisión no troncal o complementaria, así como los desafíos futuros que han de encararse en los próximos años, para asegurar una expansión eficiente y oportuna de la infraestructura de transmisión.*

## I. Introducción

A propósito del vigésimo aniversario de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE), este artículo repasa brevemente la evolución que en los últimos cuarenta años, ha tenido el marco legal de la transmisión eléctrica.

Visto en retrospectiva, esta evolución puede dividirse en cuatro capítulos:

---

\* Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Maestría en Stanford Law School (JSM, 2001) y candidato de doctorado de Stanford University (JSD). Socio del Estudio Santiváñez Abogados.

\*\* Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. MBA de la Universidad del Pacífico. Socio del Estudio Santiváñez Abogados.  
Con la colaboración de Fredy Bautista Guevara, Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú y la Bachiller en Derecho de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Noelia Carreras Schabauer.

N°	Duración	Años	Característica
1	20 años	1972 a 1992	Monopolio estatal (Electroperú y Electrolima). Crecimiento centralmente planificado. Tarifas políticas. Gigantescas pérdidas operativas acumuladas, así como inversiones retrasadas y costosas
2	5 años	1993 a 1997	El Gobierno desembalsa las tarifas drásticamente y aprueba un nuevo marco legal (LCE), caracterizado por liberalizar el mercado, desintegrar Electroperú y Electrolima ( <i>unbundling</i> ), crear un operador independiente (COES) e inicia la privatización. Ésta última queda trunca. No hay inversiones privadas en redes troncales debido a riesgo regulatorio.
3	10 años	1998 a 2007	El Gobierno utiliza el esquema general para concesiones de servicios públicos (COPRI), para licitar redes importantes asegurando el retorno a la inversión ("contratos boot"). Se efectuaron 4 licitaciones, la última de las cuales transfirió a privados, la operación de los sistemas troncales a cargo de empresas estatales (Etecen y Etesur). Con ello, toda la transmisión principal del país pasó a manos privadas.
4	5 años	2008 a 2012	<p>Se establece un régimen legal completo, específicamente para el sector eléctrico, con el fin de que las redes troncales (denominadas Sistema Garantizado de Transmisión), sean producto de un Plan de Transmisión elaborado participativamente Estado/Sector Privado, adjudicadas siempre por licitación, pagadas por toda la demanda interconectadas, y con retorno de la inversión asegurado (riesgo regulatorio casi nulo). Bajo este esquema, en 4 años se han efectuado 11 licitaciones. Las nuevas líneas (algunas de ellas en 500 mil voltios, y varios reforzamientos importantes, cambiarán radicalmente la fisonomía de la transmisión eléctrica en el Perú. Para los próximos 5 años, se esperan varias licitaciones adicionales, no menos importantes que las previas. Los desafíos por encarar en los próximos años, ya no estarán como antes, del lado de la regulación y los contratos; sino más bien, estarán del lado de los asuntos ambientales y las consultas indígenas.</p> <p>En lo que respecta a las redes no troncales (denominadas Sistemas Complementarios de Transmisión), pueden ser iniciativa privada (en el caso de líneas dedicadas a clientes libres o generadores), o bien producto de un Plan de Inversiones, elaborado participativamente Estado/Empresas (en caso de líneas usadas y pagadas por el mercado de servicio público). Un primer plan (2009-2013) ha sido puesto en vigencia, y en el presente año (2012) se prepara el segundo (2013-2022). Las rigideces de los sistemas que regulan a las distribuidoras estatales (responsables de atender al 60% de los clientes regulados del país), así como la falta de acceso de ellas al endeudamiento eficiente de largo plazo, esta provocando un severo retraso en la implementación de los planes. Claramente, la solución de este problema apunta una vez más, hacia el empleo de la inversión privada y su capacidad de financiar y ejecutar obras rápida y ordenadamente.</p>

## II. La época de la predominancia del Estado empresario

La Ley General de Electricidad del año 1972, aprobada por Decreto Ley N° 19521, fue la norma que reguló durante 20 años el sector eléctrico peruano hasta fines de 1992.

Dicha norma nacionalizó las empresas eléctricas privadas e instauró un régimen de planeamiento central de la inversión y operación de las distintas actividades de la industria eléctrica, todo ello en un contexto de monopolio estatal de la actividad.

Las políticas y regulaciones del sector fueron implementadas a través de las dos empresas eléctricas estatales verticalmente integradas: Electrolima y Electroperú<sup>1</sup>. Durante dicho periodo, la comisión de tarifas eléctricas (en adelante, CTE), calculaba y aprobaba las tarifas del suministro de energía eléctrica en los mercados mayorista y minorista. Las transacciones que se realizaban en la industria requerían autorizaciones administrativas de la entidad estatal competente o de las empresas eléctricas estatales.

En la década del 70, Electroperú hizo inversiones en electricidad por 0.52% del PBI. El punto más alto se produjo en el quinquenio de 1980 a 1985, por un monto promedio de US\$ 650 millones anuales (1.74% del PBI). Sin embargo, en el periodo de 1986 a 1990, la inversión se contrajo en 66%, hasta US\$ 222 millones anuales en promedio. Este periodo se vio claramente influido por la coyuntura social, que envolvió al país en lucha constante contra el terrorismo y que en el caso del sector eléctrico se tradujo en destrucción de torres de electricidad, que produjeron cortes repentinos de energía y racionamientos por determinados periodos de tiempo.

La década del 80 supuso una fuerte crisis financiera y económica para Electroperú. La primera tenía que ver con el grado de apalancamiento de la empresa, representada por un nivel alto de endeudamiento externo. Dicha situación se hizo más crítica aun cuando Electroperú se vio limitado en su acceso al crédito por los constantes incumplimientos de sus obligaciones. La delicada situación económica tenía un origen muy claro: el retraso tarifario.

---

1 SANTIVAÑEZ, Roberto. Desregulación y privatización eléctrica en el Perú: una propuesta para impulsar la reforma. Lima: MFRPTLV Abogados, 2001 p. 25 y ss.

Durante la presencia estatal como ente rector y protagonista del sector, las tarifas no sufrían alteraciones. Desde que el Estado se encargó de la prestación del servicio eléctrico en 1972, las tarifas se congelaron en los siguientes 15 años.

Durante la predominancia del Estado como empresario en el sector eléctrico, las empresas de electricidad acumularon fuertes pérdidas operativas que representaron en 1989, más del 150% de sus ingresos, al llegar a US\$ 226 millones ese año.

El Estado destinaba recursos públicos para subsidiar los verdaderos costos que demandaba la prestación del servicio de electricidad, a través del Fondo de Compensación en Generación, cuyo objetivo era compensar las diferencias de costos de generación y transmisión. El Estado tuvo que acudir a la deuda externa para financiar nuevas centrales hidroeléctricas, lo cual se reflejó en 1985 en un incremento de los activos fijos del orden de 75%.

En el año 1987, el Estado intentó solucionar los problemas económicos de Electroperú mediante la actualización de las tarifas eléctricas y la asunción de las deudas que tenía la empresa. Pero realmente no sucedió ni lo uno ni lo otro.

Al final, el nuevo régimen gubernamental que ingresó con Alberto Fujimori a mediados de 1990, entendió la imposibilidad de evitar por más tiempo un reajuste drástico de las tarifas eléctricas. Así, como parte del programa económico inicial del nuevo gobierno, las tarifas se modificaron en una cifra igual al 784%, situación que fue generada por todos los años en que subsidió los verdaderos costos del sistema.

### **III. La desregulación**

En la década de 1990, el Perú implementó un régimen legal pro-mercado y pro-inversionista, que incluyó a la industria eléctrica. Se liberalizó el acceso de los inversionistas al mercado de la generación, transmisión y distribución. Con el tiempo, este nuevo sistema continuó siendo perfeccionado con miras a convertirse en un sistema maduro y claro en cuanto a la distribución de los riesgos propios de las actividades del sector eléctrico para, de ese modo, otorgar a potenciales inversionistas suficiente seguridad y predictibilidad a efectos de que estos realicen los proyectos necesarios para la expansión y eficiencia del sistema eléctrico.

La reforma integral del sistema eléctrico peruano buscó la inclusión de un sistema competitivo y privado en aquellos segmentos donde fuera posible recrearlos. Antes de la entrada en vigencia de la LCE, el mercado eléctrico estaba dominado por la actividad empresarial del Estado en todos los segmentos. Dicha situación colocó el sector eléctrico en un estado de letargo, que se tradujo en el subdesarrollo del sector.

La apertura del mercado a los particulares significó poner a prueba la capacidad del Estado de establecer mecanismos idóneos para compensar la participación de los particulares en los segmentos del sector; siempre bajo el paradigma predominante de la tarifa regulada para la actividad de transmisión en la que, además, debía reconocerse una relación básica: el uso de la red. Sin embargo, el crecimiento de la demanda no atendida iba a exigir eventualmente la adopción de un esquema real de remuneración, que compensara tanto el uso de las redes como las inversiones nuevas, y los costos de operación y mantenimiento.

La regulación de la actividad de transmisión en el sector eléctrico ha tenido una evolución considerable y podría decirse que es la actividad que ha sufrido mayores modificaciones a lo largo de los 20 años de vigencia del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE). Así, según el régimen original establecido en la referida norma las redes que permitían comercializar electricidad en cualquier barra conformaban el Sistema Principal de Transmisión (en adelante, SPT), y aquellas que permitían conectarse y comercializar en el SPT conformaban el Sistema Secundario de Transmisión (en adelante, SST).

Modificaciones normativas realizadas en el año 2006 resultaron en el establecimiento del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante, SGT), bajo el cual se realizan proyectos de infraestructura eléctrica de conformidad con lo que la norma denomina el “Plan de Transmisión” a través de procesos de licitación pública; y del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante, SCT), cuyos proyectos son producto de la iniciativa propia de los agentes del mercado, o bien conforman el Plan de Inversiones que aprueba OSINERGMIN, respecto a las obras que obligatoriamente deben construir las distribuidoras. Las líneas que entrasen en operación a futuro de clasificarían como pertenecientes a uno de estos dos sistemas (Garantizado o Complementario), permaneciendo la clasificación anterior para (Principal o Secundario), para las líneas que entraron en operación de forma previa a las modificaciones.

Como puede observarse, se trata de una regulación que plasma la voluntad de conformar un sistema interconectado de transmisión de electricidad cuya clasificación interna obedeció a una necesidad de orden, dónde las líneas de alta y muy alta tensión (primero SPT, luego SGT) conformarían la vía troncal del sistema interconectado; y las redes de menor tensión (primero SST, luego SCT) se encargarían de conectar a los generadores para inyectar su electricidad a la red troncal, o bien para conectar a la demanda (usuarios libres o distribuidores) con la mencionada red.

Dentro del esquema antes descrito, se hizo fundamental para el desarrollo ordenado y progresivo del sistema interconectado la estructuración de una estrategia de desarrollo y expansión de las redes de transmisión por parte del Estado. Dicha estrategia consideró principalmente la participación de la inversión privada no obstante, en ocasiones requirió de un rol activo del Estado a través de las empresas estatales que participan en el sector.

Así, en el caso del SGT, se estableció que los proyectos de inversión se llevarían adelante mediante procesos de licitación competitiva que concluyen en la suscripción contratos de concesión tipo *BOOT*, que otorgan al concesionario una remuneración garantizada que se constituye como el factor de competencia en dichas licitaciones. Desde el año 2006, PROINVERSIÓN ha adjudicado exitosamente un considerable número de concesiones SGT que se vienen ejecutando con mínimas discrepancias con el Estado.

En el caso del SCT, los proyectos que son incluidos en el denominado “Plan de Inversiones”, puede ser ejecutado directamente por un concesionario de distribución o a través de terceros contratados por este. Estos proyectos son remunerados según lo establecido en el marco regulatorio correspondiente y el respectivo plan de inversiones, o a través de una adjudicación vía licitación pública de la que resulta precisamente el monto por remunerar.

Considerando lo antes indicado, corresponde hacer una descripción general de la evolución tanto de la regulación de los sistemas de transmisión como de los instrumentos contractuales que fueron, en algunos casos, contrapartida de la regulación y, en otros, funcionaron como una válvula de escape de los defectos de la misma. Todo ello incidiendo principalmente en el impacto sobre la inversión, así como una breve prospectiva que invite a la reflexión de la problemática existente.

#### IV. SPT y SGT: Regulación e instrumentos de inversión

El modelo de monopolio estatal casi absoluto vivido entre 1972 y 1992, conjuntamente con factores de orden económico y político, tuvo como consecuencia una evidente depresión de la industria eléctrica peruana que motivó la promulgación de un nuevo marco normativo y un cambio de modelo regulatorio, empezando en la década de 1990.

La reforma de la industria eléctrica peruana se efectuó a través de un proceso de tres etapas. La primera etapa consistió en la promulgación de la LCE y la adopción un nuevo modelo regulatorio sobre la base del libre mercado. Por su parte, la segunda etapa radicó en la reestructuración y reorganización de las compañías eléctricas estatales verticalmente integradas a fin de convertirlas en compañías de generación, transmisión o distribución. Finalmente, la tercera y última etapa corresponde a la privatización de las compañías eléctricas estatales reestructuradas.

Dentro de ese contexto, la LCE tuvo como propósito establecer un marco legal objetivo y transparente que sirviera de base para el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo, confiando en la inversión privada y en las fuerzas del mercado, en lugar del planeamiento y monopolio estatal. En el caso específico de la transmisión de electricidad, la LCE estableció que el sistema de transmisión de energía eléctrica debía estar compuesto por dos clases de instalaciones: el SPT y el SST<sup>2</sup>.

El SPT es definido como aquél en el que la electricidad por lo común fluye de forma bidireccional, permitiendo a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema<sup>3</sup>. Así, en el SPT no es posible identificar exactamente qué generadores usan dicha infraestructura<sup>4</sup>. A diferencia de ello, en el SST por lo común el flujo de electricidad es unidireccional y permite a los generadores conectarse al SPT o comercializar

---

2 Al respecto, el Artículo 58° de la LCE señala: *"En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento"*.

3 Decreto Ley N° 25844, artículo 58 y ss.

4 DE LA CRUZ, Ricardo y Raúl GARCÍA. La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política. 2003, p.42.

potencia y energía en cualquier barra de este sistema<sup>5</sup>. Además, en el SST sí es posible identificar a los usuarios de dichas instalaciones.

#### **IV.1 La regulación de la remuneración según la norma (regulación por regulador)**

Las instalaciones del SPT son remuneradas por el abono de una compensación mensual a ser efectuada por los generadores que estén conectados a dicho sistema<sup>6</sup>. Dicha compensación deberá cubrir el Costo Total de Transmisión. El Costo Total de Transmisión es la suma de la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento<sup>7</sup>.

De acuerdo con las reglas previstas para la remuneración del SPT, la valorización de este tipo de instalaciones de transmisión se ha efectuado sobre la base de módulos estándares de líneas de transmisión con sus respectivas celdas de conexión, diseñados para operar en las mismas condiciones geográficas y altitudes sobre las cuales están instalados los bienes físicos existentes. Estos módulos están conformados por elementos diseñados con la tecnología actual y son costeados a partir de precios promedios de mercado<sup>8</sup>.

En tal sentido, la remuneración de la infraestructura de transmisión perteneciente al SPT se determina según criterios de eficiencia que usan estándares técnicos y económicos y que toman como parámetro de referencia la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado (SEA)<sup>9</sup>. Adicionalmente, estos criterios son revisados periódicamente y susceptibles de ser modificados por el organismo regulador<sup>10</sup>.

Considerando que no resulta factible establecer qué generadores utilizan la infraestructura del SPT, los responsables del pago del Costo Total de Transmisión de las instalaciones del SPT son todos los generadores. Para dicho propósito, corresponde que abonen mensualmente al concesionario de transmisión de

---

5 Decreto ley N° 25844, artículo 58 y ss.

6 Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículo 135 y ss.

7 Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículo 135 y ss.

8 De la Cruz y García, Op. Cit., pp. 43-44.

9 Decreto Ley N° 25844, artículo 59 y definición N° 14; Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículo 133.

10 Decreto Ley N° 25844, artículo 61.

SPT la compensación comprendida por: (a) el Ingreso Tarifario, determinado como la suma del Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje y del Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad; y, (b) el Peaje por Conexión, calculado como la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario<sup>11</sup>.

#### **IV.2 El régimen paralelo: la regulación por contrato.**

Si bien, los procesos de privatización generaron inversión considerable y significativa en un contexto en el que se resolvieron una serie de incertidumbres referentes a la estabilidad política y jurídica del país y el tratamiento del capital extranjero, en aquellos segmentos de la industria eléctrica donde no se disiparon todas las incertidumbres, como lo fue la actividad de transmisión, las condiciones rentables del ejercicio de la actividad no fueron suficiente aliciente para que las inversiones necesarias tuvieran lugar<sup>12</sup>.

En efecto, la remuneración del SPT bajo la LCE se determina utilizando un sistema de transmisión “económicamente adaptado”, esto es, un sistema hipotético creado y modelado por el propio regulador. Esta forma de cálculo introducía el riesgo de que el valor de la inversión calculado por el regulador difiriese sustancialmente del valor real de la inversión efectuada por la concesionaria de transmisión. Aunado a lo anterior, el Costo Total de Transmisión debía ser revisado periódicamente por el regulador, siendo factible que en cada revisión se modifique el valor del mismo. Consecuencia: prácticamente no hubo inversión privada y ETECEN y ETESUR (las transmisoras estatales desgajadas de la otrora ELECTROPERÚ nacional), tuvieron que invertir con recursos aportados por el Tesoro Público.

Por ello, el Estado se vio en la necesidad de recurrir a mecanismos de carácter paralelo a fin de atraer inversiones necesarias para el país, y que no se venían desarrollando al amparo de la LCE<sup>13</sup>.

---

11 Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículos 135 y ss.

12 OSINERGMIN, Documento de Trabajo N° 3 – Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano, 2005, p. 56.

13 Lo señalado en el presente acápite ha sido reconocido por el propio OSINERGMIN y por diversas publicaciones académicas en los siguientes términos:

*“En el Perú, el marco regulatorio ha enfrentado problemas para atraer inversiones en*

¿En qué consistía este régimen paralelo? Casi en simultáneo con la LCE, fue implementado en el país, un régimen legal específico para privatizar empresas estatales y para promover inversión privada en concesiones de obra pública y servicios públicos. La principal norma de privatización fue el Decreto Legislativo N° 674, mientras que para concesiones se promulgaron diversas normas que a la postre se consolidaron tras el Decreto Supremo N° 056-1996-PCM (en adelante, TUO de Concesiones).

El TUO de Concesiones ha previsto una serie de garantías para la inversión privada que han creado importantes incentivos para la inversión en diversos sectores de infraestructura y en el segmento de transmisión en particular. Entre las principales garantías para la inversión que otorga este régimen pueden encontrarse las siguientes: (a) la determinación contractual del sistema de tarifas, peajes, precios u otro que permita recuperar la inversión, así como su fórmula de reajuste; (b) la posibilidad de que los contratos tengan cláusulas que estipulen la indemnización del concesionario en caso el Estado suspenda, deje sin efecto o modifique la concesión por causales no previstas expresamente en la ley; y (c) la posibilidad de someter a arbitraje nacional o internacional las controversias de carácter patrimonial que deriven del contrato de concesión<sup>14</sup>.

Cabe señalar que el Estado se encuentra facultado a otorgar a los contratos de concesión de obras de infraestructura y de prestación de servicios públicos el carácter de contrato-ley, en virtud de lo cual se garantiza que la concesión se rige por las reglas pactadas en el referido contrato (régimen de tarifas,

---

*base a las señales económicas generadas por los mecanismos de fijación de tarifas, de tal forma que las inversiones han sido afrontadas por las empresas estatales Etecen y Etesur, hasta su privatización, y para las ampliaciones mayores se han utilizado contratos BOOT (Build, Own, Operate and Transfer)...". (OSINERGMIN, Documento de Trabajo N° 3, p.51.)*

*"Estas reglas no han sido un instrumento efectivo para atraer nuevas inversiones en la actividad de transmisión, pues la utilización del sistema económicamente adaptado introduce el riesgo de que el valor de la inversión calculado por el regulador difiera substancialmente del valor real de la inversión, siendo además que dicho cálculo es revisado cada cuatro años.... En efecto, la inversión en redes de transmisión ha sido efectuada a través de Contratos-Ley que presentan regímenes especiales en materia de remuneración distintos al de la regulación general...". Quintana, Eduardo, Integración o Separación vertical en industrias de redes: ¿Regulación a través de la estructura de la industria? Revista de Derecho Administrativo (Lima 2008), No. 4, p.79-80.*

14 Decreto Supremo N° 059-96-PCM, artículos 13, 17, 17, 25 y 35.

estándares de calidad, ámbito de cobertura de red, etc.), las mismas que no pueden ser modificadas en forma alguna por leyes posteriores<sup>15</sup>.

Así, considerando que el régimen de la LCE no otorgaba las seguridades necesarias para incentivar nuevas inversiones en transmisión, el Estado como parte de su política de privatización de las empresas estatales y promoción a la inversión privada, suscribió sendos contratos de concesión para el diseño, la construcción, la implementación y la explotación de infraestructura de transmisión calificada como parte del SPT, en los que otorgó una serie de garantías y seguridades a los inversionistas de transmisión. A continuación se presenta el listado de los procesos de privatización y promoción de la inversión en infraestructura de transmisión calificada como SPT (en adelante, denominados conjuntamente como Contratos BOOT del SPT).

**Gráfico N° 1:  
Contratos BOOT del SPT**

Año de Suscripción	Sociedad Concesionaria	Denominación del Contrato	Abreviatura
1998	Consortio Transmantaro S.A. (CTM)	Contrato para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del sistema de transmisión Mantaro - Socabayan y la prestación del servicio de transmisión de electricidad	Contrato BOOT CTM
1999	Red Eléctrica del Sur S.A. (REDESUR)	Contrato para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del reforzamiento de los sistemas de transmisión del sur y la prestación del servicio de transmisión de electricidad	Contrato BOOT REDESUR
2001	Interconexión Eléctrica ISA PERÚ S.A. (ISA PERÚ)	Contrato de concesión para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación de líneas eléctricas Oroya - Carhuamayo - Paragsha - Derivación Antamina y Aguaytía - Pucallpa y la prestación del servicio de transmisión de electricidad	Contrato BOOT ISA PERÚ
2002	Red de Energía del Perú S.A. (REP)	Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica FIFEN - FIFESUR	Contrato BOOT REP

Fuente: Contratos BOOT CTM, REDESUR, ISA PERÚ y REP

Elaboración: propia

En efecto, la regulación contractual incluida en los Contratos BOOT del SPT otorgó la estabilidad y predictibilidad requeridas por los inversionistas privados para efectuar sus inversiones, por lo que el marco normativo del SPT de alguna forma “cedió” ante las reglas previstas en los contratos. Tal como se indicó precedentemente, los contratos antes referidos, se suscribieron teniendo como

<sup>15</sup> Constitución Política del Perú, Artículo 62: “Mediante contratos-ley, el Estado puede establecer garantías y otorgar seguridades. No pueden ser modificados legislativamente, sin perjuicio de la protección a que se refiere el párrafo precedente”.

marco legal el TUO de Concesiones, norma que declaró de interés nacional la promoción de la inversión privada en el ámbito de las obras públicas de infraestructura y servicios públicos, estableciendo que la modalidad a emplearse para tales efectos a la concesión.

Las principales características de estos contratos se resumen a continuación:

- La modalidad de concesión adoptada fue la BOOT, así, durante el plazo del contrato, el concesionario actuará como propietario de los bienes de la concesión y podrá usarlos para prestar el servicio de transmisión de electricidad. Al término de la concesión las empresas deberán transferir al Estado la propiedad de los bienes y derechos que conforman su sistema de transmisión.
- La estabilidad del régimen tarifario se garantiza asegurando a las empresas la recuperación del monto ofrecido en el proceso de promoción a la inversión privada, a lo largo del plazo de concesión.
- La recuperación de los costos a través de tarifas en el sector eléctrico es independiente de los ingresos que puedan percibir por otros negocios como el uso de las instalaciones para transmisión de datos y telecomunicaciones ya sea a través de la instalación de redes de fibra óptica o alquiler de infraestructura.
- Las empresas tendrán el derecho de explotar las líneas de transmisión entre la puesta de operación comercial y el vencimiento del plazo de concesión. La explotación de las líneas de transmisión por parte de la sociedad concesionaria debe garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del servicio de acuerdo con las leyes vigentes y las condiciones establecidas en el contrato. Se establecen también las penalidades y compensaciones por la falta de calidad y continuidad del servicio.
- A partir de la fecha de suscripción de los contratos, las empresas serán responsables por los daños, perjuicios o pérdidas ocasionadas a los bienes de concesión de acuerdo con las leyes aplicables. Los concesionarios deben contratar un régimen de seguros de responsabilidad civil para cualquier daño, así como un seguro a todo riesgo que cubra el valor de replazo de los bienes de la concesión.
- El concesionario debe permitir el acceso abierto a sus instalaciones a otros operadores y a los generadores.

Específicamente, en relación con las reglas de remuneración de la infraestructura de transmisión, los Contratos BOOT de SPT establecieron un régimen más

predecible que el marco normativo general del SPT. Los aspectos centrales en los que este régimen difiere del anterior son los siguientes: (i) la determinación de los costos de dichas instalaciones se efectúa en una única oportunidad y no es materia de revisión; y (ii) el VNR corresponde al monto de inversión del adjudicatario, de acuerdo con los términos de la oferta ganadora en proceso de promoción a la inversión privada<sup>16</sup>. Adicionalmente, los Contratos BOOT del SPT establecen que el valor del costo de las instalaciones de transmisión solamente es ajustado cada cuatro años por la variación del índice “*Finished Goods Less Food and Energy*” (serie ID: WPSOP3500) publicado por el Departamento del Trabajo de los Estados Unidos de América<sup>17</sup>.

Los montos ofertados se anualizan considerando un período de 30 años y conforman las anualidades del VNR de las instalaciones<sup>18</sup>. En el caso de los costos de operación y mantenimiento (COyM) éstos se calculan según los procedimientos usados por OSINERGMIN para el cálculo de los estándares de eficiencia correspondientes a la noción de sistema económicamente adaptado.

Finalmente, en el caso particular del Contrato BOOT de REP se adoptó una modalidad distinta a la prevista en los otros contratos, la misma que consistió en fijar una Remuneración Anual Garantizada (RAG) ascendente a US\$58,638,000<sup>19</sup>.

---

16 A modo de ejemplo revisar la Cláusula 5.2.5 del Contrato para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del reforzamiento de los sistemas de transmisión eléctrica del sur y la prestación del servicio de transmisión de electricidad, celebrado entre el Estado peruano y Red Eléctrica del Sur S.A.

17 En ese sentido, en diciembre de 1998 y en junio de 2001 se fijó respectivamente, el VNR de las instalaciones de transmisión objeto del Contrato BOOT de CTM y del Contrato BOOT de REDESUR. Los valores ofertados fueron de US\$ 179'179,000 (Ciento Setenta y Nueve Millones Ciento Setenta y Nueve Mil y 00/100 Dólares Americanos) para el primero y US\$ 74'480,000 (Setenta y Cuatro Millones Cuatrocientos Ochenta Mil y 00/100 Dólares Americanos) para el segundo. (Contrato para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del reforzamiento de los sistemas de transmisión eléctrica del sur y la prestación del servicio de transmisión de electricidad, celebrado entre el Estado peruano y Red Eléctrica del Sur S.A. y Contrato BOOT para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción explotación del Sistema de transmisión Mantaro-Socabaya y la prestación del servicio de transmisión de electricidad, celebrado entre el Estado peruano y Consorcio Transmantaro S.A.).

18 Debido a esta obligación, es decir, a la necesidad de que los ingresos de CTM, REDESUR e ISA PERÚ, a lo largo de los 30 años de operación sea igual al valor de la oferta, se ha introducido una liquidación por tipo de cambio. (Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículo 154).

19 Contrato de concesión de los sistemas de transmisión eléctrica ETECEN-ETESUR, celebrado entre el Estado peruano y Red de Energía del Perú S.A. Así pues, bajo este esquema el

Al respecto, la diferencia principal es que el establecimiento de la RAG fija durante los 30 años, salvo actualizaciones por inflación, supone dejar de utilizar los criterios de eficiencia en la fijación de tarifas establecidas en la LCE, tanto en el reconocimiento del VNR como en los costos de operación y mantenimiento.

Como resultado de la implementación de este régimen especial (frente al régimen general del SPT previsto en la LCE) se logró incrementar significativamente la inversión en activos de transmisión del SPT. Posteriormente, el Estado tomó como referencia los mecanismos tarifarios establecidos en los Contratos BOOT del SPT para el establecimiento de un régimen general que generase incentivos adicionales para la inversión en instalaciones de transmisión.

### IV.3 Un régimen completo, estable y único

En efecto, mediante Ley N°28447, se creó una Comisión integrada por representantes del Ministerio de Energía y Minas, y OSINERGMIN con el encargo de proponer un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú sobre la base de la incorporación de mecanismos de mercado, mitigación de riesgos y la introducción de la competencia por el mercado, entre otros aspectos. Dicha Comisión emitió un informe que representa la culminación de su trabajo, dentro del mismo y respecto al diagnóstico de situación general del acceso a transmisión se señaló:

*“En el caso de la transmisión se han presentado un conjunto numeroso de problemas cuya solución se hace cada vez más apremiante.*

*Las inversiones en transmisión se encuentran prácticamente detenidas y el problema se agrava en la medida que se incrementa la demanda y se requiera de nuevas plantas de generación. Los inversionistas privados no están efectuando las inversiones requeridas en transmisión.*

*Las únicas instalaciones nuevas de transmisión, importantes, que han sido construidas son las fueron promovidas por el Gobierno y otorgadas mediante concesiones BOOT.”<sup>20</sup>*

---

adjudicatario del proceso de promoción sería aquel que ofertara el mayor monto a pagar al Estado por las empresas que se privatizaban. En este caso ISA ofreció un monto de US\$261, 000,000 por el derecho de concesión respecto a un precio base de US\$ 250, 000,000.00.

20 Comisión creada por Ley N° 28477, Libro Blanco – Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, OSINERGMIN, 2005, p. 62 – 63.

Ante ello, la referida Comisión concluyó que para que el mercado funcione de manera eficiente era necesario eliminar las barreras de un sistema de transmisión insuficientemente desarrollado. En tal sentido, debía adecuarse el marco regulatorio de la transmisión con el objeto de reducir los costos de transacción para el ingreso de nuevos participantes.

Las conclusiones de la Comisión pueden verse claramente reflejadas en las estadísticas que mantiene la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas respecto a las inversiones ejecutadas por las empresas privadas y públicas en la actividad de transmisión entre los años 1990 y 2006. En el siguiente cuadro se puede apreciar que desde el año 1990 hasta el año 1998<sup>21</sup> no se efectuó ninguna inversión en infraestructura de transmisión por parte de empresas privadas, las únicas inversiones en redes de transmisión eléctrica fueron ejecutadas por empresas públicas. Asimismo, el incremento de la inversión privada desde el año 1998 hasta el año 2006 es únicamente consecuencia de los compromisos asumidos por los adjudicatarios de los procesos de privatización emprendidos por el Estado.

**Gráfico N° 2**  
**Inversiones ejecutadas por las empresas de transmisión durante el periodo 1990-2006 (miles de US\$)**

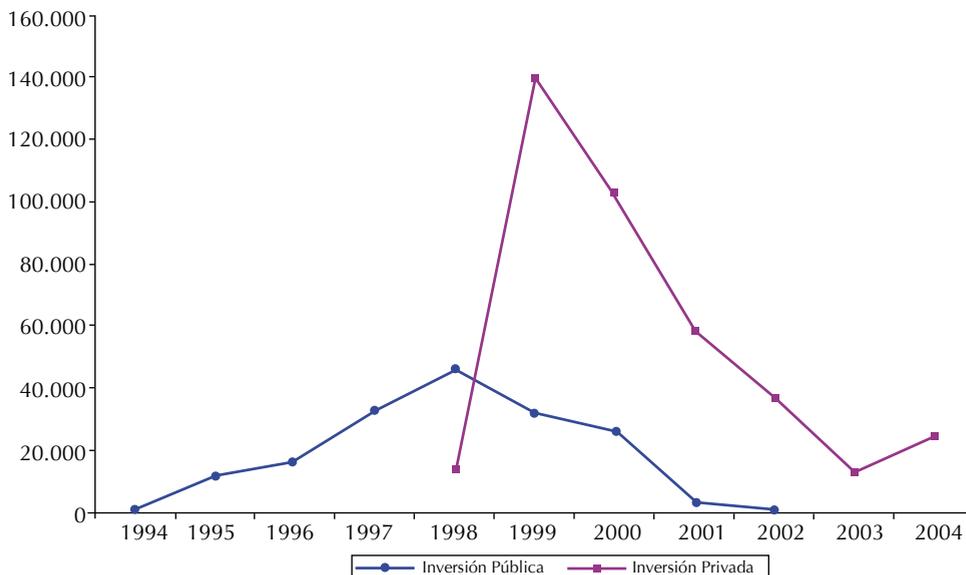
Año Financiero	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Empresas Privadas Titulares de SPT																		
Costos de Transmisión	0	0	0	0	0	0	0	0	13488	115500	50111	22051	2276	1170	75	10*	132	
Inversiones en Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30275	102	18	42	247	
Redes de Transmisión de 220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1480	8545	12190	8259	13644	
Redes de Transmisión de 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21909	52136	12764	2156	2067	1328	1466	0	
Empresas Públicas Titulares de SPT																		
Costos	0	0	0	0	350	3788	16601	15579	33300	27311	23275	2644	86	0	0	0	0	
Redes	0	0	0	0	0	0	0	11372	5738	1322	2992	412	0	0	0	0	0	

Elaboración propia

Como puede observarse en el siguiente gráfico, es recién a partir del año 1998, año en que se empezaron a suscribirse los Contratos BOOT del SPT, que la inversión privada en la actividad de transmisión se hace presente.

21 Resulta importante señalar que en el año 1998 se suscribió el primer contrato BOOT al amparo del TUO de Concesiones. Sobre ello, ver el gráfico N° 1 del presente informe.

**Gráfico N° 3**  
**Evolución de la Inversión Privada y Estatal en la Actividad de Transmisión**  
**durante el periodo 1994 – 2004**



Fuente: OSINERGMIN

Dado que la celebración de contratos BOOT funcionaba como un mecanismo alternativo o complementario al marco normativo general, se realizó a partir del año 2005 una revisión del marco normativo existente con el objetivo de proponer un marco general que otorgara mayores seguridades y garantías para la inversión en activos de transmisión.

Como resultado de la revisión efectuada, la Comisión especial concluyó lo siguiente:

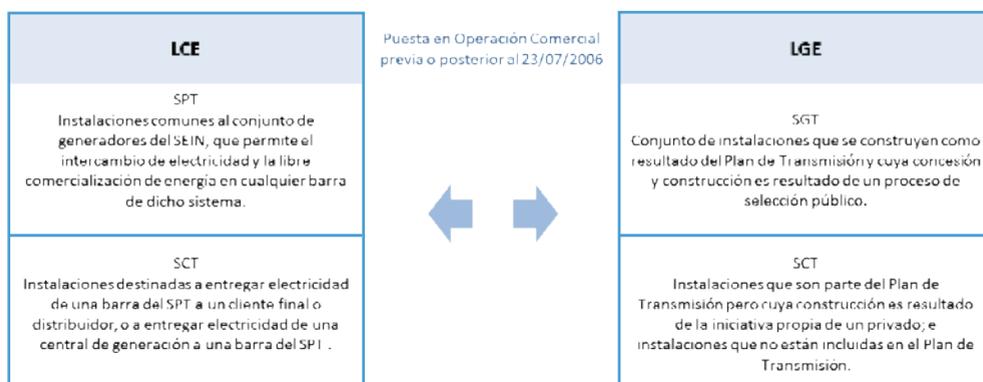
*“Los estudios realizados por OSINERGMIN sobre el problema de la transmisión han concluido en la necesidad de modificar las reglas para hacer más predecible y estable la remuneración de estos sistemas y de los cargos por su utilización. Desde el punto de vista de la inversión, las reglas existentes de la LCE no garantizan la recuperación de la inversión dado que el sistema económicamente adaptado debe ser revisado cada cierto tiempo. En un sistema en el que, periódicamente, es puesto en tela de juicio si una determinada inversión debió*

*haberse efectuado o no, es muy difícil que se puedan atraer inversiones el riesgo es demasiado alto*<sup>22</sup>.

Como resultado de esta revisión se promulgó la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (en adelante, LGE) en el año 2006. Uno de los objetivos de la entrada en vigencia de esta norma fue perfeccionar las reglas establecidas en la LCE. Así, la LGE dispuso la entrada en vigencia de un régimen de “Adecuación del Marco Legal de la Transmisión”. Con este objetivo, la LGE creó dos clases, de instalaciones de transmisión adicionales a las ya existentes: (i) el SGT; y, (ii) el SCT<sup>23</sup>.

De esta manera, a partir de la vigencia de la LGE, el sistema de transmisión de energía eléctrica está integrado por cuatro clases de instalaciones: el SPT, el SST, el SGT y el SCT. Las instalaciones del SPT y del SST son aquellas instalaciones calificadas como tales por la LCE y cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la LGE, a la que se ha hecho referencia previamente. Por su parte, las instalaciones del SGT y del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la LGE.

**Gráfico N° 4**  
**Cuadro Resumen del Marco Legal Aplicable al Sistema de Transmisión**



Elaboración propia

22 Comisión MEM – OSINERG creada por Ley N° 28447. Libro Blanco – Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, 2005, p. 38.

23 Ley N° 28332, artículo 20 y ss.

El SGT está conformado por aquellas instalaciones que se encuentran incluidas dentro del Plan de Transmisión y que además son otorgadas en concesión a través de un proceso previo de licitación pública<sup>24</sup>. El Plan de Transmisión, documento de carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia, es aprobado por el MEM y es actualizado cada dos años. Dicho plan es un estudio periódico que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de inversión en equipamiento de transmisión que debe considerar los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda<sup>25</sup>.

Las principales características de los Contratos BOOT del SGT, es decir aquellos que fueron suscritos bajo el nuevo régimen de la LGE, son las siguientes:

- Dada la naturaleza BOOT de la concesión, durante el plazo del contrato, el concesionario actuará como propietario de los bienes de la concesión y podrá usarlos para prestar el servicio de transmisión de electricidad. Al término de la concesión las empresas deberán transferir al Estado la propiedad de los bienes y derechos que conforman su sistema de transmisión<sup>26</sup>.
- El régimen tarifario del contrato está regulado conforme la LGE.
- La sociedad concesionaria se obliga a diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos, construir, operar y mantener la línea eléctrica. De acuerdo con ello, la sociedad concesionaria deberá definir, entre otros, la ruta y el alineamiento que seguirá la línea eléctrica.
- Las empresas tendrán el derecho de explotar las líneas de transmisión entre la puesta de operación comercial y el vencimiento del plazo de concesión. La explotación de las líneas de transmisión por parte de la sociedad concesionaria debe garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del servicio de acuerdo con las leyes vigentes y las condiciones establecidas en el contrato. Se establecen también las penalidades y compensaciones por la falta de calidad y continuidad del servicio.
- A partir de la fecha de suscripción de los contratos, las empresas serán responsables por los daños, perjuicios o pérdidas ocasionados a los bienes

---

24 Ley N° 28332, artículo 22°.

25 Comisión MEM – OSINERG creada por Ley N° 28447. Libro Blanco – Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, 2005.

26 A título de ejemplo, ver Cláusula Tercera del Contrato de concesión SGT de la Línea de transmisión Chilca-La Planicie-Zapallal celebrado entre el Estado Peruano y Consorcio Transmataro S.A.

de concesión de acuerdo con las leyes aplicables. Los concesionarios deben contratar un régimen de seguros de responsabilidad civil para cualquier daño, así como un seguro a todo riesgo que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la concesión.

- El concesionario debe permitir el acceso abierto a sus instalaciones a otros operadores y a los generadores<sup>27</sup>.

La LGE estableció un régimen de remuneración de las instalaciones del SGT cuyo objetivo principal fue generar estabilidad y predictibilidad en los ingresos de los concesionarios de transmisión. De acuerdo con ello, las instalaciones del SGT se remuneran a través de una base tarifaria que es definida por el OSINERGMIN y que debe incluir tres componentes:

- (a) La remuneración de las inversiones, la cual se calcula como la anualidad para un periodo de recuperación de la inversión total de hasta treinta años, la misma que es analizada con una tasa del doce por ciento (12%)<sup>28</sup>.
- (b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento de las instalaciones<sup>29</sup>.
- (c) La liquidación que pueda corresponder por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado por la empresa transmisora<sup>30</sup>.

La remuneración de la inversión y los costos de operación y mantenimiento que forman parte de la base tarifaria son los que correspondan a la propuesta ganadora del proceso de licitación convocado para la construcción de las instalaciones del SGT<sup>31</sup>. En tal sentido – y ello representa el cambio más importante respecto del sistema remunerativo del SPT – son los postores los que proponen el valor de ambos componentes de la base tarifaria dentro de su respectiva oferta. Además, ambos componentes se consideran expresados a la fecha de entrada en operación comercial de las instalaciones del SGT y son actualizados anualmente por el índice que se prevea en el respectivo contrato de concesión, sin intervención alguna del regulador<sup>32</sup>.

---

27 De acuerdo a lo dispuesto en la LCE y LGE.

28 Esta tasa corresponde a la establecida en el Artículo 79° de la LCE.

29 Ley N° 28332, artículo 24 y ss.

30 Ley N° 28332, artículo 24 y ss.

31 Ley N° 28332, artículo 24 y ss.

32 La compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT es asignada a los consumidores finales de electricidad por el OSINERGMIN. La Base Tarifaria se abona separadamente a través de dos conceptos denominados ingreso tarifario y peaje de transmisión.

Conforme a lo anterior, el hecho de que la Base Tarifaria sea el producto de la propuesta ganadora en cada proceso de licitación para otorgar una concesión para instalaciones del SGT, representa un cambio sustancial en las reglas de remuneración de la inversión en transmisión, pues como resultado de esta regla, la remuneración se define a través de la competencia por el mercado entre los postores que participan del concurso público y no a través de un VNR fijado por el OSINERGMIN considerando un sistema hipotético.

Como resultado, son los postores, en base a sus propios cálculos y fórmulas, quienes determinan la base tarifaria de sus instalaciones en un única oportunidad, sin que ello pueda ser objeto de modificación o alteración alguna por el regulador. La tasa de actualización se fija también en un único momento (suscripción del contrato de concesión) y no puede ser variada durante el plazo del mismo.

En este sentido, y como se ha visto, la compensación prevista queda garantizada por el hecho de que hay un procedimiento de liquidación de ingresos en virtud del cual se asegura a los concesionarios que de haberse producido un desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado por la empresa transmisora, dicho monto se aplica sobre la anualidad del año siguiente.

A continuación, listamos las principales diferencias entre los sistemas remunerativos del SGT y SPT:

- (a) La determinación de la base tarifaria en las instalaciones del SGT es definida por los postores del concurso público, con lo cual se asegura que no se presenten diferencias entre dicho valor y el valor real de inversión. A diferencia de ello, en las instalaciones de SPT el CTA es definido por el OSINERGMIN siguiendo los criterios regulatorios previstos en la LCE y el RLCE; de manera que, el CTA no refleja necesariamente el valor real de la inversión.
- (b) La base tarifaria en infraestructura de SGT es consecuencia de la mejor oferta en el concurso público y no es objeto de variación y/o revisión alguna posterior. Por el contrario, en el caso de infraestructura parte del SPT los componentes del CTA son revisados periódicamente por el regulador y pueden ser objeto de modificación en cada periodo.
- (c) También existe una diferencia en cuanto a la tasa de actualización aplicable a cada una de los sistemas de transmisión. Así pues, en el SGT esta tasa es

determinada en una única oportunidad, tasa vigente a la fecha de suscripción del contrato de concesión; en tanto que, en el SPT la tasa de actualización es la prevista en el artículo 79° de la LCE y éste no está estabilizado, con lo cual en caso de modificación del referido artículo la tasa también se modificará. En efecto, el propio artículo 79° de la LCE prevé que la tasa pueda ser modificada por el MEM, previo estudio que encargue la GART a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la tasa libre de riesgo más el premio por riesgo en el país. No obstante ello, la nueva tasa de actualización fijada por el MINEM, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

- (d) Finalmente, en el caso de las instalaciones parte del SGT se ha previsto que cada año el OSINERGMIN efectúe un cálculo de la liquidación anual, con el objeto de garantizar la equivalencia entre los montos recaudados durante el periodo anual anterior con lo autorizado como base tarifaria para dicho periodo.

De lo señalado en los párrafos precedentes, se infiere que la fórmula de determinación de la base tarifaria de las instalaciones de SGT dota de predictibilidad y estabilidad respecto de su cálculo; garantizando, de esta manera, la remuneración de dichas instalaciones a sus titulares.

Los contratos de concesión celebrados a partir de la entrada en vigencia de la LGE para el SGT recogen las reglas establecidas por el marco normativo descrito previamente, y en tal sentido, son el resultado de un sistema normativo perfeccionado en el que se otorgan una serie de garantías y seguridades a los inversionistas de tal forma a generar los incentivos adecuados para que dichas inversiones se produzcan y al mismo tiempo, establecen una clara distribución de riesgos entre el Concedente y la concesionaria.

Ante el cambio de régimen, para el planeamiento de la expansión del sistema de transmisión luego de la entrada en vigencia de la Ley N° 28832 fue necesaria la aprobación de un Plan Transitorio de Transmisión para el período 2007-2008, el cual fue aprobado mediante Resolución Ministerial N° 552-2006-MEM/DM publicada el 23 de noviembre de 2006. En los hechos, el referido plan contempló proyectos que fueron licitados hasta el 2010 pues sería recién en el 2011, luego de la aprobación del correspondiente Reglamento de Transmisión<sup>33</sup> que

---

33 Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 de mayo de 2007.

se aprobaría el Primer Plan de Transmisión<sup>34</sup> según los criterios y metodología aprobados por el Ministerio de Energía y Minas para dicho fin<sup>35</sup>.

A continuación se detallan los procesos de licitación de la infraestructura del SGT llevados a cabo hasta la fecha:

**Gráfico N° 5**  
**Contratos BOOT – LGE**

<b>AÑO DE SUSCRIPCIÓN</b>	<b>CONTRATO</b>	<b>SOCIEDAD CONCESIONARIA</b>
2008	LT 220kV Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero	Abengoa Transmisión Norte S.A.
2008	LT Mantaro-Caravelí-Montalvo	Caravelí Cotaruse Transmisora de Energía S.A.C.
2008	LT Machupicchu-Cotaruse	Caravelí Cotaruse Transmisora de Energía S.A.C.
2008	LT Chilca-La Planicie-Zapallal	Consortio Transmantaro S.A.
2009	SGT Reforzamiento del ST Centro-Norte Medio en 500kV LT Zapallal-Trujillo	Consortio Transmantaro S.A.
2010	LT 500kV Chilca–Marcona–Montalvo	Abengoa Transmisión Sur S.A.
2010	LT Tintaya- Socabaya 220kV	Transmisora Eléctrica del Sur S.A.
2010	Reforzamiento LT Talara-Piura	Consortio Transmantaro S.A.
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse	Consortio Transmantaro S.A.
2010	LT Pomacocha-Carhuamayo 220kV y Subestaciones Asociadas	Consortio Transmantaro S.A.
2011	LT Trujillo-Chiclayo en 500kV	Consortio Transmantaro S.A.

Fuente: Contratos BOOT

Elaboración: propia

34 Resolución Ministerial N° 213-2011-MEM/DM publicada el 5 de mayo de 2011

35 Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM publicada el 7 de marzo de 2009.

Adicionalmente, en la actualidad se encuentran en trámite los siguientes procesos de licitación pública:

### Gráfico N° 6 Licitaciones públicas en trámite

PROYECTO SGT	ESTADO DEL PROCESO DE PROMOCIÓN DE INVERSIÓN
LT Carhuaquero –Cajamarca Norte –Cáclic –Moyobamba en 220 kV	Presentación de ofertas y otorgamiento de la Buena Pro programado para el 25 de octubre de 2012
LT 220 kVMoyobamba –Iquitos y Subestaciones Asociadas	En etapa de aprobación de la versión final del contrato de concesión
LT 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya y Subestaciones	En etapa de aprobación de la versión final del contrato de concesión

En cuanto al cumplimiento de los Planes de Transmisión aprobados desde la modificación del régimen de planeamiento de la expansión, a continuación resumimos en los siguientes gráficos la adjudicación de los proyectos considerados en dichos planes:

### Gráfico N° 7 Cumplimiento Plan Transitorio de Transmisión

Proyectos SGT - Plan Transitorio de Transmisión	
Proyecto	Estado
LT Chilca-La Planicie-Zapallal	Otorgado en concesión
LT Machupicchu-Cotaruse	Otorgado en concesión
Reforzamiento Talara-Piura y Centro-Sur	Otorgado en concesión
LT Vizcarra-Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero	Otorgados en concesión como LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero
LT Carhuamayo - Paragsha y Paragsha - Vizcarra	
LT Tintaya-Socabaya	Otorgado en concesión

LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse	Otorgado en concesión
LT Pomacocha - Carhuamayo	Otorgado en concesión
LT Trujillo-Chiclayo	Otorgado en concesión
LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba	En proceso

**Gráfico N° 8**  
**Cumplimiento Primer Plan de Transmisión**

<b>Proyectos SGT - Primer Plan de Transmisión</b>	
<b>Proyecto</b>	<b>Estado</b>
LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya	En proceso
LT Moyobamba-Iquitos	En proceso

El resultado de la implementación del nuevo régimen de transmisión puede considerarse exitoso respecto de sus principales objetivos. En primer lugar, se generó un nivel importante de competencia por el mercado, pues han existido un número importante de postores en cada una de las licitaciones. Asimismo, en dichos procesos de licitación se ha generado una agresiva competencia por precios entre los postores participantes.

El porcentaje que representa el valor de la inversión según la oferta ganadora respecto del máximo valor admisible (precio base), ha oscilado entre 37% y 99%. Considerados en conjunto todos los sistemas SGT adjudicados hasta la fecha, la suma de las ofertas ganadoras representan el 68% de la suma de los precios base.

Los 32 puntos porcentuales de distancia entre lo que la sociedad estaba dispuesta a pagar (representada por los precios base) y lo que finalmente pidieron los inversionistas, demuestra que la rivalidad competitiva en las licitaciones de sistemas de SGT en el Perú, ha sido muy intensa.

## V. SST y SCT: Regulación e instrumentos de inversión

La regulación original de la LCE propugnó un esquema donde los primeros llamados a recompensar el uso de las redes del SST eran los generadores de energía eléctrica, quienes debían acordar el uso y el pago, con los propietarios de las mismas. Por otro lado, si bien los concesionarios de distribución también harían uso de las redes del SST, estos no tenían la capacidad de pactar libremente la remuneración, considerando que ésta finalmente se trasladaría a la demanda regulada.

En este punto, la construcción de nuevas redes de transmisión solo podían decidirse como reacción frente a un estado de necesidad. Estaba implícito en la regulación del momento, que la necesidad sería el incentivo suficiente para que los interesados en la existencia de redes secundarias invirtieran en ellas, sean estos interesados generadores, distribuidores o clientes libres.

Esta idea hallaba sustento en que los generadores de energía eléctrica necesitaban de estas redes para poder llevar la producción de energía a sus clientes, sean estos distribuidores o clientes libres. A su turno, las concesionarias de distribución necesitaban retirar la electricidad de las redes del sistema principal para abastecer sus zonas de concesión y los clientes libres necesitaban del abastecimiento constante *in situ* de la energía.

Por esta razón, podemos definir la primera etapa del SST como aquella determinada por la actividad netamente privada, donde la necesidad de las redes y sus usos eran configurados por la actividad de generación y por los requerimientos de la demanda. El acceso a las redes se estructuraba en una relación elemental de uso y compensación.

Los conceptos que debían considerarse para la remuneración del uso de las redes del SST eran el Ingreso Tarifario y el Peaje Secundario. Los criterios a tomarse en cuenta eran la división por segmentos de las redes de transmisión y su compensación efectiva para cada propietario. El Peaje Secundario fue definido como la diferencia entre el Costo Total de Transmisión, correspondiente al SST, y el Ingreso Tarifario respectivo.

De modo similar de lo ocurrido respecto del SPT, la reestructuración del sector eléctrico peruano llevó al pronto cuestionamiento de la regulación conforme se iba aplicando el nuevo modelo del sistema eléctrico dominado por la actividad

privada en libre competencia. Como cualquier agente económico, los actores particulares del sistema eléctrico propugnaban una compensación mayor, y el Estado, por su parte, buscaba regular siempre la tarifa más baja, muchas veces influenciado por temas de índole político que por temas netamente económicos. Lo cierto es que dicha situación de tensión y conflicto constante entre los actores del sector (que incluye al Estado, no solo como regulador, sino como agente) determinó la evolución normativa sobre los SST, ya que era necesario tener reglas mucho más claras sobre cómo se determinaba el costo por el uso de redes secundarias, existentes o nuevas.

Por esa razón, las primeras modificaciones de la LCE y del reglamento de la ley, en especial del artículo 139° de este último, son esencialmente aclaratorias. La redacción original de las normas mencionadas era escueta y confusa, sobre todo en la forma como se aplicaban las reglas para generadores y demanda, en qué momento se hacía uso de las redes por parte de ellos y qué conceptos debían pagarse.

La primera aclaración al artículo 139° del reglamento de la LCE, estipuló específicamente que las compensaciones por el uso de las redes del SST se abonarían de acuerdo al pacto hecho entre las partes, o en su defecto, por aquello que resolviera la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Posteriormente, el Decreto Supremo N° 017-2000-EM introdujo tres cambios importantes a la regulación de los SST, al eliminar la posibilidad de pactar el monto por compensación entre los generadores y los propietarios de las redes del SST, encargándose a la entonces CTE, para que sea ella la responsable de fijar las compensaciones correspondientes. Además, se agregó el concepto de Costo Medio anual de la instalación y su equivalencia con el VAD para el cálculo de la tarifa. Por último, se clasificó las redes en función de quién o quiénes harían uso de ellas; de tal modo que la compensación distinguiera entre generadores y consumidores.

Las compensaciones y peajes aplicables a las instalaciones que fuesen calificadas como parte del SST podrían ser pagadas bajo los siguientes esquemas: (i) por los generadores en su totalidad (empresas concesionarias de generación) cuando estas instalaciones atendiesen de forma exclusiva a la generación; (ii) por la demanda en su totalidad (vale decir, por clientes libres y clientes regulados) cuando las instalaciones del SST atendiesen exclusivamente a la demanda; (iii)

por la generación y la demanda, cuando las instalaciones del SST atendiesen simultáneamente a ambos grupos de usuarios.

Como puede observarse, la evolución normativa se circunscribió al campo remunerativo o compensatorio, pero no tuvo un correlato con la necesidad de asegurar la expansión completa y oportuna de las redes en los SST. La inexistencia de una regulación específica en ese sentido, se debía a que subsistía la creencia de que la mera necesidad particular de los agentes era suficiente para promover la inversión. Sin embargo, en esta primera etapa, el marco regulatorio establecido para la remuneración de los sistemas de transmisión no resultó un instrumento efectivo para atraer nuevas inversiones en la actividad de transmisión, debido a que las fórmulas para determinar la remuneración de la infraestructura de transmisión introdujeron riesgos considerables. Tales riesgos generaron una incertidumbre generalizada y lograron hacer poco viable la inversión en redes de transmisión de uso general o público.

Tal como ya se indicó, la LGE creó un nuevo marco regulatorio para la transmisión que implicó la creación del SCT y los lineamientos para la determinación de las tarifas (compensaciones y peajes) aplicables a dicha instalaciones, y dejó al Reglamento de Transmisión correspondiente la labor de reglamentar dichos lineamientos.

Respecto de la regulación del SST, la LGE introdujo un cambio sustancial consistente en la determinación centralizada de las nuevas obras del SCT, las mismas que ya no se basaban en la iniciativa privada, libremente determinada por las necesidades de los actores eléctricos, sino que obedecían a un plan de inversiones, donde las empresas proponían las obras necesarias para un determinado periodo de tiempo. En base a esa información, OSINERGMIN se encargaría de elaborar un Plan de Inversiones en transmisión. Cada obra estaría encargada a una empresa distribuidora específica y solo en algunos casos, las obras no tendrían un encargado particular, responsable de su construcción. Dicho plan, dada la responsabilidad de las concesionarias de distribución eléctricas, se aplica únicamente a la demanda regulada de electricidad.

De ese modo, la iniciativa privada del esquema original quedó relegada a los SCT para la generación, es decir aquella utilizada por los generadores para la inyección de energía en el SGT y aquella utilizada por los clientes libres del sistema eléctrico. El resto de las inversiones deberían planificarse y quedar estructuradas en un plan de inversión.

Naturalmente, la preocupación de los actores era la forma en la que se determinaría la tarifa para compensar el uso de esas redes. Si bien OSINERGMIN era la entidad encargada de fijar los montos tarifarios, esta potestad nunca fue entendida como una discrecionalidad, sino más bien como una actividad reglada. Por esa razón OSINERGMIN debía respetar parámetros de legalidad y neutralidad. Así que los actores interesados del mercado eléctrico encontraron un extenso campo de discusión en el proceso de determinación tarifaria.

Por otro lado y tomando en cuenta la estructuración del mercado eléctrico peruano, se vio por conveniente dividir el mercado por áreas de demanda, las mismas que tendrían montos diferenciados a ser compensados y sobre los cuales se debía finalmente establecer una tarifa adecuada.

Los criterios para el cálculo de los peajes y compensaciones, así como los conceptos aplicables al mismo, se establecieron en las modificaciones al artículo 139° del RLCE. A saber, la Compensación debía entenderse como el pago mensual realizado por las empresas de generación eléctrica. Las referencias a las instalaciones de transmisión debían entenderse como referencias al SST y al SCT. El Costo Medio anual a reconocerse debía comprender los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Actualmente, las compensaciones y peajes (tarifas) se calculan de manera reglada para todas las líneas de transmisión, buscado la recuperación de las inversiones y la remuneración adecuada por el uso de las redes. Así, en el 2009 se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2006-2013. En total se incluyeron mil ciento dos obras para las diferentes áreas de demanda, estableciéndose la fecha en la que debían ponerse en operación, además cada obra tiene una empresa de distribución eléctrica responsable de la misma; sin embargo, el plan contempla 28 obras que no estaban consignadas a ninguna empresa de distribución.

Dentro de las obras más recurrentes dentro del plan de inversiones en transmisión, se encuentran celdas, sean estas de alimentador, de línea, de compensación, etc.

**Gráfico N° 9**  
**Obras incluidas en el Plan de Inversiones 2006-2013**

Tipo de Obra	Total
Transformador de Potencia	126
Celda de Transformador	223
Línea	148
Celda de Línea-Transformador	25
Celda de Alimentador	380
Celda de Línea	158
Celda de Compensación	10
Celda de Medición	6
Compensador	13
Transformador	13
<b>Total</b>	<b>1102</b>

Durante el periodo de aplicación efectiva del Plan de Inversiones 2009-2013 se han ejecutado una serie de obras, pero no todas ellas. Dicha situación se encuentra reflejada en los informes de las distribuidoras para la elaboración del Plan de Inversiones 2013-2016: alrededor de 96 obras deben ser reprogramadas y bajo diversos argumentos se ha pedido la exclusión de 137 obras.

No obstante que no se ejecutaron 237 obras, las empresas concesionarias han solicitado la inclusión de obras no contempladas para el periodo 2009-2013, que resulta necesario ejecutar incluso antes de la adopción del nuevo plan de inversiones (son 122 obras valorizadas en aproximadamente veinte millones de nuevos soles).

Este contexto de reprogramaciones y reajustes, refleja la situación cambiante del mercado (demanda y oferta), que no siempre encuentra un correlato en la regulación. La fijación de un plan de inversiones en transmisión cada cuatro años no garantiza la atención adecuada y mucho menos oportuna de las necesidades del sistema.

**Gráfico N° 10**  
**Ejecución de obras del Plan de Inversiones 2006-2013**

Área de Demanda	Obras que necesitan reprogramarse	Obras que ya no son necesarias	Monto Obras Nuevas necesarias antes del 2013	Obras Nuevas necesarias antes del 2013
A1	2	20	452810	10
A2	2	7	2449550	12
A3	17	21	3077491	11
A4	3	6	1800236	12
A5	16	3	4291109.51	21
A6	6	11	818386.13	29
A7	20	22	4884010.6	15
A8	10	35	670007	3
A9	11	-	1082513	8
A10	1	4	-	-
A11	1	2	-	-
A12	2	-	-	-
A13	2	-	718090	1
A14	3	6	-	-
<b>Total</b>	<b>96</b>	<b>137</b>	<b>20,244,203.24</b>	<b>122</b>

El nuevo Plan de Inversiones 2013-2017, contempla aproximadamente 611 millones de dólares en inversión para ejecutar 1147 obras, tal como se puede apreciar el siguiente gráfico:

**Gráfico N° 11**  
**Resumen del Plan de Inversiones 2013 – 2017**

Titular	Inversión (US\$)	Longitud (KM)	Potencia de transformación (MVA)	Cantidad elementos
ENOSA	18,760,341.00	158.7	210	60
ENSA	12,590,928.00	100.6	65	44
HIDRANDINA	36,611,543.00	131.7	500	106
ELECTRO ORIENTE	2,968,559.00	0	50	9
ELECTROCENTRO	30,530,487.00	123.8	237	58
ADINELSA	316,509.00	0	0	4
SEAL	4,536,678.00	85	20	8
SEAL	38,842,254.00	211.9	537	176
ELECTROSUR	1,804,380.00	22.7	0	1
ELSE	10,998,813.00	88	99	18
ELECTROPUNO	1,944,325.00	2	25	10
ELECTROSUR	2,037,005.00	1	25	10
ELECTROSUR	7,563,177.00	29.3	41	43

ELECTROUCAYALI	1,014,767.00	13.74	0	3
ELECTROPERU	1,117,896.00	0	30	4
MINEM	2,293,958.00	20	0	7
MINEM	17,645,549.00	185	18	14
MINEM	11,781,583.00	12.5	250	16
EGEMSA	1,233,708.00	0	30	4
MINEM	18,261,420.00	124.5	60	7
MINEM	4,262,288.00	0	115	8
CONENHUA	177,293.00	0	0	2
SN POWER	1,601,554.00	18.8	0	1
CONENHUA	5,015,775.00	0.3	50	9
EDELNOR	171,849,474.00	127.6	1240	293
EDECAÑETE	4,020,094.00	8.1	50	18
LUZ DEL SUR	190,603,896.00	143.6	1180	167
ADINELSA	316,509.00	0	0	4
ELECTRODUNAS	11,243,990.00	130.3	120	42
COELVISAC	32,707.00	0	0	1
<b>TOTAL</b>	<b>611,977,460.00</b>			

## VI. Prospectiva

### VI.1 Redes troncales.

De acuerdo con las propuestas de expansión del sistema<sup>36</sup>, se requerirán inversiones adicionales por 463 millones de dólares al 2018, y por 733 al 2022. El siguiente gráfico resume los proyectos propuestos por el COES para la expansión del sistema:

36 Informe COES/DP-01-2012 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2013 – 2022" del 12 de setiembre de 2012. Resumen Ejecutivo.

**Gráfico N° 12**  
**Proyectos propuestos por el COES 2013-2022**

<b>Propuesta de actualización Plan de Transmisión 2013-2022</b>	
<b>Proyectos al 2018</b>	<b>Proyectos al 2022</b>
Repotenciación LT Trujillo-Cajamarca	LT Chiclayo-Piura
Repotenciación LT Tingo María-Vizcarra-Conococha	LT Trujillo-Cajamarca
Repotenciación LT Aguaytía-Pucallpa	LT Tingo María-Conococha
Repotenciación LT Paragsha-Vizcarra	S.E. Carapongo Segunda Etapa
S.E. Carapongo Primera Etapa	Conexión LT Mantaro-Independencia a S.E. Huancavelica
Repotenciación LT Pachachaca-Callahuanca	LT Mantaro-Nueva Yanango
Repotenciación LT Pomacocha-San Juan	LT Nueva Yuncan-Nueva Yanango
Repotenciación LT Huanza-Carabayllo	LT Nueva Yanango-Carapongo
LT Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya	Transformador 500/220 kV en Montalvo
LT Nueva Socabaya-Montalvo	LT Tintaya-Azangaro
LT Azangaro-Juliaca-Puno	LT La Niña-Piura
Banco de condensadores de 20 MVAR en 60 kV en la subestación Pucallpa	LT Piura-Talara
	LT Nueva Yuncan-Nueva Paramonga-Trujillo
	LT La Niña-Frontera Perú

Aunque puede ser susceptible de mejoras, el esquema legal (licitatorio y contractual) de las obras SGT, está consolidado, y no se esperan ni se requieren modificaciones importantes. Antes bien, los temas ambientales y sociales parecen erigirse como los desafíos más importantes para la expansión del sistema en los próximos lustros.

En efecto, de un lado, la implementación de los procedimientos de Consulta Indígena, tendrán el efecto, según se hagan bien o mal, de amortiguar o amplificar las expectativas de los pobladores por cuyas tierras han de tenderse las extensas servidumbres requeridas para la construcción de las redes troncales. Los contratos SGT por licitar, han introducido cláusulas que permiten absorber en las tarifas, las variaciones de las expectativas de los pobladores. Sin embargo, una mala planificación e implementación de los procedimientos de consulta indígena (o, más ampliamente, de participación ciudadana), puede ocasionar retrasos significativos, de tal manera que se descompagine el proceso inversor de los grupos económicos a los que pertenecen los concesionarios.

En materia indígena, lo que se haga o deje de hacer en la consulta sobre la futura LT Moyobamba – Iquitos, será un icono que marcará historia, dada la cantidad de pueblos verdaderamente originarios que existen casi en todas partes de la región Loreto. De otro lado, también será relevante el temperamento y la fuerza que el Ministerio de Energía y Minas imprima al cumplimiento de las servidumbres forzosas que irremediablemente tendrá que imponer en algunos casos.

A la luz de recientes experiencias profesionales, es nuestro parecer que, al menos por el momento, el Ministerio de Energía y Minas carece de la organización, presupuesto, equipo humano y talante necesarios para apoyar decididamente el desarrollo de la infraestructura SGT. Esperamos vivamente, que pronto la realidad nos desmienta.

## **VI.2 Redes complementarias.**

Las distribuidoras privadas construirán las redes que Lima Metropolitana (40% del mercado regulado) requiere para conectarse con las redes troncales al norte, centro y sur. Sin embargo, las distribuidoras estatales regionales (60% del mercado), enfrentan un serio desafío, y prueba de ello son los significativos retrasos en el cumplimiento del primer Plan de Inversiones. Si estos mismos retrasos afectan el segundo plan, la ausencia de infraestructura suficiente se traducirá pronto, en una disminución de la velocidad del desarrollo industrial (por ejemplo en Arequipa), y minero (señadamente en Cusco y Puno); y segundo, disminuirá el nivel de algunos indicadores de calidad, especialmente SAIFI y SAIDI.

Las limitaciones que enfrentan los distribuidores estatales, de cara al cumplimiento de la expansión de la transmisión que les toca remunerar, son, de un lado, la virtual imposibilidad práctica (aunque no legal) de tomar endeudamiento de largo plazo con intereses bajos; y, de otro lado, las rigideces de los sistemas administrativos concernidos en la aprobación de inversiones y la licitación de las obras públicas.

Sin duda alguna, una vez más la búsqueda de una solución apunta al sector privado y su capacidad de financiarse y ejecutar proyectos más eficientemente, tanto en términos de costos como de tiempos de implementación. Para esto no hace falta más ni mejores normas jurídicas. Las que hay bastan y sobran. Lo que hace falta, es la decisión política de abandonar el aparente confort que la tradición y la indiferencia suministran.