



**“EL PRINCIPIO DE LIBRE ACCESO A REDES DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA: ANÁLISIS, PROBLEMÁTICA Y PROPUESTAS DE
MEJORA”**

**Trabajo de Investigación presentado para optar el Grado Académico de Magíster en
Regulación de Servicios Públicos y Gestión de Infraestructuras**

**Presentado por
Sr. Mario Víctor Venturo Morales
Sr. Manuel Jesús Mayorga Oré**

Asesor: Profesor Jorge Luis Montesinos Córdova

2016

Resumen ejecutivo

El Principio de Libre Acceso a las Redes de los Sistemas de Transmisión y Distribución de energía eléctrica, y, de los sectores regulados en general, tiene por finalidad asegurar la competencia en aquellos sectores donde esta no es posible para evitar que el operador predominante (monopolio natural) pretenda hacer abuso de su posición de dominio o aproveche la ventaja competitiva de ser titular de una infraestructura esencial.

Es así que, al amparo de lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas, Osinergmin emitió la Resolución N° 091-2003-OS/CD, mediante la cual se aprueba el “Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica” (en adelante, el Procedimiento), que, entre otros aspectos, establece las obligaciones de los titulares de las redes y los derechos de los terceros para el uso de los sistemas de transmisión y/o distribución eléctrica.

En ese sentido, el Procedimiento determina condiciones generales para el acceso a redes: i) pago por el uso de la infraestructura; ii) no abusar de su uso, por lo que no debe perjudicarse al titular de la infraestructura; y iii) el deber de coordinación en la operación y mantenimiento de la infraestructura.

Si bien es cierto que el marco legal actual que regula las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica ha posibilitado la conexión por parte de terceros a estas instalaciones de vital importancia, actualmente, se vienen presentando controversias sobre quién debe ser el propietario de las nuevas instalaciones que se construyan para conectarse a la infraestructura existente (si el concesionario o el tercero que requiere conectarse); y, consecuentemente, el responsable de su operación y mantenimiento. Lo anterior se debe a que el Procedimiento no faculta (ni obliga) al Regulador a pronunciarse sobre dichos aspectos.

Como es previsible, no contemplar todos los puntos controvertidos por los actores involucrados hace que la figura de los mandatos de conexión no sea una herramienta plenamente eficaz, ya que “obliga” a las partes a llegar a consensos sobre dichos puntos, no obstante su dificultad para “ponerse de acuerdo” (si se pudieran poner de acuerdo, no habrían solicitado el mandato). En otras palabras, aunque se haya acudido a un tercero para que resuelva una determinada controversia, se

siguen generando costos de transacción¹ elevados para las partes involucradas, lo cual se torna especialmente sensible cuando la solicitud de acceso tiene por objeto atender (de manera oportuna) la demanda de energía de proyectos de gran interés nacional (que impactan significativamente en el crecimiento del PBI) o poblaciones alejadas altamente conflictivas.

Para efectos del presente trabajo, se detallará la estructura actual del mercado eléctrico peruano, incluida la composición de los sistemas de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para posteriormente analizar la figura de los mandatos de conexión, así como los principales criterios adoptados por el Regulador al momento de emitirlos.

Finalmente, y a la luz de los vacíos legales identificados en la normativa actual, se proponen algunas modificaciones regulatorias, con su respectivo análisis costo-beneficio, para lo cual se ha utilizado la Metodología de Impacto Regulatorio (MIR) elaborada por la Gerencia de Políticas y Análisis Económico del Osinergmin.

Existe confianza en que las modificaciones propuestas harán que las solicitudes de conexión a estas infraestructuras esenciales sean atendidas de manera eficaz y oportuna, de forma que se minimicen los costos de transacción para los actores involucrados y se garantice la confiabilidad del SEIN, lo cual redundará, en última instancia, en un beneficio para la sociedad.

¹ Dentro de estos, están los costos de búsqueda, referidos a la determinación de lo que podría (o debería) costar la conexión (estudios de mercado, solicitud de cotizaciones a fabricantes y/o proveedores, entre otros).

Asimismo, se consideran los respectivos costos de contratación, derivados de la negociación entre el que requiere conectarse a una determinada línea de transmisión y el titular de la misma (uno querrá maximizar su rentabilidad mientras que el otro querrá pagar el menor costo posible). Entre ellos, se incluyen el costo de los economistas que determinarán la fórmula de remuneración, el de los ingenieros que determinarán las características que deberá tener la conexión, así como el de los abogados que participarán en la negociación y redactarán los contratos.

Por otro lado, están los costos de coordinación, los cuales involucran el costo de todos los profesionales que posibilitarán la ejecución de la conexión (y la supervisión de dichas obras), así como las posteriores labores de operación y mantenimiento.

Índice de contenidos

| | |
|--|-------------|
| Índice de tablas | vii |
| Índice de gráficos | viii |
| Índice de anexos | ix |
| | |
| Capítulo I. Introducción | 1 |
| | |
| Capítulo II. Marco Teórico | 3 |
| 1. Del proceso de privatización en el Perú | 3 |
| 2. Estructura actual del sector eléctrico peruano..... | 3 |
| 3. Clasificación de los usuarios..... | 6 |
| 4. Composición del Sistema de Transmisión del SEIN | 9 |
| 5. Características económicas de la actividad de transmisión eléctrica, mecanismos de expansión y uso de contratos BOOT en el Perú | 12 |
| 5.1 Características económicas de la actividad de transmisión: Economías de escala, densidad y necesidad de coordinación..... | 13 |
| 5.2 Mecanismos de expansión de los sistemas de transmisión y el uso de los contratos BOOT en el Perú..... | 14 |
| 6. Justificación de la Tesis..... | 17 |
| | |
| Capítulo III. Análisis de las condiciones de uso y acceso libre en el sector eléctrico peruano | 20 |
| 1. El Principio de Libre Acceso en las industrias de redes y la Doctrina de las Facilidades Esenciales | 20 |
| 2. Condiciones de uso y acceso libre en el sector eléctrico peruano | 22 |
| 3. La figura de los Mandatos de Conexión | 24 |
| 3.1. Procedimiento para la emisión de un Mandato de Conexión..... | 24 |
| 3.2. Instalaciones excluidas de la obligación de acceso | 27 |

| | |
|--|-----------|
| 3.3. Capacidad Disponible para el acceso de terceros: sobre los acuerdos de reserva de capacidad y su “oponibilidad” a terceros | 28 |
| 3.4. Costos asociados al derecho de conexión | 32 |
| 3.5. Aprobación de equipos a instalarse con motivo del derecho de conexión..... | 33 |
| 3.6. Pérdida del derecho de conexión por la inejecución de construcción de instalaciones..... | 33 |
| 3.7. Sanciones por no permitir el uso de los sistemas de transmisión y distribución por parte de terceros | 34 |
| 4. La figura de los “Mandatos de Compartición” para el desarrollo de la red dorsal nacional de fibra óptica y su impacto en el sector eléctrico peruano..... | 35 |
| 4.1. Antecedentes | 36 |
| 4.2. Sobre el uso y acondicionamiento de la infraestructura a conectarse | 37 |
| 4.3. Obligación de instalar fibra óptica y/o ductos y cámaras en los nuevos proyectos de infraestructura | 38 |
| 4.4. Procedimiento para la emisión de un mandato de compartición..... | 39 |
| 4.5. Situación actual y posible impacto en el sector eléctrico peruano | 40 |
| Capítulo IV. Análisis Comparado | 43 |
| 1. Chile..... | 43 |
| 2. Colombia..... | 45 |
| 3. Brasil..... | 47 |
| 4. Bolivia..... | 48 |
| 5. Ecuador | 49 |
| 6. Argentina..... | 51 |
| 7. Paraguay..... | 52 |
| 8. Uruguay..... | 53 |
| 9. Resumen Comparativo | 55 |
| Capítulo V. Problemas identificados: Análisis de Riesgos | 56 |
| 1. Sobre la propiedad de las instalaciones necesarias que posibilitan la conexión por parte de terceros | 59 |

| | |
|---|-----------|
| 2. Sobre la titularidad de las actividades de operación y mantenimiento..... | 60 |
| 3. Remuneración adecuada de las ampliaciones efectuadas para posibilitar el derecho de conexión | 62 |
| Capítulo VI. Propuestas de mejora | 63 |
| Conclusiones y recomendaciones | 68 |
| Bibliografía | 70 |
| Anexos | 73 |

Índice de tablas

| | | |
|-----------|---|----|
| Tabla 1. | Longitud de Líneas de Transmisión | 5 |
| Tabla 2. | Condiciones para el régimen de clientes libres | 7 |
| Tabla 3. | Número de clientes a finales de 2015 | 8 |
| Tabla 4. | Longitud de líneas por nivel de tensión..... | 11 |
| Tabla 5. | Solicitudes de Mandato de Conexión | 26 |
| Tabla 6. | Regulación a la excepción de la disponibilidad de capacidad..... | 29 |
| Tabla 7. | Escala de Sanciones..... | 35 |
| Tabla 8. | Características Generales de los Sistemas de Transmisión en América Latina..... | 43 |
| Tabla 9. | Participación en el mercado de transmisión colombiano | 45 |
| Tabla 10. | Composición del mercado de transmisión boliviano..... | 48 |
| Tabla 11. | Resumen Comparativo Regulación Transmisión América Latina | 55 |
| Tabla 12. | Alternativas de solución de acuerdo a la MIR de Osinergmin | 65 |

Índice de gráficos

| | | |
|------------|---|----|
| Gráfico 1. | Indicadores Energéticos (MW)..... | 4 |
| Gráfico 2. | Fuentes de Energía | 5 |
| Gráfico 3. | Líneas de Transmisión a Nivel Nacional..... | 6 |
| Gráfico 4. | Evolución de clientes regulados 1995-2015 | 8 |
| Gráfico 5. | Evolución del número de clientes libres 1995-2015 | 9 |
| Gráfico 6. | Longitud de líneas de transmisión 2015 en el SEIN | 11 |
| Gráfico 7. | Participación de transmisoras por longitud de líneas operativas | 11 |
| Gráfico 8. | Capacidad Efectiva de Transporte y Capacidad Comprometida | 30 |
| Gráfico 9. | Esquemas de Titularidad de Infraestructura | 63 |

Índice de anexos

| | |
|---|----|
| Anexo 1. Metodología de Impacto Regulatorio – Open Access | 74 |
|---|----|

Capítulo I. Introducción

El objetivo del presente trabajo es efectuar un análisis del Principio del Libre Acceso para el caso de las Redes de los Sistemas de Transmisión y Distribución de Electricidad en el Perú, de las normas que regulan el mismo, y, en específico, de la figura de los “Mandatos de Conexión”, la cual es utilizada por el Osinergmin cuando existe una negativa injustificada del Titular de la Infraestructura de permitir a un Tercero (Empresas o Clientes Libres) conectarse para abastecerse de energía eléctrica.

Si bien la tendencia actual se inclina acertadamente hacia la desregulación, se considera que, en el caso particular de las interconexiones en las industrias de redes, una mayor (y mejor) regulación resulta necesaria, ya que permitirá disminuir los costos de transacción asociados, además de fomentar una mayor competencia entre los agentes, lo cual beneficia, en última instancia, a los usuarios.

Como es sabido, en los servicios públicos, usualmente coexisten **a)** actividades naturalmente monopólicas, como la transmisión y distribución eléctrica, y **b)** actividades donde es posible la competencia, pero que requieren acceder a redes monopólicas para su desarrollo (como es el caso de la generación eléctrica).

Se debe tener en cuenta que las líneas de transmisión y distribución eléctrica son infraestructuras que requieren de grandes inversiones de capital para su desarrollo (“costos hundidos”), por lo que duplicarlas terminaría siendo más costoso para la sociedad en su conjunto.

En ese sentido, una adecuada regulación de las interconexiones y, por consiguiente, de los mandatos de conexión resulta beneficiosa, ya que permite la entrada de nuevos competidores, y amplía, a su vez, la cobertura del servicio eléctrico. Adicionalmente, desplegar redes de manera más eficiente permite utilizar una menor cantidad de terrenos, y mitigar, al mismo tiempo, los impactos ambientales asociados, lo cual es de vital importancia en un país como el Perú, en donde la conflictividad social generada por las comunidades y/o poblaciones aledañas a este tipo de proyectos de infraestructura es bastante alta.

No obstante, los titulares de aquellas redes de transmisión y distribución, que ya se encuentran brindando servicios en el mercado, no tienen los incentivos necesarios para que terceros se conecten a estas, más aun si algunos de estos pueden ser competidores directos, por lo que, como es previsible, harán lo posible para retrasar o impedir la conexión a sus redes.

En atención a ello, resultaría contraproducente dejar que las empresas entrantes negocien libremente con los titulares de estas infraestructuras los términos y condiciones en que se dará la interconexión. Es por ello que la legislación establece la obligación de los titulares de sistemas de transmisión y distribución eléctrica de permitir el libre acceso a estos, y, a su vez, señala que, en caso no se pongan de acuerdo, el Osinergmin emitirá el mandato de conexión respectivo.

Conforme a lo expuesto, resulta claro que el Principio de Libre Acceso permite fomentar la interconexión del sistema eléctrico nacional, así como evitar los efectos perjudiciales que pudiera tener en el mercado eléctrico el carácter monopólico bajo el cual se encuentran estas instalaciones. No obstante, existen diversos aspectos jurídicos derivados de este tipo de conexiones que, hasta cierto punto, podrían perjudicar a los concesionarios que ejercen la titularidad de las líneas a las que se conectan.

Para tal efecto, resulta pertinente analizar, en primer lugar, las reformas efectuadas en el sector eléctrico peruano, con motivo de los procesos de privatización iniciados en los años 90, así como la estructura actual del mismo, en los sectores de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Luego de ello, se procederá a revisar cómo es que se ha implementado el Principio de Libre Acceso (“Open Access”) en el sector eléctrico peruano, así como en otras partes del mundo, para posteriormente hacer un análisis de la figura de los mandatos de conexión propiamente dichos, incluidas las posibles contingencias jurídicas y económicas para los titulares de las infraestructuras a las cuales se conectan.

Finalmente, sobre la base de dicho análisis, se procederá a efectuar algunas propuestas de mejora (normativas) que permitan eliminar o mitigar dichas contingencias.

Capítulo II. Marco Teórico

1. Del proceso de privatización en el Perú

Como es sabido, a principios de la década de los 90, el Perú se embarcó en un proceso de privatización de las principales empresas del Estado, dada la falta de capacidad de estas para la provisión adecuada de servicios públicos.

Como resultado de dicho proceso, entre 1991 y 1999, el Estado obtuvo ingresos que ascendieron a USD 8.900 millones, y se generaron compromisos de inversión por cerca de USD 7.200 millones.

En el caso particular del sector eléctrico, con la aprobación del Decreto Ley N° 25844 se separaron las actividades de generación, transmisión y distribución, y además se dio un incentivo importante al proceso de privatización con la asunción por parte del Estado del total de deudas de largo plazo de Electroperu (Campodónico Sánchez 1999).

De esta forma, entre 1994 y 1997, el Gobierno privatizó 10 empresas eléctricas por un total de USD 1.433,1 millones; 5 del subsector distribución y el resto dedicadas a la generación (Torero 2002). Por su parte, en el caso del subsector transmisión, este estaba compuesto principalmente por las empresas Etecen y Etesur, las mismas que fueron concesionadas, recién en el año 2002, por cerca de USD 262 millones (Proinversión 2012).

La privatización del sector eléctrico supuso un incremento de la cobertura del servicio, que, de 1993 a 1998, aumentó en un 44% (cerca de 938 mil usuarios más); con ello, el grado de electrificación del país pasó de un 60% en 1993 a un 70% en 1998. En el caso particular de Lima Metropolitana, este coeficiente pasó de un 89% a un 99% en el mismo periodo (Bonifaz 2001).

2. Estructura actual del sector eléctrico peruano

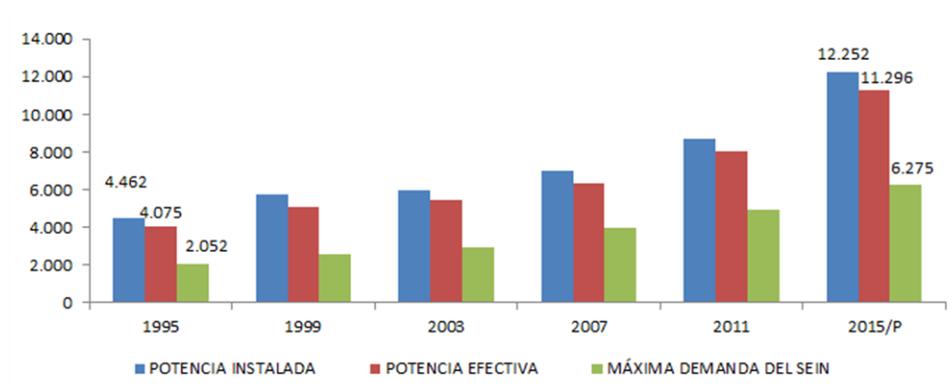
Como ya se ha indicado, las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano son generación, transmisión y distribución. La política del sector es definida por el Ministerio de Energía y Minas (Minem), mientras que la actividad regulatoria del mismo es llevada a cabo por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

Por su parte, la operación de todo el sistema eléctrico es coordinada por el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES-SINAC), el cual funciona como una asociación privada sin fines de lucro compuesta por todos los agentes del sistema (generadores, transmisores y distribuidores).

El marco regulatorio establece que la actividad de generación es libre, lo cual significa que cualquier operador que cumpla con los requisitos establecidos por el Minem puede competir o ampliar su capacidad en este subsector libremente. Por otra parte, la transmisión y distribución de energía eléctrica, dado que poseen características de monopolio natural², tienen una regulación más rigurosa, y la competencia se efectúa “por el mercado”.

En el documento denominado “Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico 1995-2015”, elaborado por la Dirección General de Electricidad del Minem, se presenta el comportamiento de las actividades del subsector electricidad a través de distintas variables técnicas, económicas y comerciales. Así, para el periodo 2005-2015, la capacidad instalada de generación a nivel nacional creció de 6.200 MW en el año 2005 a 12.252 MW en el año 2015, es decir, un 98% de incremento en dicho periodo, y con una tasa media anual de 7%:

Gráfico 1. Indicadores Energéticos (MW)

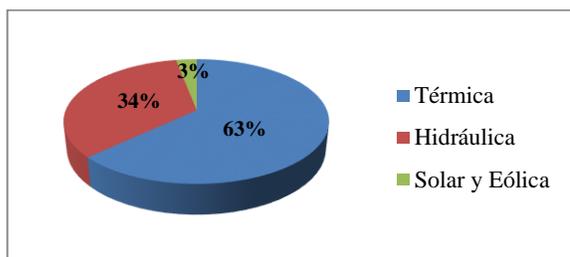


Elaboración: ProInversión.

² Normalmente, el monopolio natural se configura cuando es más barato que toda la producción de uno o más bienes se realice en una sola empresa. En otras palabras, la condición para que exista un monopolio natural en la producción de uno o más productos está asociada a la existencia de «subaditividad» en la función de costos; es decir, que económicamente sea más eficiente que la producción de cualquier cantidad de estos bienes se realice en una sola empresa que en dos o más.

En cuanto a la participación según origen, para el año 2015, el 63% correspondió a origen térmico, el 34% a unidades hidráulicas y el 3% a unidades de origen solar y eólico (gráfico 2).

Gráfico 2. Fuentes de Energía



Fuente: Elaboración propia, basada en datos del MINEM.

En cuanto a líneas de transmisión, a diciembre del 2015 se cuenta con 1.838 km de líneas en 500 kV y 8.665 km de líneas en 220 kV, que, junto a otras líneas de transmisión de menor tensión (entre 138 kV y 30 kV), dan un total de 22.098 km de líneas a nivel nacional. Este total tuvo un incremento de 2% respecto al año 2014, con una tasa de crecimiento medio anual en la última década de 4%, y en el último quinquenio de 5%.

Tabla 1. Longitud de Líneas de Transmisión

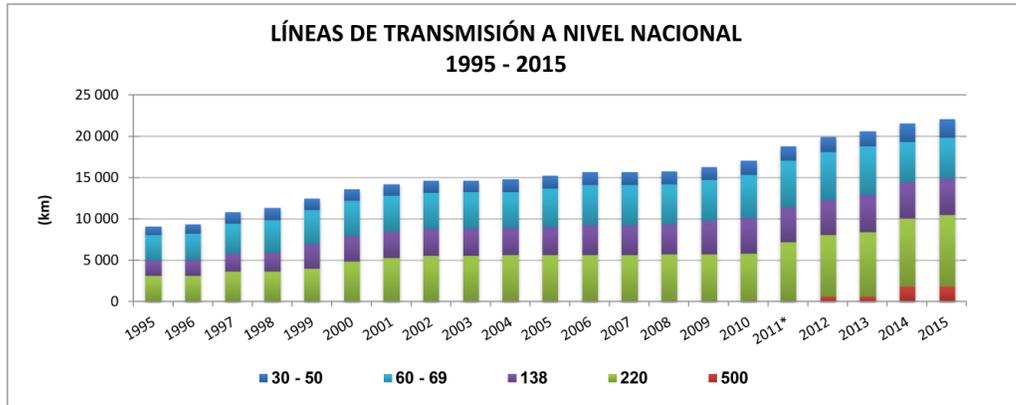
| Año | Longitud de Líneas de Transmisión | | | | | |
|-----------------------|-----------------------------------|-------------------------|-------|-------|---------|---------|
| | Total | Nivel de Tensión (kV) | | | | |
| | | 500 | 220 | 138 | 60 - 69 | 30 - 50 |
| 1995 | 9 132 | | 3 130 | 1 873 | 3 031 | 1 098 |
| 1996 | 9 410 | | 3 130 | 1 873 | 3 278 | 1 130 |
| 1997 | 10 824 | | 3 625 | 2 241 | 3 629 | 1 329 |
| 1998 | 11 328 | | 3 625 | 2 411 | 3 895 | 1 398 |
| 1999 | 12 528 | | 3 996 | 2 920 | 4 190 | 1 421 |
| 2000 | 13 656 | | 4 860 | 3 135 | 4 213 | 1 447 |
| 2001 | 14 261 | | 5 318 | 3 183 | 4 310 | 1 450 |
| 2002 | 14 679 | | 5 559 | 3 331 | 4 335 | 1 454 |
| 2003 | 14 693 | | 5 559 | 3 338 | 4 335 | 1 461 |
| 2004 | 14 857 | | 5 614 | 3 338 | 4 335 | 1 570 |
| 2005 | 15 272 | | 5 614 | 3 435 | 4 678 | 1 545 |
| 2006 | 15 688 | | 5 664 | 3 636 | 4 842 | 1 546 |
| 2007 | 15 712 | | 5 677 | 3 636 | 4 853 | 1 546 |
| 2008 | 15 755 | | 5 711 | 3 636 | 4 862 | 1 546 |
| 2009 | 16 319 | | 5 714 | 4 057 | 4 993 | 1 555 |
| 2010 | 17 065 | | 5 863 | 4 252 | 5 204 | 1 746 |
| 2011* | 18 833 | 90 | 7 106 | 4 278 | 5 608 | 1 752 |
| 2012 | 19 936 | 612 | 7 460 | 4 286 | 5 783 | 1 795 |
| 2013 | 20 585 | 622 | 7 842 | 4 417 | 5 907 | 1 797 |
| 2014 | 21 589 | 1 838 | 8 241 | 4 368 | 4 889 | 2 253 |
| 2015 | 22 098 | 1 838 | 8 665 | 4 369 | 4 947 | 2 279 |
| Incremento 15/14 | 2% | 0% | 5% | 0% | 1% | 1% |
| Variación media 15/10 | 5% | - | 8% | 1% | -1% | 5% |
| Incremento 15/05 | 45% | - | 54% | 27% | 6% | 47% |
| Variación media 15/05 | 4% | - | 4% | 2% | 1% | 4% |

Nota: El Cuadro inicial presenta la longitud unilínea del recorrido, sin considerar el número de ternas por línea.

(*) Entra en operación la primera línea en 500kV “Chilca – La Planicie – Zapallal”.

Fuente: Minem.

Gráfico 3. Líneas de Transmisión a Nivel Nacional



Nota: El Cuadro inicial presenta la longitud unilínea del recorrido, sin considerar el número de ternas por línea.

(*) Entra en operación la primera línea en 500kV “Chilca – La Planicie – Zapallal”.

Fuente: Minem.

En suma, las reformas emprendidas en el sector eléctrico, aunadas al crecimiento económico del país, han permitido que, solo en el 2015, las inversiones en dicho sector asciendan a cerca de USD 2.300 millones. El 69% de dichas inversiones corresponde al subsector generación; el 15%, a transmisión; y un 16%, a inversiones en distribución.

Como se puede apreciar, dicho incremento en la generación de electricidad debe ir a la par con el desarrollo de mayores proyectos en transmisión (principalmente en 500kV), así como mecanismos idóneos que permitan el uso de líneas existentes para todos los usuarios, libres y regulados.

3. Clasificación de los usuarios

Conforme a lo dispuesto en el artículo 8° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, se cuenta con un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y con un régimen de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, lo que se establece en función a un determinado límite de potencia.³

³ Esta potencia o demanda es la unidad física por medio de la cual se determinan las inversiones y, por lo tanto, las tarifas, habida cuenta de que la generación, transmisión y distribución requieren contar con una infraestructura desplegada que permita abastecer de energía a los clientes en función de la capacidad eléctrica instalada de sus equipos. Es por ello que la potencia es la que determina si, por la envergadura del equipamiento o carga instalada, un usuario puede tener la libertad o no de negociar el precio de su tarifa de energía.

De esta forma, se clasificaron los usuarios del sector eléctrico en libres y regulados. Los usuarios libres son aquellos usuarios que no se encuentran sujetos a regulación de precios y, por consiguiente, pueden negociar libremente sus tarifas con generadores y distribuidores. En contraposición, los usuarios regulados están sujetos a tarifas fijadas por el Osinergmin.

El Decreto Supremo N° 022-2009-EM señala que el límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia de 200 kW hasta 2.500 kW tienen derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o de usuario libre (cumpliendo con los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento de Usuarios Libres), mientras que los usuarios cuya máxima demanda anual sea superior a 2.500 kW tienen la condición de usuarios libres⁴.

Tabla 2. Condiciones para el régimen de clientes libres

| | Usuario regulado | Usuario que puede elegir entre el régimen libre o régimen regulado ⁹² | Usuario libre |
|--|-------------------------------|--|-------------------------------|
| Máxima demanda anual | < 200 kW | 200 kW <-> 2500 kW | > 2500 kW |
| Poder de negociación | Bajo | Los usuarios pueden elegir el régimen | Alto |
| Condición para acceder al régimen | Nivel de demanda máxima anual | Avisar al proveedor actual y futuro con mínimo de un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor a tres años. En el caso de no realizar acción alguna, los usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban. | Nivel de demanda máxima anual |

Fuente: Dammert, Molinelli y Carbajal (2011).

Sobre la base de lo indicado, se tiene que el consumo nacional de energía eléctrica en el año 2015, conformado por la energía utilizada por los usuarios del mercado eléctrico y por la energía generada para uso propio (autogeneradores), aumentó en un 5% respecto al año 2014, y su crecimiento medio anual en los últimos diez años fue de 7%.

De igual forma, en dicho periodo, el número de clientes finales creció 5% en promedio, y las ventas a estos clientes finales se mantienen con un crecimiento medio anual de 7%. Entre estos, el 46% se

⁴ Esto es así ya que, como se explicara anteriormente, la potencia o demanda es la que determina las inversiones en infraestructura. Ello está directamente relacionado a la tarifa; por lo tanto, considerando criterios de economía de escala, quien posea mayor demanda y consumo del bien y/o servicio es quien tiene mayor poder de negociación y, por lo tanto, mayores ventajas en el mercado. Los límites establecidos de 200 kW y 2.500 kW obedecen a criterios técnicos-económicos definidos por el Regulador.

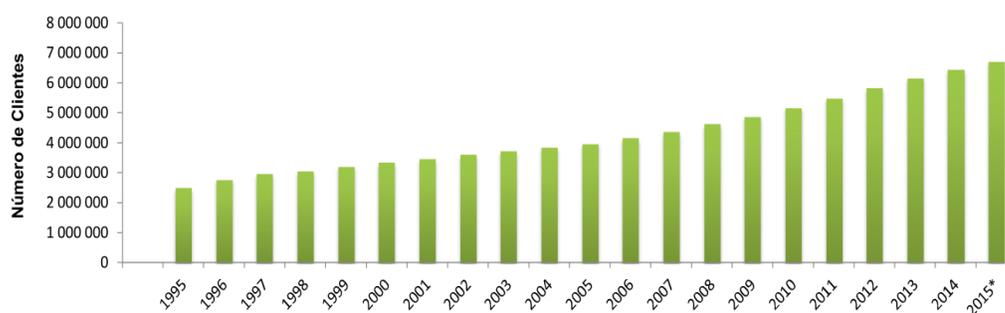
distribuyó al mercado libre, mientras que el 54% se distribuyó al mercado regulado, con tasas de crecimiento promedio anual de 7% en ambos mercados para los últimos diez años.

Tabla 3. Número de clientes a finales de 2015

| Año | Clientes Finales por Mercado | | | Distribuidoras | | | Generadoras | | |
|-----------------------|------------------------------|-----------|-------|----------------|-----------|-------|-------------|----------|-------|
| | Total | Regulado | Libre | Total | Regulado | Libre | Total | Regulado | Libre |
| 1995 | 2 491 835 | 2 491 629 | 206 | 2 491 804 | 2 491 629 | 175 | 31 | | 31 |
| 1996 | 2 775 713 | 2 775 514 | 199 | 2 775 675 | 2 775 514 | 161 | 38 | | 38 |
| 1997 | 2 964 315 | 2 964 103 | 212 | 2 964 263 | 2 964 103 | 160 | 52 | | 52 |
| 1998 | 3 057 320 | 3 057 102 | 218 | 3 057 270 | 3 057 102 | 168 | 50 | | 50 |
| 1999 | 3 217 058 | 3 216 835 | 223 | 3 217 011 | 3 216 835 | 176 | 47 | | 47 |
| 2000 | 3 352 209 | 3 351 980 | 229 | 3 352 159 | 3 351 980 | 179 | 50 | | 50 |
| 2001 | 3 462 851 | 3 462 610 | 241 | 3 462 792 | 3 462 610 | 182 | 59 | | 59 |
| 2002 | 3 614 484 | 3 614 223 | 261 | 3 614 408 | 3 614 223 | 185 | 76 | | 76 |
| 2003 | 3 727 266 | 3 727 019 | 247 | 3 727 184 | 3 727 019 | 165 | 82 | | 82 |
| 2004 | 3 860 515 | 3 860 270 | 245 | 3 860 430 | 3 860 270 | 160 | 85 | | 85 |
| 2005 | 3 977 100 | 3 976 856 | 244 | 3 977 020 | 3 976 856 | 164 | 80 | | 80 |
| 2006 | 4 165 274 | 4 165 037 | 237 | 4 165 191 | 4 165 037 | 154 | 83 | | 83 |
| 2007 | 4 359 862 | 4 359 612 | 250 | 4 359 764 | 4 359 612 | 152 | 98 | | 98 |
| 2008 | 4 624 792 | 4 624 534 | 258 | 4 624 684 | 4 624 534 | 150 | 108 | | 108 |
| 2009 | 4 878 964 | 4 878 695 | 269 | 4 878 854 | 4 878 695 | 159 | 110 | | 110 |
| 2010 | 5 170 896 | 5 170 638 | 258 | 5 170 778 | 5 170 638 | 140 | 118 | | 118 |
| 2011 | 5 495 222 | 5 494 961 | 261 | 5 495 091 | 5 494 961 | 130 | 131 | | 131 |
| 2012 | 5 834 887 | 5 834 625 | 262 | 5 834 755 | 5 834 625 | 130 | 132 | | 132 |
| 2013 | 6 156 315 | 6 156 035 | 280 | 6 156 176 | 6 156 035 | 141 | 139 | | 139 |
| 2014 | 6 432 743 | 6 432 444 | 299 | 6 432 587 | 6 432 444 | 143 | 156 | | 156 |
| 2015* | 6 718 648 | 6 718 310 | 338 | 6 718 483 | 6 718 310 | 173 | 165 | | 165 |
| Incremento 15/14 | 4% | 4% | 13% | 4% | 4% | 21% | 6% | - | 6% |
| Variación media 15/10 | 5% | 5% | 6% | 5% | 5% | 4% | 7% | - | 7% |
| Incremento 15/05 | 69% | 69% | 39% | 69% | 69% | 5% | 106% | - | 106% |
| Variación media 15/05 | 5% | 5% | 3% | 5% | 5% | 1% | 8% | - | 8% |

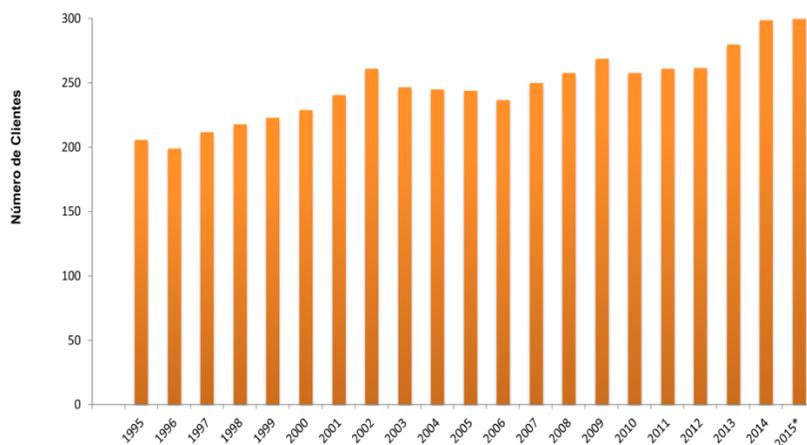
Fuente: MINEM.

Gráfico 4. Evolución de clientes regulados 1995-2015



Fuente: MINEM.

Gráfico 5. Evolución del número de clientes libres 1995-2015



Fuente: MINEM.

4. Composición del Sistema de Transmisión del SEIN

Como es sabido, las líneas de transmisión tienen por objeto conectar las centrales de generación eléctrica con las subestaciones de distribución (normalmente alejadas unas de las otras), a fin de que la energía eléctrica pueda llegar a los hogares y a las industrias.

En el Perú, al año 2000 existían dos grandes sistemas, los cuales no estaban interconectados entre sí: el Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). Recién en noviembre de dicho año, a través de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, ambos sistemas se interconectan, y dan origen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) (Dammert, Molinelli y Carbajal 2011).

Por su parte, la actividad de transmisión se realiza a través de instalaciones de alta o muy alta tensión que permiten el intercambio de energía eléctrica. Estas incluyen las líneas de transmisión y otras instalaciones, tales como subestaciones de transformación, centros de control, instalaciones de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión y transferencia de potencia activa y otras instalaciones asociadas.

Según el artículo 20° de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, el Sistema de Transmisión del SEIN está compuesto por las siguientes instalaciones:

- Sistema Principal de Transmisión (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. En otras palabras, permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.
- Sistema Secundario de Transmisión (SST): Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final desde una Barra del SPT. Son parte de este sistema las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del SPT.
- Sistema Garantizado de Transmisión (SGT): Es el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión⁵ y cuya concesión y construcción son resultado de un proceso de licitación pública.
- Sistema Complementario de Transmisión (SCT): Se consideran como instalaciones de este sistema aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Además, forman parte del mismo todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

Cabe resaltar que se consideran instalaciones del SGT y del SCT aquellas cuya puesta en operación comercial se produjo después del 23 de julio de 2006, fecha de promulgación de la Ley N° 28832. Por su parte, las instalaciones del SPT y del SST son aquellas calificadas como tales al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas, y cuya puesta en operación se haya producido antes del 23 de julio de 2006.

Teniendo en cuenta que la actividad de transmisión de energía eléctrica cuenta con las características de un monopolio natural, las tarifas que les corresponden a los concesionarios de transmisión son fijadas por el Osinergmin, conforme a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, y su Reglamento, aprobado por D.S. N° 009-93-EM; el Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM; y la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

⁵ Plan de Transmisión: Estudio periódico elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (con la opinión previa del Osinergmin), que identifica -mediante un análisis centralizado- los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considera los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución, y la asignación de las compensaciones para su remuneración.

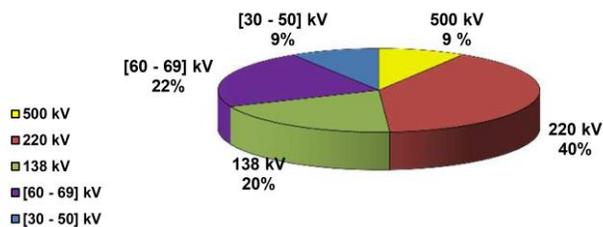
A diciembre de 2014, la participación de las empresas privadas en el subsector transmisión, en específico en lo que respecta al desarrollo de líneas de transmisión en 138, 220 y 500 kV, está compuesta como figura en la tabla 4.

Tabla 4. Longitud de líneas por nivel de tensión

| Nombre de Empresa | Tensión (kV) | | | | | Total (km) | Participación % |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|--------------------|
| | 500 | 220 | 138 | 60 - 75 | 30 - 50 | | |
| Red de Energía del Perú S.A. | | 3 458,6 | 1 240,5 | 34,0 | | 4 733,1 | 21 |
| Consortio Transmántaro S.A. | 948,7 | 1 464,9 | 58,4 | | | 2 472,0 | 11 |
| Abengoa Transmisión Sur S.A. | 1 007,3 | 59,5 | | | | 1 066,8 | 5 |
| Abengoa Transmisión Norte S.A. | | 1 010,4 | 3,2 | | | 1 013,5 | 4 |
| ATN 1 S.A. | | 141,9 | | | | 141,9 | 1 |
| ATN 2 S.A. | | 131,8 | | | | 131,8 | 1 |
| Red Eléctrica del Sur S.A. | | 534,4 | | | | 534,4 | 2 |
| Transmisora Eléctrica del Sur S.A. | | 402,8 | 3,2 | | | 406,0 | 2 |
| Eteselva S.R.L. | | 393,1 | | | | 393,1 | 2 |
| Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. | | 262,2 | 130,5 | | | 392,7 | 2 |
| Consortio Energético Huancavelica S.A. | | 147,9 | 103,8 | 105,8 | | 357,4 | 2 |
| Etenorte S.R.L. | | 82,7 | 268,7 | | | 351,4 | 2 |
| Transmisora Andina S.A. | | | 178,9 | | | 178,9 | 1 |
| Empresa de Trasmisión Guadalupe S.A.C. | | | | 33,0 | | 33,0 | 0 |
| Otros* | | 880 | 2 399 | 4 850 | 2 279 | 10 407,7 | 46 |
| Total | 1 956,0 | 8 970,3 | 4 386,6 | 5 022,3 | 2 278,6 | 22 613,8 | 100 |

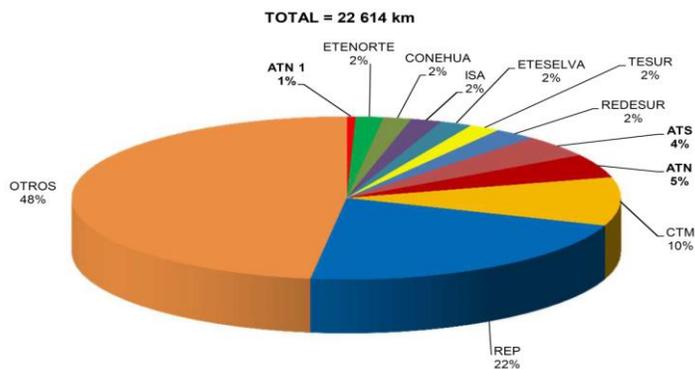
Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2015.

Gráfico 6. Longitud de líneas de transmisión 2015 en el SEIN



Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2015

Gráfico 7. Participación de transmisoras por longitud de líneas operativas



Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2015.

5. Características económicas de la actividad de transmisión eléctrica, mecanismos de expansión y uso de contratos BOOT en el Perú

Según la teoría económica, la maximización del bienestar de la sociedad se puede alcanzar en la medida de que los mercados operen bajo condiciones de competencia perfecta, donde existe un gran número de productores, ninguno de los cuales puede influir en el precio del mercado, siendo todos ellos "tomadores de precios"; es decir, que sus decisiones de maximización de beneficios conjeturan que el precio del mercado está dado, en función a la ausencia de asimetría de información por parte de los consumidores y homogeneidad de los productos.

Por el contrario, cuando una sola empresa ostenta poder de mercado, estamos ante una situación de monopolio, en donde la cantidad de bienes que produzca la empresa dominante influirá en el precio de mercado a través de la curva de demanda, deviniendo en una pérdida de eficiencia social.

En el caso particular del sistema eléctrico peruano, como parte del proceso de reformas estructurales y privatización de las empresas estatales, en el año 1992 se promulgó el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), que entre sus principales modificaciones establecía la separación de la oferta de electricidad en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Este esquema de desintegración vertical, tenía por objeto establecer un contexto de libre competencia para la actividad de generación, regulando a su vez las actividades de transmisión y distribución, a fin de reducir la posibilidad de que se presenten situaciones de abuso de posición de dominio, derivadas del monopolio natural que tiene cada concesionario.

Ahora bien, centrándonos en la actividad de transmisión eléctrica, tenemos que además de ser un monopolio natural, constituye una "facilidad esencial" ("essential facility"), ya que las líneas de transmisión son necesarias para que los generadores puedan llegar a los clientes finales, siendo muy oneroso para éstos replicar dichas instalaciones.

Lo anterior, origina que la actividad de transmisión sea regulada en distintos aspectos, siendo los principales **i)** la fijación de tarifas y **ii)** los mecanismos de expansión. Para efectos del presente trabajo, nos centraremos en lo que concierne a los mecanismos de expansión, para lo cual se analizará el diseño de los contratos BOOT (Build, Own, Operate and Transfer), esquema a través del cual la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - PROINVERSION licita las nuevas

líneas de transmisión que requiere el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN. Lo anterior, sirve como corolario para poder entender la necesidad de la figura de los mandatos de conexión, a través del cual el OSINERGMIN posibilita la conexión de terceros a dichas infraestructuras de carácter esencial.

5.1. Características económicas de la actividad de transmisión: Economías de escala, densidad y necesidad de coordinación

Antes de desarrollar los puntos indicados en el párrafo precedente, conviene explicar brevemente las características económicas de la actividad de transmisión, a fin de poder entender la necesidad de regulación de dicha actividad.

Como bien señalan De la Cruz Sandoval y García Carpio (Junio 2003), la actividad de transmisión presenta las características de un monopolio natural, principalmente por la presencia de fuertes economías de escala. El uso de múltiples líneas de alto voltaje por parte del operador, hace que el costo medio de transmitir 1MW extra decrezca a medida que la capacidad de la línea aumenta. Ello obedece principalmente a la presencia de altos costos fijos (valor de las servidumbres, obras de acceso a sitios de torres, equipos de transformación y celdas, entre otros) y a los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios en el voltaje de las líneas cuyo costo marginal no es proporcional a los incrementos en la capacidad de transmisión.

Asimismo, la actividad de transmisión presenta economías de densidad, asociadas al uso de la capacidad de las líneas y los niveles de energía que se transportan sobre éstas. Así, tenemos que si existe capacidad no utilizada en un sistema de transmisión determinado, será más eficiente aumentar la carga sobre dicho sistema, en vez de construir uno nuevo; del mismo modo, aun así no existiera capacidad en dicho sistema de transmisión, resultaría más eficiente asumir los costos de ampliar la capacidad de éste, antes que construir un sistema de transmisión nuevo.

Finalmente, tenemos que el funcionamiento eficiente de la actividad de transmisión depende de una adecuada coordinación con los demás subsectores (generación y distribución), de forma tal que la oferta satisfaga la demanda de los usuarios en el corto, mediano y largo plazo. Así, el organismo encargado de la coordinación del Sistema Eléctrico (en el caso peruano, el COES) establece el orden de despacho en función de las empresas que tienen los menores costos de producción,

conforme a las fluctuaciones de la demanda.

5.2 Mecanismos de expansión de los sistemas de transmisión y el uso de los contratos BOOT en el Perú

El desarrollo óptimo de los sistemas de transmisión se puede efectuar mediante mecanismos centralizados y descentralizados. En el primer esquema, es el ente regulador el que se encarga de determinar el número y características de las instalaciones de transmisión que el sistema requiere, considerando las necesidades de demanda futura y la ubicación de las generadoras; mientras que, en el segundo, se utilizan mecanismos de mercado a efectos de que los privados realicen las inversiones que el sistema requiere.

Como suele suceder, en el caso peruano se ha adoptado una suerte de esquema mixto, en donde el Estado define las instalaciones de transmisión requerirá el sistema eléctrico, para lo cual convoca a licitaciones públicas (subastas), en donde los inversionistas se ofrecen a construir éstas a cambio de un ingreso tarifario anual por el periodo de concesión establecido (usualmente, 30 años), luego del cual son entregadas al Estado. Para tal efecto, se utiliza la figura de los contratos BOOT (Build, Own, Operate and Transfer).

Dentro de sus principales características, se pueden advertir las siguientes:

- Durante el plazo de la concesión (normalmente 30 años), el concesionario es propietario de los bienes de la concesión, siendo que al término de ésta deberá transferir al Estado la propiedad de los bienes y derechos que conforman su sistema de transmisión, así como ceder su posición contractual.
- A partir de la fecha de cierre (firma de los contratos), las empresas son responsables por los daños, perjuicios o pérdidas ocasionadas a los bienes de concesión.
- El régimen tarifario del contrato BOOT asegura a las empresas la recuperación del monto ofrecido en las subastas a lo largo del plazo de concesión (Remuneración Anual Garantizada).

- El concesionario se obliga a garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del servicio de acuerdo con las leyes vigentes y lo establecido en el contrato, asumiendo las compensaciones y penalidades derivadas de su incumplimiento.
- Los concesionarios deben contratar un régimen de seguros de responsabilidad civil para cualquier daño, que cubran el valor de reemplazo de los bienes de la concesión. Del mismo modo, se obligan a constituir una garantía de fiel cumplimiento del contrato, la cual puede ser ejecutada por el Estado en caso los concesionarios no cumplan con efectuar la construcción de la infraestructura en el plazo establecido.
- Se establecen mecanismos de solución de controversias (técnicas y no-técnicas) y de restablecimiento del equilibrio económico financiero del contrato, por cambios en la legislación posteriores a la fecha de cierre.
- Se utiliza una tasa de descuento real del 12% anual para la recuperación del costo de inversión, en línea con lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas.
- El concesionario debe permitir el acceso a sus instalaciones por parte de terceros (agentes y clientes libres).

Como ya se ha indicado, antes de formarse el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), existían dos grandes sistemas interconectados: por un lado, el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), que era operado por la estatal ETECEN y que representaba poco más del 80% del consumo de energía a nivel nacional, al tener al departamento de Lima; y por el otro, el Sistema Interconectado Sur (SISUR), operado por la también estatal ETESUR, y que representada cerca del 18% del consumo nacional.

Para poder conectar dichos sistemas interconectados (SICN y SISUR), en el año 1998 el Estado convocó a un concurso público internacional, para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya, utilizando para tal efecto un esquema de concesión vía contrato BOOT, que finalmente fue adjudicado a la empresa Consorcio Transmantaro S.A.

Del mismo modo, un año después convocó a un concurso público internacional para el reforzamiento del sistema de transmisión sur, también bajo el esquema de un contrato BOOT, cuyo adjudicatario fue la empresa Red Eléctrica de España.

Según De la Cruz Sandoval y García Carpio (Junio 2003), el uso de este esquema de subastas para atraer inversiones en un sector con características de monopolio natural como la transmisión se justifica en base a los resultados mostrados por Harold Demsetz (1968); no obstante, sobre la base de los estudios de Williamson (1976), afirman que este enfoque tiene una serie de limitaciones y no elimina la necesidad de regulación posterior.

En el Perú, el uso de estos mecanismos permitió un conjunto de beneficios para los usuarios, como son la reducción de los precios de energía y potencia, y el aumento de la confiabilidad del suministro, derivada de la disminución de las pérdidas en el transporte de energía. Estas experiencias positivas han hecho que, a la fecha, todas las nuevas líneas de transmisión que requiera el sistema (con excepción de las privadas) sean concesionadas vía contratos BOOT.

En resumen, tenemos que las instalaciones de transmisión presentan las características de un monopolio natural, por lo que resulta más eficiente que una sola empresa sea la que opere cada uno de los sistemas de transmisión que requiere el SEIN. En ese sentido, la competencia únicamente se puede introducir *ex-ante*; es decir, los inversionistas no compiten “en el mercado”, sino “por el mercado”, para lo cual se ha venido utilizando esquemas de subasta, recurriendo a la figura de los contratos BOOT, los cuales regulan los derechos y obligaciones de las empresas de transmisión a lo largo de todo el periodo de concesión.

Si bien ello ha traído grandes beneficios, permitiendo la expansión del sistema de transmisión y aumentando a su vez la confiabilidad del suministro de energía, dadas las características de monopolio natural que presentan, se requiere de una regulación eficaz que garantice el acceso por parte de terceros a estas infraestructuras de carácter esencial.

A continuación, veremos cómo es que se ha regulado en nuestro país el libre acceso a las industrias de redes (como es el caso de la transmisión eléctrica), así como la doctrina de las facilidades esenciales (“essential facilities”), principios sobre los cuales se posibilita el uso por parte de terceros de estas instalaciones.

6. Justificación de la Tesis

Como ya comentamos, el Principio de Libre Acceso a las redes de los sistemas de transmisión de energía eléctrica en este mercado, predominantemente monopólico, busca evitar que exista un abuso de la posición de dominio del titular o concesionario de la línea aprovechando la ventaja competitiva de ser el titular de la única infraestructura existente en el mercado.

Ya hemos precisado también que la regulación vigente, a través de la Resolución N° 091-2003-OS/CD que aprueba el “Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica” determina cuales son las condiciones generales para tener acceso a estas redes, cumpliendo así con lo dispuesto en el artículo 33° de la Ley de Concesiones Eléctricas que señala que los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso sea necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Por lo tanto, dentro del marco de análisis del presente trabajo de investigación resulta relevante dar cuenta que el Principio del Libre Acceso a las redes de los sistemas de transmisión no solo es prioritario para un tercero que sea un gran consumidor o cliente libre, sino también a una comunidad, mayoritariamente rural, que por encontrarse alejada o aislada se encuentra excluida del proceso de electrificación y ve en estas redes de transmisión su oportunidad para tener acceso al suministro eléctrico.

Si bien en la actualidad existen alternativas como los sistemas Off-Grid o el uso de energías renovables (como la fotovoltaica) para atender a las comunidades rurales aisladas, son mayores las ventajas en contar con un suministro eléctrico convencional que permita contar con energía de manera continua e irrestricta (salvo el nivel de potencia contratado), entre ellas podemos enumerar las siguientes:

- a) Acceso continuo a alumbrado público y particular.
- b) Acceso continuo a sistemas de información y comunicación, como la televisión o la radio y en menor escala al internet.
- c) Acceso continuo a sistemas de salud, como hospitales o centros de salud.

- d) Acceso continuo a desarrollos productivos para las pequeñas empresas.
- e) Acceso continuo a educación y capacitación, entre otros.

Por lo tanto, las propuestas postuladas en la presente investigación respecto al Principio del Libre Acceso a las redes de los sistemas de transmisión, buscarán además de resolver vacíos legales que afectan sobre todo a los grandes consumidores, estar alineadas con las políticas existentes en materia de Electrificación Rural, para atender a estas comunidades alejadas, las cuales se encuentran definidas en la Ley N° 28749 – Ley General de Electrificación Rural, como son:

- Enmarcar la electrificación rural dentro de la acción conjunta del estado como instrumento del desarrollo rural integral, impulsando el incremento de la demanda eléctrica rural y promoviendo el uso productivo de la energía eléctrica mediante la capacitación de los usuarios rurales.
- Orientar las inversiones hacia las zonas con menor cobertura eléctrica y las de mayor índice de pobreza, con el fin de acelerar su desarrollo.
- Fortalecer el proceso de descentralización, mediante planes y proyectos de electrificación rural concertados con los Gobiernos Regionales y Locales que permita la transferencia tecnológica, de diseño y construcción de sistemas eléctricos rurales.
- Mejoramiento permanentemente de la tecnología aplicada a los proyectos de electrificación rural, promoviendo el uso de energías renovables.
- Fortalecimiento de la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio Energía y Minas como organismo nacional competente. Transparencia en la priorización e información de los proyectos de electrificación rural, convirtiéndola en una institución transparente, moderna y eficiente.

Dentro de este contexto, resulta claro que la energía eléctrica contribuye a la erradicación de la pobreza en las zonas rurales, sin embargo, las inversiones necesarias para poder atender a estas comunidades no presentan una tasa de retorno atractiva como para ser atendidas por la inversión privada debido a que cuentan con usuarios con bajos consumos, alta dispersión de los usuarios, baja probabilidad de incremento de sus consumos y una reducida capacidad de pago, por lo que el rol del Estado es fundamental al menos para lo siguiente:

- Realizar la inversión en la conexión a las redes de transmisión que pasan de manera cercana a estas localidades, pues debido al elevado costo que ello supone sería imposible que las comunidades cuenten con el soporte financiero para afrontarlo.
- Regular lo necesario para que corra por parte del sector privado el mantenimiento y operación de la nueva infraestructura construida. De esta manera la operación logrará su cometido de ser sostenible en el tiempo.

El impacto que esta investigación desarrolla alcanza así tanto en los grandes consumidores o clientes libres que recurren a la figura del mandato de conexión, como a las comunidades y/o poblaciones rurales, esas que forman parte del 10% de la población peruana que en este momento carece de servicio eléctrico.

Para la caso de las comunidades y/o poblaciones rurales, la llegada de la electricidad además de los beneficios señalados en los párrafos precedentes permitirá mejorar su calidad de vida y desincentivará la migración del campo a la ciudad, contribuyendo así a una visión del Estado en pro del desarrollo rural integral, que permitirá en el tiempo el aumento de su capacidad adquisitiva y su integración a la cadena productiva de su localidad, región y/o país, cumpliendo el objetivo social que toda regulación debe perseguir.

Por todo lo anteriormente expuesto, la presente investigación buscará determinar como hipótesis de solución cuál debería de ser el mecanismo regulatorio que más se ajusta a la realidad del mercado peruano, tomando la experiencia de los mandatos de conexión emitidos por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería-OSINERGMIN, analizándolos y evaluando el marco regulatorio actual para luego comparar las alternativas probables de solución, estimando sus costos y beneficios.

Si bien el Principio de Libre Acceso establece el derecho de los consumidores de poder conectarse a las redes de transmisión, lo cierto es que sin la existencia de precisiones normativas que sean lo suficientemente claras y que fomenten la interconexión esta no podrá materializarse y permitir el beneficio para todo el sistema, para las comunidades rurales, para los grandes consumidores y para la empresa concesionaria a cargo de las redes de transmisión.

Capítulo III. Análisis de las condiciones de uso y acceso libre en el sector eléctrico peruano

1. El Principio de Libre Acceso en las industrias de redes y la Doctrina de las Facilidades Esenciales

Cuando una empresa (“aguas arriba”) posee un insumo o infraestructura indispensable para la prestación de un servicio en un mercado final o más cercano al consumidor final (“aguas abajo”), y la duplicación o sustitución del mismo no resulta económicamente eficiente, se produce lo que se conoce como una “facilidad esencial”.

Según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OECD) (2006), “infraestructura esencial significa que prestar un servicio es sustancialmente más difícil sin tener acceso a ésta, y que el propietario monopolista de dicha infraestructura encontraría rentable imponer al menos un pequeño -pero significativo y no transitorio- aumento de precio sobre el nivel competitivo para acceder a dicha infraestructura. En otras palabras, la empresa propietaria de la infraestructura debe tener una posición dominante en el mercado para que ésta pueda ser considerada como una facilidad esencial”.

Como consecuencia de lo anterior, se restringe la competencia entre los distintos competidores, ya sea por la imposibilidad de ingresar al mercado o por lo inviable que resulta el ingreso a una actividad comercial con fuertes barreras de entrada, derivadas justamente de la falta de acceso a dichas facilidades esenciales.

No obstante, como bien señalan Kresalja y Quintana (2005), la calificación de una infraestructura o recurso como esencial no es tarea fácil, sino, por el contrario, una labor llena de complejidades derivadas de la necesidad de comprobar el carácter insustituible e indispensable que deben tener tales bienes.

Es por ello que, a través de la Doctrina de las Facilidades Esenciales (DFE), se puede permitir el ingreso de competidores a un mercado determinado por medio de órdenes o mandatos de acceso (conexión) a la infraestructura en cuestión, lo cual fomenta la competencia y, consecuentemente, beneficia a los usuarios en su conjunto.

Según el artículo 61° de la Constitución Política del Perú, el “Estado facilita y vigila la libre competencia”, combatiendo “toda práctica que la limite y el abuso de posiciones dominantes o monopólicas”. Es decir, las empresas tienen el derecho, así como la obligación, de competir entre sí, y la participación que ostenten en un determinado mercado dependerá de su capacidad de satisfacer las demandas y necesidades de sus consumidores. No obstante, ello no implica que puedan abusar de la eventual posición de dominio que obtengan, en perjuicio de sus competidores.

La DFE justamente tiene por objeto evitar o limitar el abuso de posiciones dominantes o monopólicas. Si bien no ha sido desarrollada como tal en la legislación nacional, esta se ha expresado en la prohibición de negativas injustificadas para contratar, recogida inicialmente en el Decreto Legislativo 701 (Decreto Legislativo contra las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la libre competencia), y posteriormente por el Decreto Legislativo 1034 (Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas), que reemplazó al primero.

Sobre este punto, el artículo 10° del Decreto Legislativo 1034 establece lo siguiente:

“Artículo 10.- El abuso de la posición de dominio.-

10.1. Se considera que existe abuso cuando un agente económico que ostenta posición dominante en el mercado relevante utiliza esta posición para restringir de manera indebida la competencia, obteniendo beneficios y perjudicando a competidores reales o potenciales, directos o indirectos, que no hubiera sido posible de no ostentar dicha posición.

10.2. El abuso de la posición de dominio en el mercado podrá consistir en conductas de efecto exclusorio tales como:

a) Negarse injustificadamente a satisfacer demandas de compra o adquisición, o a aceptar ofertas de venta o prestación, de bienes o servicios.”

Como se puede advertir, la legislación nacional recoge uno de los aspectos más importantes de la DFE, que es la inexistencia de justificación para la negativa. Sin embargo, deja de lado otros dos componentes fundamentales, que son i) la imposibilidad (física, legal o económica) de duplicar el recurso y ii) que el acceso al recurso sea imprescindible. En ese sentido, estos dos componentes no requieren ser analizados (de manera obligatoria) por el Indecopi o los organismos reguladores al momento de emitir una orden o mandato de acceso (conexión).

Se debe tener en cuenta que una aplicación inadecuada de la DFE, y, en específico, de las órdenes o mandatos de acceso (conexión), puede originar que los titulares de dichas infraestructuras opten por no invertir en este tipo de bienes, en la medida que se les podría obligar a compartirlos con sus competidores (que no han efectuado inversiones similares).

Finalmente, es preciso indicar que, si bien las normas de libre competencia son, en principio, de observancia obligatoria para las agencias de competencia (como el Indecopi), los organismos reguladores no están exentos de aplicarlas, según el Principio de Supletoriedad⁶.

2. Condiciones de uso y acceso libre en el sector eléctrico peruano

El Principio de Libre Acceso a las Redes de los Sistemas de Transmisión y Distribución de energía eléctrica, y, en general, de los sectores regulados tiene por finalidad asegurar la competencia en aquellos sectores donde esta no es posible, evitando que el operador predominante (ej. un monopolio natural) pretenda hacer abuso de su posición de dominio o aproveche las condiciones de ventaja competitiva de ser titular de la infraestructura.

Es así que, al amparo de lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas, el Osinergmin emitió la Resolución N° 091-2003-OS/CD, mediante la cual se aprueba el Procedimiento, que, entre otros aspectos, establece las obligaciones de los titulares de las redes y los derechos de los terceros para el uso de los sistemas de transmisión y/o distribución eléctrica.

En ese sentido, el Procedimiento determina condiciones generales para el acceso a redes: i) pago por el uso de la infraestructura (costo regulado por tarifa); ii) no abusar del uso de la misma, por lo que no debe perjudicarse al titular de la infraestructura; y iii) el deber de coordinación en la operación y mantenimiento de la infraestructura.

No obstante, el Procedimiento no regula aspectos técnicos específicos, ni plazos o responsabilidades por la (in)ejecución de la interconexión. En otras palabras, la regulación no genera predictibilidad

⁶ A modo de ejemplo, el artículo 12° del Reglamento General del Osinergmin establece lo siguiente: “Artículo 12.- Principio de Supletoriedad: Las normas de libre competencia son supletorias a las disposiciones regulatorias y/o normativas que dicte OSINERGMIN en el ámbito de su competencia. En caso de conflicto primarán las normas de OSINERGMIN.”

alguna para los administrados, por lo que los conflictos para la interconexión continúan presentándose, y generan retrasos en la ejecución de proyectos de vital importancia para el país, así como altos costos de transacción para las partes involucradas.

Por su parte, como bien advierte Quiroga (2015), los concesionarios de redes ya establecidas suelen exigir condiciones desproporcionadas para la interconexión. A continuación, se detallan las principales:

- Contratación de seguros contra todos los riesgos que puedan derivarse de la interconexión, incluida la constitución de cartas fianza durante todo el tiempo que dure la interconexión. Los montos de los seguros y cartas fianza, así como sus plazos y demás condiciones, varían, sin que exista regulación que determine si son o no exigibles como condición para la conexión.
- Exigen que la empresa solicitante contrate servicios de operación y mantenimiento de las instalaciones que forman parte de la interconexión, por los que pueden cobrar montos excesivos. Estos cobros no han sido materia de regulación específica. También exigen la transferencia de todos o algunos de los equipos que serán adquiridos e instalados por la empresa solicitante como parte de la interconexión, con el objeto de mantener la continuidad circuital de su línea. Este tema se complica cuando la interconexión involucra una línea que cuenta con un ingreso garantizado por contrato ley, ya que, en estricto, no podría incrementarse dicho ingreso, aun si se hace la interconexión. Como se puede observar, en algunas circunstancias podría ser razonable la transferencia de equipos o la realización de inversiones en las instalaciones de la red establecida, que sean financiadas e incluso mantenidas por el que solicita la conexión. No obstante, la regulación no especifica ninguna de estas circunstancias, y las discrepancias se presentan continuamente, en especial cuando deben seccionarse las líneas.
- Los concesionarios de transmisión y/o distribución aducen que no existe capacidad en la línea, pues ya se encuentra comprometida o reservada. Al respecto, cabe señalar que la capacidad disponible y comprometida de las líneas no es pública, por lo que no hay manera de corroborar lo indicado por los concesionarios, y dicha información puede ser manipulada.
- Otro problema que suele presentarse se refiere a los límites de las instalaciones de una y otra empresa cuando se ejecuta la interconexión, así como el derecho de operar cada una de estas instalaciones. Dicha situación normalmente se presenta cuando la línea ya instalada debe ser seccionada para la interconexión.

Como se puede advertir, este tipo de conexiones es bastante complejo, y tiene incidencia en aspectos económicos, técnicos y legales, por lo que se requiere una regulación que genere los incentivos adecuados en los actores involucrados para posibilitar su ejecución.

3. La figura de los Mandatos de Conexión

3.1 Procedimiento para la emisión de un Mandato de Conexión

En noviembre de 1992 se publicó el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que tiene como finalidad normar lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Este Decreto Ley ha tenido una serie de modificaciones hasta la fecha, en virtud a los avances y requerimientos actuales en este sector. Estas modificaciones normativas variaron lo tipificado sobre la titularidad de la concesión, aspectos tarifarios, obligaciones del transmisor y distribuidor, entre otros aspectos.

El artículo 33° de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por la Ley N° 27239, señala: “Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley”.

Asimismo, el inciso d) del artículo 34° de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el Decreto Legislativo N° 1221, señala: “Los Distribuidores están obligados a: (...) d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento”.

Por último, el artículo 62° de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por la Ley N° 28832, menciona: “Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG”.

Como se puede advertir, la Ley de Concesiones Eléctricas contempla, de manera general, el derecho de libre acceso a las líneas de transmisión eléctrica, e impone una obligación legal al concesionario de transmisión y distribución de permitir que cualquiera pueda utilizar sus sistemas, mientras este tercero debe asumir los costos que se generen con motivo de ello, así como pagar una compensación por el uso de su infraestructura.

Por otro lado, mediante la Resolución de Concejo Directivo N° 091-2003-OS-CD, se aprobó el Procedimiento, el cual tiene como objetivo establecer las condiciones de uso y los procedimientos que garanticen el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, de acuerdo a lo establecido en los artículos 33°, 34° inciso d) y 62° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Es en esta Resolución que se regula la figura del Mandato de Conexión, que define como “disposición del OSINERG, emitido a pedido de parte, para establecer las condiciones de acceso a las redes del Suministrador de Servicio de Transporte, de acuerdo a lo establecido en el presente Procedimiento”.

Este marco normativo señala que el acceso a las redes del sistema eléctrico es de interés público, motivo por el cual este se da sobre la base de los principios de neutralidad, no discriminación, igualdad de acceso, y libre y leal competencia. Asimismo, se menciona que la ejecución del acceso puede realizarse en los términos y condiciones acordados de buena fe entre las partes o conforme a lo establecido en el Mandato de Conexión emitido por el Osinergmin.

Conforme a lo anterior, se tiene que, si las partes no hubiesen convenido los términos y condiciones del acceso a las redes, cualquiera de estas podrá solicitar al Osinergmin la emisión de un mandato de conexión. En dicho supuesto, el Osinergmin comunicará a la otra parte involucrada sobre la solicitud recibida, y le otorgará un plazo máximo de diez (10) días calendario para emitir su opinión al respecto⁷.

⁷ El Osinergmin podrá solicitar a las partes la información adicional que requiera para emitir el correspondiente mandato de interconexión, la cual deberá ser remitida en el plazo que éste indique.

Asimismo, se establece que el Osinermin deberá emitir el mandato respectivo en un plazo máximo de treinta (30) días calendario luego de recibida la solicitud indicada en el párrafo anterior, el mismo que será publicado en el Diario Oficial El Peruano y es de cumplimiento obligatorio. No obstante, el Procedimiento señala que, por causas debidamente motivadas, el Osinermin podrá ampliar el plazo de emisión del mandato de conexión por veinte (20) días calendario adicionales. Es decir, el Osinermin se puede tomar hasta cincuenta (50) días calendario para emitir el respectivo mandato de conexión (o denegarlo).

Cabe resaltar que este procedimiento tiene las características de un procedimiento trilateral, según lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General. Asimismo, la resolución que expida el Osinermin puede ser impugnada por las partes mediante un recurso de reconsideración⁸.

A la fecha, el Osinermin ha emitido los siguientes mandatos de conexión.

Tabla 5. Solicitudes de Mandato de Conexión

| Solicitudes de Mandatos de Conexión Años 2005 – 2015 | | | | |
|---|-----------------|---------------------------|-----------------------------|-------------------|
| 2005 | | | | |
| Solicitante | Obligado | Instalación | Decisión | Resolución |
| Condestable | Luz Del Sur | Sed Bujama | Otorgado | 058-2005-OS/CD |
| Hidrandina Y Dep | Egenor | Set Huallanca | Otorgado | 372-2005-OS/CD |
| Hidrandina | Chavimochic | Set Virú | Otorgado | 460-2005-OS/CD |
| Coelvisac | Ensa | Set Olmos | Otorgado | 462-2005-OS/CD |
| Coelvisac | Ensa | Set Motupe | Otorgado | 461-2005-OS/CD |
| 2006 | | | | |
| Solicitante | Obligado | Instalación | Decisión | Resolución |
| Coelvisac | Enosa | Sist-Distr-Chulucanas | Otorgado | 026-2006-OS/CD |
| Shougesa | Rep | Celda 60 Kv – Set Marcona | Otorgado (Solo Set Marcona) | 027-2006-OS/CD |
| Reconsideración Shougesa | | Línea 6629 | Otorgado | 375-2006-OS/CD |
| 2007 | | | | |
| Solicitante | Obligado | Instalación | Decisión | Resolución |

⁸ Toda vez que los mandatos de conexión son emitidos por el Consejo Directivo del Osinermin (máxima autoridad jerárquica), solo es posible presentar un recurso de reconsideración. Asimismo, es preciso indicar que no se requiere la presentación de nueva prueba para que proceda su interposición, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 208° de la Ley N° 27444.

| | | | | |
|---|-------------------------|--|-----------------|-------------------|
| Gold Fields | Conenhua | Se Cajamarca Norte | Otorgado | 507-2007-OS/CD |
| Reconsideración Conenhua | | Se Cajamarca Norte | Denegada | 614-2007-OS/CD |
| 2011 | | | | |
| Solicitante | Obligado | Instalación | Decisión | Resolución |
| Enosa | Miski Mayo | Lt 138kv Se La Niña (Derivación)- Se Bayovar – Se Descarga – Se Puerto | Denegado | 174-2011-OS/CD |
| Coelvisac | Enosa | Se Constante En 22,9 Kv | Otorgado | 179-2011-OS/CD |
| Abengoa | Redesur | Se Montalvo Existencia En 220kv | Otorgado | 203-2011-OS/CD |
| Reconsideración Redesur | | Se Montalvo Existencia En 220kv | Denegada | 233-2011-OS/CD |
| Luz Del Sur | Edegel | Línea 6060 | Otorgado | 230-2011-OS/CD |
| 2012 | | | | |
| Solicitante | Obligado | Instalación | Decisión | Resolución |
| Epasa | Sn Power | Se Malpaso | Otorgado | 095-2012-OS/CD |
| 2013 | | | | |
| Solicitante | Obligado | Instalación | Decisión | Resolución |
| Luz Del Sur | Rep | Línea 2010 | Denegado | 036-2013-OS/CD |
| Reconsideración Luz Del Sur | | Línea 2010 | Otorgada | 119-2013-OS/CD |
| 2014 | | | | |
| Solicitante | Obligado | Instalación | Decisión | Resolución |
| Cerro Verde | Abengoa Transmisión Sur | Lt 500kv Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo (Tramo T-275 Y 278) | Otorgado | 252-2014-OS/CD |
| 2015 | | | | |
| Solicitante | Obligado | Instalación | Decisión | Resolución |
| Reconsideración Abengoa Transmisión Sur | | Lt 500kv Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo (Tramo T-275 Y 278) | Denegada | 053-2015-OS/CD |
| Cerro Del Águila | Electroperú | Se Campo Armiño | Otorgado | 024-2015-OS/CD |
| Reconsideración Electroperu | | Se Campo Armiño | Denegada | 064-2015-OS/CD |

Fuente: Elaboración propia, basada en datos de Osinermin.

A continuación, se analizarán algunos de los mandatos de conexión emitidos por el Osinermin, a fin de determinar cuáles han sido los criterios adoptados por dicha entidad al momento de resolver las solicitudes de acceso a instalaciones de transmisión y distribución.

3.2 Instalaciones excluidas de la obligación de acceso

Si bien no existen en la legislación excepciones a la obligación de acceso respecto de redes de transmisión y/o distribución de energía eléctrica, el Osinermin ha establecido un criterio

importante al respecto, con motivo de la solicitud de acceso efectuada por Shougang Generación Eléctrica S.A.A. (en adelante, Shougesa) en el año 2005, para conectarse a las instalaciones de la empresa Red de Energía del Perú S.A. (en adelante, REP).

En dicha oportunidad, Shougesa solicitó al Osinergmin la emisión de un mandato de conexión para que REP le permita conectarse a su celda de 60 kV de la Línea L-6629 y a la misma línea. Mediante Resolución N° 027-2006-OS/CD, el Osinergmin otorgó el acceso a la celda de 60 kV, pero denegó el acceso a la línea L-6629, bajo el argumento de que dicha línea no se encontraba dentro de la concesión de REP: “2.10 (...) este organismo según Oficio N° 5516-2005-OSINERG-GFE, remitido a la empresa solicitante, precisó que sólo se admitía la referida solicitud respecto de la celda de 60 kV de la Línea L-6629 ubicada en la subestación Marcona. En efecto, se señaló que la línea L-6629 no forma parte de concesión de REP ni se encuentra sujeta a concesión alguna, razón por la cual no corresponde ser tramitado dentro del procedimiento de solicitud de Mandato de Conexión”.

Cabe resaltar que Shougesa impugnó la resolución indicada, la misma que fue revocada mediante Resolución N° 375-2006-OS/CD, al determinarse que la línea L-6629 sí estaba dentro de la concesión de REP. Sin embargo, el criterio adoptado no varió.

En suma, si una empresa de transmisión o distribución (o un usuario libre) posee instalaciones que no requieren de una concesión definitiva⁹, estas no podrían ser objeto de un mandato de conexión.

3.3 Capacidad Disponible para el acceso de terceros: sobre los acuerdos de reserva de capacidad y su “oponibilidad” a terceros

⁹ Según el artículo 3° de la LCE, sólo se requiere concesión definitiva para la realización de las siguientes actividades: a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 KW; b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste; c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW; y, d) La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.

El Procedimiento establece, como regla general, en su artículo 3.1, que “la falta de capacidad y/o disponibilidad de medios para el acceso a las redes del Suministrador de Servicios de Transporte, a quien se solicita el acceso, no constituirá impedimento para su otorgamiento.”

No obstante, se tiene una excepción a dicha regla general, conforme a lo dispuesto en el inciso c) del artículo 27.2 de la Ley N° 28832 y el artículo 11.1 de Reglamento de Transmisión, que se detalla en la tabla 8.

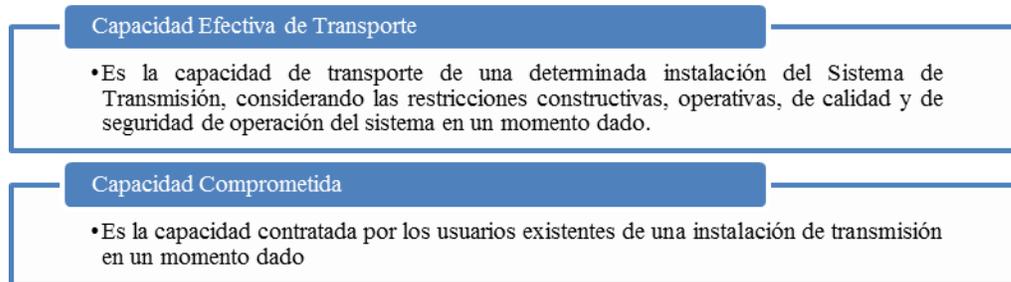
Tabla 6. Regulación a la excepción de la disponibilidad de capacidad

| Ley N° 28832 | Reglamento de Transmisión |
|--|--|
| <p>Artículo 27.- Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión</p> <p>27.2 Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:</p> <p>(...) c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.”</p> | <p>Artículo 11.- Utilización y acceso al Sistema de Transmisión</p> <p>11.1 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del SCT a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley, deberán acordar las condiciones de acceso con el titular de las instalaciones involucradas, hasta el límite de la Capacidad Disponible de dichas instalaciones.</p> |

Fuente: Ley N° 28832 y Reglamento de Transmisión.

A saber, la Capacidad Disponible es definida en el Reglamento de Transmisión como “la diferencia entre la Capacidad Efectiva de Transporte y la Capacidad Comprometida de una instalación del Sistema de Transmisión.” A su vez, estas están definidas de la siguiente forma:

Gráfico 8. Capacidad Efectiva de Transporte y Capacidad Comprometida



Fuente: Reglamento de Transmisión.

Conforme a lo anterior, se tiene que, para las instalaciones de transmisión que forman parte del SCT, la “disponibilidad de capacidad” debe ser entendida conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, ya que solo podrá ser objeto de un mandato de conexión aquella capacidad de transporte que no ha sido contratada por otro usuario. Asimismo, el tercero que desee (y pueda) conectarse tendría que hacerlo a través de una tarifa regulada por el Osinergmin.

A modo de ejemplo, si una generadora contrata a un transmisor para que construya, opere y mantenga una línea de transmisión (la cual formaría parte del SCT) pactando una reserva de capacidad (entiéndase, “capacidad comprometida”), los terceros que deseen conectarse solo podrán acceder a la “capacidad no reservada”, sin importar que la generadora no utilice toda esa capacidad comprometida.

El criterio también ha sido empleado por el Osinergmin al momento de resolver solicitudes de emisión de mandatos de conexión. En el 2011, la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad – Electronoroeste S.A. (empresa distribuidora con presencia en Piura y Tumbes) solicitó la emisión de un mandato de conexión para conectarse a las instalaciones de transmisión SCT de la Compañía Minera Miski Mayo S.R.L (en adelante, Miski Mayo), las cuales utilizaba de manera exclusiva para la operación de su Mina Fosfatos Bayóvar.

La empresa Miski Mayo argumentó que, toda vez que sus instalaciones formaban parte del SCT y que tenía proyectado aumentar su consumo de electricidad, se encontraba dentro de la excepción prevista en el literal c) del artículo 27.2 de la Ley N° 28832, que concuerda con el artículo 11° del

Reglamento de Transmisión. Sobre la base de ello, mediante Resolución N° 174-2011-OS/CD, el Osinergmin denegó el mandato de conexión solicitado por Electronoroeste S.A.

Dicho criterio también ha sido recogido en otros procedimientos. A saber, mediante Resolución N° 179-2011-OS/CD, el Osinergmin ha señalado lo siguiente: “2.13 Sobre este punto, se debe considerar que las obligaciones de Libre Acceso se encuentran señaladas en el artículo 33°, artículo 34° inciso d) y artículo 62° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Asimismo, en el caso de nuevos Sistemas de Transmisión establecidos en el artículo 20° de la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, de acuerdo a lo dispuesto en el numeral 11.1 del artículo 11° del Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, en el que se señala que el acceso a redes para el Sistema Complementario de Transmisión se brindará “hasta el límite de la Capacidad Disponible de dichas instalaciones”, aceptándose solo para este tipo de Sistema la posibilidad de reservar capacidad de transmisión”.

Sin perjuicio de ello, es de advertirse que no todas las instalaciones del SCT se encuentran dentro de la excepción descrita, como es el caso de aquellas líneas del SCT que son licitadas por Proinversión para su construcción, operación y mantenimiento¹⁰. En estos casos, se deberá aplicar la regla general de acceso establecida en el Procedimiento.

Asimismo, de lo anterior se desprende que los acuerdos de “reserva de capacidad” sobre instalaciones que no se encuentren dentro de la excepción indicada no podrán ser oponibles a

¹⁰ **Artículo 3.- Instalaciones que conforman el Sistema Complementario de Transmisión.**

Forman parte del SCT:

- 3.1 Todas aquellas instalaciones del Plan de Transmisión que son construidas por iniciativa propia de los Agentes.
- 3.2 Las instalaciones del Sistema de Transmisión a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley.
- 3.3 Las instalaciones de transmisión construidas por iniciativa de los Distribuidores, que no se encuentran incluidas en los alcances del Plan de Transmisión.
- 3.4 Toda otra instalación no incluida en el Plan de Transmisión.
- 3.5 En todos los casos es necesario que se suscriba el correspondiente Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica, excepto cuando se trate de Distribuidores para instalaciones de transmisión dentro de su zona de concesión de distribución.
- 3.6 Conforme al Decreto Legislativo N° 1012, el Ministerio o PROINVERSIÓN podrá conducir los procesos de licitación para la ejecución y operación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, que sean de uso exclusivo de la demanda, que no estén comprendidos el Plan de Transmisión ni en los numerales 3.1, 3.2 y 3.3 anteriores y que hayan sido priorizados por el Ministerio, tomando como referencia, entre otros, los estudios elaborados para el Plan de Inversiones o el Plan de Transmisión. Se deberá contar con opinión previa del OSINERGMIN y COES sobre la necesidad de estas instalaciones”.

terceros, sobre la base de que el acceso a este tipo de instalaciones es de interés público y no privado.

3.4 Costos asociados al derecho de conexión

El Procedimiento señala que los Clientes de Servicios de Transporte¹¹ deben hacer efectivo el pago de la compensación que para tal efecto fije el Osinergmin, sobre la base de lo dispuesto en el artículo 62° de la LCE: “Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG.

Las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, son remuneradas de la siguiente manera:

- a. Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;
- b. Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;
- c. Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento”.

Por su parte, los Clientes de Suministro Eléctrico¹² están obligados a financiar los costos de ampliación de las redes requeridas para incrementar los Servicios de Transporte que solicite; dicha contribución tiene carácter reembolsable bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84° de la LCE: “El usuario tendrá derecho a que se le reconozca las contribuciones que realice mediante la entrega de las acciones de la Empresa, bonos u otras modalidades que garanticen su recuperación

¹¹ Cliente de Servicios de Transporte: es todo Suministrador de Energía (concesionario de generación o distribución que realiza contratos de suministro de energía y potencia eléctrica con clientes del mercado libre) que recibe o solicita un Suministro de Servicios de Transporte en concordancia con la octava disposición complementaria del Procedimiento, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 1089-2001-OS/CD, o la que la reemplace.

¹² Cliente de Suministro Eléctrico: es todo Cliente No Regulado o Cliente Libre que recibe o está en capacidad de recibir un suministro de energía eléctrica para consumo propio.

real. La actualización de las contribuciones, a efectos de garantizar su recuperación real, se efectuará teniendo en cuenta los factores de reajuste establecidos en el Reglamento.

La elección de la forma de devolución corresponderá al usuario. La Empresa concesionaria, por ningún motivo, podrá cobrar gastos y/o comisiones por concepto de esta devolución”.

3.5 Aprobación de equipos a instalarse con motivo del derecho de conexión

Sobre este punto, Soto Carrillo (2012), quien analiza una serie de mandatos de conexión emitidos por el Osinergmin, señala que, si bien corresponde al titular de las instalaciones aprobar los equipos que instalará el solicitante del mandato, no se han establecido parámetros objetivos sobre los cuales debería realizarse dicha aprobación (plazos, mecanismo de solución de controversias).

En ese sentido, es de advertirse que, en caso de discrepancia respecto de los equipos a instalarse, resultaría necesaria la emisión de un mandato complementario.

A modo de propuesta, Soto Carrillo (2012) indica que, a fin de evitar dichas contingencias, el Osinergmin debería establecer en el mandato de conexión los parámetros a ser usados para aprobar o denegar la instalación de equipos; o, en su defecto, asignar dicha responsabilidad a las áreas del propio Osinergmin, de forma tal que la decisión no dependa exclusivamente de un titular que en un principio denegó el acceso.

3.6 Pérdida del derecho de conexión por la inejecución de construcción de instalaciones

En el año 2011, Abengoa Transmisión Sur S.A. (en adelante, ATS) solicitó al Osinergmin la emisión de un mandato de conexión, para que la empresa Red Eléctrica del Sur S.A. (en adelante, Redesur) le permita la conexión a las instalaciones de la Subestación Montalvo, que forman parte del SPT.

Redesur argumentó que denegó la solicitud de acceso efectuada por ATS debido a que contaba con un acuerdo de conexión con la empresa Caravelí Cotaruse Transmisora de Energía S.A.C. (en adelante, CCTE), la cual tenía a su cargo la ejecución de la Línea de Transmisión SGT en 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo. Sin embargo, debido a que CCTE no había iniciado la construcción del mencionado proyecto, el Osinergmin concluyó que la negativa de Redesur era injustificada, por

lo que emitió, en consecuencia, el mandato de conexión respectivo mediante Resolución N° 203-2011-OS/CD.

En dicha resolución, el OSINERGMIN indicó lo siguiente: “2.19 (...) cabe indicar que si bien CCTE solicitó a REDESUR facilidades de acceso a la S.E. Montalvo el 25 de setiembre de 2008, a la fecha no se ha dado inicio a la ejecución de las obras destinadas a implementar el proyecto de la Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Caraveli – Montalvo, por lo que en este extremo se concluye que la negativa de REDESUR de brindar acceso a ATS es injustificada.

2.20 Sin perjuicio de lo anterior e independientemente de lo indicado por REDESUR, lo relevante para determinar el Libre Acceso a Redes, es si es técnicamente posible la conexión solicitada por ATS”.

Más allá del hecho de que el Osinergmin no haya notificado de los actuados en el procedimiento a CCTE (quien debía ser parte del mismo al verse afectado por lo que en este se resuelva), que representa un grave error procedimental que pudo haber ocasionado la nulidad de la resolución emitida, un criterio como el adoptado podría generar incertidumbre en los agentes del mercado eléctrico, toda vez que los acuerdos de conexión previamente establecidos podrían verse afectados si es que el titular de un proyecto con un cronograma de ejecución más cercano solicita la emisión de un mandato de conexión al Osinergmin.

Asimismo, también resultaría contraproducente que los derechos de conexión otorgados se mantengan en el tiempo de manera indefinida. Bajo esa premisa, sería razonable darles pase a otros proyectos (solicitudes de acceso) en caso se declare, formalmente, que el beneficiario primigenio ha incumplido con la ejecución oportuna del proyecto a su cargo.

En suma, el caso analizado resalta la necesidad de establecer reglas claras para resolver solicitudes de acceso concurrentes, a fin de otorgar mayor seguridad jurídica a los administrados.

3.7 Sanciones por no permitir el uso de los sistemas de transmisión y distribución por parte de terceros

Según el numeral 1.19 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD, no permitir la utilización de los sistemas de

transmisión y distribución por parte de terceros puede acarrear multas de hasta 1400 UIT, según el detalle de la tabla 9.

Tabla 7. Escala de Sanciones

| Infracción | Base Legal | Empresa Tipo 1 | Empresa Tipo 2 | Empresa Tipo 3 | Empresa Tipo 4 |
|---|--|--|---|---|---|
| Por no permitir la utilización de los sistemas de transmisión y distribución por parte de terceros. | Art. 33° e inc. d) de art. 34° de la LCE | Empresa de Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue hasta US\$ 10 millones; o Distribución cuya venta del año anterior fue inferior o igual a 50 millones kWh. | Empresa de Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a US\$ 10 millones hasta US\$ 30 millones; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 50 millones kWh hasta 200 millones kWh. | Empresa de Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a US\$ 30 millones hasta US\$ 100 millones; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 200 millones kWh hasta 1.000 millones kWh. | Empresa de Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a US\$ 100 millones; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 1.000 millones kWh. |
| | | Multas de hasta 200 UIT | Multas de hasta 300 UIT | Multas de hasta 500 UIT | Multas de hasta 1400 UIT |

Fuente: Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

4. La figura de los “Mandatos de Compartición” para el desarrollo de la red dorsal nacional de fibra óptica y su impacto en el sector eléctrico peruano

Si bien el objeto del presente trabajo es analizar el marco legal sobre el cual se resuelven las solicitudes de conexión a los sistemas de transmisión y distribución de electricidad, que son puestas en conocimiento del Osinergmin, no se puede dejar de analizar la figura de los “Mandatos de Compartición” en el sector telecomunicaciones, creada recientemente a fin de fomentar el desarrollo de la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica; toda vez que lo que eventualmente resuelva el regulador de dicho sector (Osiptel) permitirá el acceso de concesionarios de telecomunicaciones a las infraestructuras eléctricas mencionadas.

A continuación, se realizará una breve descripción de la figura de los mandatos de compartición, identificando los principales riesgos que, posiblemente, podrían presentarse con motivo de su aplicación, así como las medidas de mitigación respectivas.

4.1 Antecedentes

Mediante Decreto de Urgencia N° 001-2011, de fecha 17 de enero de 2011, se declaró de necesidad nacional y de ejecución prioritaria el proceso de promoción de la inversión privada del Proyecto “Desarrollo de la Banda Ancha y Masificación de la Fibra Óptica en zonas rurales y lugares de preferente interés social del país: Proyectos Cobertura Universal Sur, Cobertura Universal Norte y Cobertura Universal Centro” (en adelante, el Proyecto), a cargo de Proinversión.

Dicho Proyecto, el cual fue adjudicado a la empresa Azteca Comunicaciones Perú S.A.C., con fecha 23 de diciembre de 2013, consiste en el diseño, construcción y operación de la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica, la cual tendrá una extensión aproximada de 13.400 km y permitirá conectar 22 capitales de región, así como 180 capitales de provincia del país.

Para que la ejecución del Proyecto sea posible se necesitaba facultar a la empresa concesionaria para que pudiera utilizar diversos tramos de la infraestructura de las redes de transmisión eléctrica de alta y media tensión de las empresas de transporte de energía eléctrica, de forma tal que a través de esta se implementara la red inalámbrica necesaria.

Es por ello que, previamente a la adjudicación del Proyecto, con fecha 20 de julio de 2012, se publicó la Ley N° 29904, Ley de Promoción de la Banda Ancha y Construcción de la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica, la cual establece en su artículo 3° lo siguiente: “Declárense de necesidad pública e interés nacional:

- i) La construcción de una Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica que integre a todas las capitales de las provincias del país y el despliegue de redes de alta capacidad que integren a todos los distritos, a fin de hacer posible la conectividad de Banda Ancha fija y/o móvil y su masificación en todo el territorio nacional, en condiciones de competencia.
- ii) El acceso y uso de la infraestructura asociada a la prestación de servicios públicos de energía eléctrica e hidrocarburos, incluida la ubicación, así como el uso del derecho de vía de la Red Vial Nacional, con la finalidad de facilitar el despliegue de redes de telecomunicaciones necesarias para la provisión de Banda Ancha fija o móvil”.

Conforme a lo anterior, el Concesionario del Proyecto podrá arribar a acuerdos con las empresas del sector eléctrico, de hidrocarburos y de transporte vial para tender la fibra óptica; o, a falta de acuerdo, el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones (Osiptel), a solicitud del Concesionario, procederá a la emisión de un Mandato de Compartición, a través del cual se establezcan las condiciones jurídicas, técnicas y económicas de acceso y uso de la infraestructura.

4.2 Sobre el uso y acondicionamiento de la infraestructura a conectarse

Como ya se ha explicado, el Concesionario de Telecomunicaciones se encuentra facultado a utilizar la infraestructura de los servicios públicos de energía eléctrica, de hidrocarburos y de transporte vial para tender la fibra óptica. Para efectos del presente trabajo, a continuación, se detallarán las particularidades de acceso y uso de la infraestructura destinada a la prestación de servicios públicos de energía eléctrica.

En el caso particular de los concesionarios de los servicios públicos de energía eléctrica (e hidrocarburos), la norma dispone que el acceso y uso solo podrá ser denegado cuando i) existan limitaciones técnicas que pongan en riesgo la continuidad en la prestación de dichos servicios, u ii) otras restricciones a ser definidas en el reglamento de la de la Ley N° 29904 (artículo 13.1 de la mencionada ley). Sobre este último punto, es de advertirse que el Reglamento de la Ley N° 29904 no tiene una relación taxativa de posibles restricciones adicionales a la puesta en riesgo de la continuidad del servicio.

No obstante, el Reglamento de la Ley N° 29904 señala que no califican como limitación técnica la necesidad de reforzamiento de postes o torres ni la necesidad de reforzamiento de la línea, entendida esta como la necesidad de incluir postes o torres adicionales que disminuyan los vanos y flechas para mejorar la altura de las líneas de las estructuras de las redes eléctricas. Estos reforzamientos son considerados costos de adecuación, y deben ser reconocidos por el Concesionario de Telecomunicaciones que solicite el acceso y uso a la infraestructura eléctrica respectiva.

En líneas generales, se ha dejado en manos del Osiptel la evaluación de cada caso particular. Osiptel está facultado para solicitar al Ministerio de Energía y Minas (MEM) y/o al Osinergmin un Informe

que permita determinar si se pone o no en riesgo la continuidad del servicio. Dicho informe deberá ser emitido en un plazo de 30 días hábiles luego de efectuada la solicitud (artículo 26.1 del Reglamento). Cabe resaltar que la norma no establece si dicho informe es vinculante o no, y, dada la redacción que posee la norma, lo puede solicitar al MEM, al Osinergmin o a ambos.

En cuanto a la remuneración de las empresas que provean su infraestructura, la norma señala que esta contempla una contraprestación inicial que considere la recuperación de las inversiones en las que incurra el concesionario para prestar el acceso y uso a su infraestructura, así como contraprestaciones periódicas que remuneren la operación y mantenimiento, incluido un margen de utilidad razonable (inciso b) del numeral 13.4 del artículo 13° de la Ley N° 29904). La metodología para la determinación de las referidas contraprestaciones está definida en el Reglamento de la Ley.

4.3 Obligación de instalar fibra óptica y/o ductos y cámaras en los nuevos proyectos de infraestructura

La Ley de Promoción de la Banda Ancha y Construcción de la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica trajo como novedad, entre otras cosas, la obligación de incorporar la instalación de fibra óptica y/o ductos y cámaras en todos los nuevos proyectos de infraestructura para brindar servicios de energía eléctrica, hidrocarburos y transportes por carretera y ferrocarriles. Está sujeta a los siguientes términos y condiciones:

- a) Tratándose de los servicios de energía eléctrica, se instalará fibra óptica en las redes del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión.
- b) En el caso de los servicios de hidrocarburos, se instalará fibra óptica en las redes de transporte.
- c) En la infraestructura de transporte por carreteras, se instalarán ductos y cámaras en todas las nuevas carreteras que se construyan, lo que incluye las obras de mejoramiento y ampliación de las carreteras que conforman los ejes longitudinales y transversales de la Red Vial Nacional.
- d) Tratándose de la infraestructura ferroviaria, se instalará fibra óptica en todas las nuevas vías férreas que se construyan, lo que incluye las obras de mejoramiento y ampliación de las vías férreas nacionales.

Actualmente, se viene incluyendo dicha obligación en los Contratos de Concesión que se suscriben con motivo de los procesos de promoción de la inversión privada conducidos por Proinversión. Se

exceptúan los hilos de fibra óptica requeridos para las comunicaciones privadas de los concesionarios de energía eléctrica, hidrocarburos y ferrocarriles.

4.4 Procedimiento para la emisión de un mandato de compartición

Como ya se ha indicado, en caso de falta de acuerdo entre el titular de la infraestructura (de electricidad, hidrocarburos o vial) y el concesionario de telecomunicaciones, transcurrido el plazo de 30 días hábiles después de iniciadas las negociaciones, este último puede solicitar al Osiptel la emisión de un Mandato de Compartición.

La emisión de mandatos por parte del Osiptel se enmarca en el ejercicio de la función normativa que tiene todo organismo regulador, conforme a lo establecido en la Ley N° 27332¹³, y se ejerce siguiendo el procedimiento definido por la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2015-CD/OSIPTTEL, la cual aprueba el “Procedimiento aplicable para la emisión de Mandatos de Compartición solicitados en el marco de la Ley N° 29904, Ley de Promoción de la Banda Ancha y Construcción de la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica” (en adelante, el Procedimiento de Compartición).

El Procedimiento de Compartición señala que la solicitud para emisión del mandato de compartición se tramitará observando las etapas y plazos procedimentales previstos en los artículos 27°, 28° y 51° (en lo que corresponda) de las Disposiciones Complementarias de la Ley de Acceso a la Infraestructura de los Proveedores Importantes de Servicios Públicos de Telecomunicaciones, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 020-2008-CD-OSIPTTEL.

Conforme a ello, el Osiptel debe notificar al titular de la infraestructura sobre la solicitud de mandato de compartición dentro del plazo de 5 días hábiles de recepcionada esta, a fin de que el

¹³ “Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos

Artículo 3°.- Funciones

3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:

(...)

c) **Función Normativa:** comprende la facultad de dictar en el ámbito y en materia de sus respectivas competencias, los reglamentos, normas que regulen los procedimientos a su cargo, otras de carácter general y **mandatos** u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades supervisadas o de sus usuarios”.

titular de la infraestructura remita la documentación que le sea solicitada dentro de un plazo máximo de 5 días hábiles después de haber sido notificado.

Luego de remitida la información (o vencido el plazo de 5 días hábiles para remitirla), el Consejo Directivo del Osiptel tiene un plazo de 30 días calendario para emitir el Mandato de Compartición. No obstante, dicho plazo no incluye: i) el periodo de trámite que corresponda al requerimiento del Informe del MEM y/o del Osinergmin¹⁴, en los casos que se formule la solicitud prevista en el artículo 26°, numeral 26.1, del Reglamento de la Ley N° 29904; ii) el período que el Osiptel otorgue a una o ambas partes para proporcionar información adicional; ni iii) el período para remitir comentarios al proyecto de mandato de compartición (10 días calendario).

Finalmente, es de advertirse que el Osiptel puede, de oficio o a solicitud de parte, ampliar hasta por el doble de tiempo adicional los plazos indicados en los párrafos precedentes cuando existan situaciones de complejidad técnica o económica que demanden un mayor análisis.

4.5 Situación actual y posible impacto en el sector eléctrico peruano

A la fecha, solo se han emitido 2 mandatos de compartición en aplicación de la Ley N° 29904 y su Reglamento, solicitados por la empresa Azteca Comunicaciones Perú S.A.C para conectarse a la infraestructura de las empresas Red de Energía del Perú S.A. (REP) y Consorcio Transmantaro S.A. (CTM), las cuales concentran más del 50% del mercado transmisión de energía eléctrica a nivel nacional.

Si bien se publicó en el Diario Oficial El Peruano la aprobación de dichos mandatos (mediante Resoluciones No. 077-2015-CD-OSIPTTEL y No. 078-2015-CD-OSIPTTEL), a la fecha no se ha publicado el contenido de los mismos, a pesar de haberse dispuesto su publicación en el portal web del Osiptel.

Lo anterior puede deberse a que estos hayan sido clasificados como información confidencial a solicitud de alguna de las partes, de conformidad con lo dispuesto en el Texto Único Ordenado del Reglamento de Información Confidencial del Osiptel, aprobado por Resolución de Consejo

¹⁴ En los casos que corresponda formular la solicitud de informe al Ministerio de Energía y Minas y/o al OSINERGMIN, se comunicará de este hecho y de la respuesta respectiva, a las partes involucradas en el procedimiento.

Directivo N° 172-2012-CD/OSIPTEL, el cual establece que dicha solicitud deberá ser tratada como confidencial mientras no quede firme o cause estado en la vía administrativa una resolución que declare lo contrario.

Dado que no se sabe cuál es el criterio que ha utilizado (o utilizará) el Osiptel para resolver estos casos, no es posible, por el momento, medir el impacto de sus decisiones. No obstante, la aplicación de la figura de los Mandatos de Compartición podría afectar la capacidad de las empresas de electricidad para brindar sus servicios de manera idónea y oportuna, ya que implica permitir que un tercero acceda a su infraestructura para efectuar obras que, por su naturaleza, tienen un grado de complejidad importante y son riesgosas.

A fin de viabilizar este tipo de conexiones, sin dejar desprotegidos a los concesionarios de transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se podría incluir como una justificación válida para denegar el acceso la no constitución de las garantías y seguros solicitados por estos, conforme lo dispone la Resolución de Consejo Directivo N° 020-2008-CD-OSIPTEL, a través de la cual se aprueban las Disposiciones Complementarias de la Ley de Acceso a la Infraestructura de los Proveedores Importantes de Servicios Públicos de Telecomunicaciones.

A diferencia de la Ley N° 29904 y su Reglamento (las cuales regulan la emisión de Mandatos de Compartición sobre infraestructura eléctrica), la Resolución de Consejo Directivo N° 020-2008-CD-OSIPTEL (que regula la emisión de mandatos entre empresas de telecomunicaciones) establece como un supuesto válido para denegar el acceso a la infraestructura el no constituir las garantías y seguros solicitados por el titular de la misma:

“Artículo 15°.- Negativa a otorgar el acceso y uso compartido

El Proveedor Importante de Servicios Públicos de Telecomunicaciones puede negarse a otorgar el acceso y uso compartido en los siguientes supuestos:

(...)

4. Si el solicitante no otorga los seguros y garantías que el Proveedor Importante de Servicios Públicos de Telecomunicaciones le hubiere exigido”.

La constitución de garantías y/o seguros idóneos permitiría cubrir adecuadamente cualquier contingencia que se pudiera presentar durante el despliegue de la fibra óptica, garantizando el resarcimiento de los eventuales daños y/o perjuicios que se le pudieran ocasionar a las empresas que brindan el servicio público de electricidad (pago de compensaciones, multas, entre otros).

Por otro lado, en cuanto a la opinión que debe emitir el Osinergmin y/o el MEM respecto de la solicitud de compartición, se considera que la misma debería tener carácter vinculante, al menos para el caso del Osinergmin. Si bien el Osiptel conoce los riesgos asociados de permitir la conexión a determinada infraestructura de telecomunicaciones, lo cierto es que el Osinergmin está en mejor capacidad que este para determinar las restricciones técnicas que los sistemas de transmisión y/o distribución eléctrica podrían tener.

Capítulo IV. Análisis Comparado

Durante los últimos años, a diferencia de las actividades de generación y distribución, la regulación y organización de la actividad de transmisión se ha mantenido casi inalterable en la región. Esto se explica porque la operación de esta industria, dados los elevados costos de inversión, se planifica en horizontes de cincuenta años o más, por lo que se requieren una adecuada estabilidad y un marco regulatorio. En la tabla 10 aparecen las características generales de los sistemas de transmisión en la región.

Tabla 8. Características Generales de los Sistemas de Transmisión en América Latina

| TRANSMISIÓN | ORGANIZACIÓN | KM RED |
|------------------|--|--------|
| Argentina | Red Troncal: Monopolio (Transener) Distribución Troncal: Monopolio por región | 33453 |
| Bolivia | Oligopolio | 3440 |
| Brasil | Oligopolio | 125640 |
| Chile | Oligopolio | 16608 |
| Colombia | Oligopolio | 24911 |
| Ecuador | Monopolio (Transelectric) | 2401 |
| Paraguay | Monopolio (ANDE) | 5653 |
| Perú | Oligopolio | 19928 |
| Uruguay | Monopolio (UTE) | 4434 |

Fuente: Informe CIER-Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER-Junio 2016.

A continuación, se procederá a desarrollar un análisis en cada país sobre la estructura de sus sistemas de transmisión, la metodología utilizada para ampliar sus redes y para determinar el ingreso del transmisor y el cargo por utilizar la red del transmisor, y, finalmente, la existencia o no de regulación respecto al libre acceso.

1. Chile

La regulación prevé la existencia de tres sistemas de transmisión:

- Sistema Troncal: Es aquel que comprende las redes de transmisión y subestaciones principales que permiten abastecer y cubrir la demanda de todo el sistema eléctrico. Considera niveles de tensión de 220 kV a más, y, según el modelo regulatorio, es económicamente eficiente.

- **Sistemas de Subtransmisión:** Son aquellos sistemas de redes de transmisión y subestaciones que permiten interconectar el sistema troncal con el sistema eléctrico de distribución respectivo para abastecer a los consumidores finales, sea que estos fueran regulados o libres.
- **Sistemas Adicionales:** Son aquellos sistemas de redes de transmisión que permiten interconectar el sistema troncal con dos tipos de usuarios: usuarios no regulados o generadores que inyectan su energía producida al sistema eléctrico.

La metodología empleada para la expansión de las redes de transmisión considera, cada cuatro años, la elaboración de un estudio por parte de un consultor independiente, el mismo que es contratado por el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE), las empresas generadoras, las empresas de transmisión troncal, las empresas distribuidoras y los usuarios cuyos precios no se encuentran regulados. Con este informe, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) realiza su análisis y remite su propuesta de proyectos a implementarse a la CNE, que, luego de evaluarla, presenta el que será el plan de expansión por los siguientes doce meses. Los proyectos de ampliación sobre redes existentes deben ser obligatoriamente ejecutados por las empresas propietarias, y los proyectos nuevos deben ser licitados y adjudicados por el CDEC al postor que ofrezca su ejecución con la menor remuneración anual. Este monto anual indexado se mantendrá por los próximos cinco períodos regulatorios (20 años), para luego ser calculado de la misma manera en que se determina la remuneración del sistema de transmisión troncal (cada 4 años).

La metodología empleada para determinar el ingreso del transmisor considera dos tipos de redes:

- **Transmisión del sistema troncal:** Cada cuatro años se fija un valor anual de transmisión, previa determinación del valor nuevo de inversión-AVI, la vida útil y los costos de operación, mantenimiento y administración. La tasa de descuento para el cálculo de la anualidad es del 10%. En el caso de instalaciones nuevas, la licitación determinará el valor anual de la inversión y la remuneración por los próximos cinco períodos tarifarios, luego de lo cual la valorización de las instalaciones deberá ser revisada y actualizada siguiendo el mismo criterio de las instalaciones ya existentes.
- **Transmisión del sistema de subtransmisión:** Aquí también se fija cada cuatro años, previo estudio contratado por las empresas de subtransmisión. Se remunera la anualidad del valor de la inversión de las instalaciones (económicamente adaptadas), así como los costos de operación, mantenimiento y administración.

La metodología empleada para determinar el cargo por el empleo de la red de transmisión por parte de los generadores y cargas considera una diferencia para cada uno de los sistemas de transmisión establecidos:

- Red de transmisión troncal: Se establece un ingreso tarifario en función de los costos marginales de energía y potencia inyectados y retirados de la red.
- Redes de Subtransmisión: Aquí el pago que deben realizar los generadores por inyectar energía y potencia se establece sobre estudios de proyección de la demanda, mientras que los consumidores pagan un peaje por retirar energía y potencia del sistema.
- Redes de Sistemas Adicionales: Aquí los generadores y los consumidores pagan un peaje establecido sobre la base de contratos.

La regulación actual considera la aplicación del principio de libre acceso a la transmisión, previo pago de tarifas de peaje debidamente establecidas por la autoridad competente, así como tras el cumplimiento de los aspectos técnicos necesarios para garantizar la continuidad del servicio.

2. Colombia

La regulación prevé la existencia de un solo sistema de transmisión, denominado Sistema de Transmisión Nacional (STN), el mismo que es operado por diversas empresas, tal como se puede apreciar en la tabla 11.

Tabla 9. Participación en el mercado de transmisión colombiano

| Empresa | % de participación * | Propiedad |
|-------------------|----------------------|-----------|
| ISA | 71% | Mixta |
| TRANSELCA ** | 10% | Mixta |
| EEB | 8% | Mixta |
| EPM | 7% | Pública |
| EPSA | 3% | Pública |
| ESSA | 1% | Pública |
| CENS-DISTASA-EBSA | 1% | Públicas |

(*): % de participación en el Ingreso regulado de STN.

Fuente: Liquidación Ingreso Julio de 2011 – XM.

La metodología empleada para la expansión de las redes de transmisión considera la elaboración de un estudio por parte de un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), el mismo que está conformado por tres empresas comercializadoras, tres empresas de transmisión, tres grandes consumidores, una empresa generadora y una empresa distribuidora. Este informe es entregado a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que realiza su análisis, para luego presentar el que será el plan de expansión del STN. Los proyectos de expansión son licitados y adjudicados al postor que ofrezca su ejecución con la menor remuneración anual. Este monto anual, al que se le aplica una tasa de descuento del 11,5%, se mantendrá por los próximos 25 años.

La metodología empleada para determinar el ingreso del transmisor considera dos tipos de redes:

- Redes de activos existentes: Corresponde a las redes que existían al 31 de diciembre de 1999. Estos ingresos se determinan mediante la suma de dos componentes: remuneración de la inversión y remuneración de los gastos de operación, mantenimiento y administración.
- Redes de activos de convocatoria: Corresponde a las redes construidas bajo el mecanismo de convocatoria pública internacional que se aplicó a partir de fines de 1999. Estos ingresos se determinan de acuerdo al monto ofrecido por el postor como ingreso anual esperado por 25 años. Cuando este plazo se cumpla, la remuneración se calculará como en el caso de las redes de activos existentes.

La metodología empleada para determinar el cargo por el empleo de la red de transmisión considera que las empresas comercializadoras paguen los cargos por uso del STN, tales como “cargo estampilla” nacional (cargo por área de demanda), cargo nacional monomio y cargo de diferenciación horaria por periodo de carga. Estos cargos se encuentran incorporados en la demanda de la tarifa de energía. Las empresas generadoras no pagan cargos por el uso del STN.

La regulación considera la aplicación del principio de libre acceso a la transmisión por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en los reglamentos y códigos técnicos que expida la Comisión, según el Artículo 4° (Libre acceso a los sistemas de transmisión) de la Resolución 001 de 1994.

3. Brasil

La regulación prevé la existencia de tres sistemas de transmisión:

- Red Básica o Troncal: Instalaciones con tensiones mayores o iguales a 230 kV.
- Red Frontera: Instalaciones de transformación cuyo primario tiene una tensión igual o superior a 230 kV y cuyo secundario alimenta a una red de distribución con tensiones menores a 230 kV.
- Instalaciones Restantes de Transmisión (DIT): Instalaciones que cuentan con cualquier nivel de tensión y cuyo uso puede ser exclusivo y compartido para una o más empresas generadoras, o exclusivo para un consumidor libre.

El sistema de transmisión en su conjunto es operado por el Organismo Operador del Sistema (ONS). Las empresas concesionarias de transmisión son responsables por el mantenimiento y disponibilidad de sus instalaciones.

La metodología empleada para la expansión de las redes de transmisión considera la elaboración de un informe de planificación por parte de la Compañía de Investigación Energética del Gobierno (EPE), el mismo que se sustenta sobre la base de dos informes:

- El Plan Decenal de Energía (PDE): Realiza un estudio a 10 años sobre los sistemas de generación y transmisión.
- El Programa de Expansión de la Transmisión (PET): Realiza un estudio a 5 años.

Los proyectos nuevos de expansión de red básica se licitan en una subasta de transmisión, mientras que los refuerzos de las redes ya existentes se realizan con la autorización de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

La metodología empleada para determinar el ingreso del transmisor considera tres tipos de red troncal:

- Instalaciones Existentes: Se remuneran los activos de las instalaciones existentes considerando una depreciación de los activos que prestan el servicio y una rentabilidad de los activos líquidos, para lo que se utiliza una tasa de retorno regulada del 7,24%.

- Nuevas Instalaciones Autorizadas: Aquí existe una remuneración de la inversión efectuada con una tasa de retorno regulada del 7,24%.
- Nuevas Instalaciones Licitadas: Corresponde a las redes construidas bajo el mecanismo de subasta. Estos ingresos se determinan de acuerdo al monto ofrecido por el postor como ingreso anual esperado por 30 años.

La metodología empleada para determinar el cargo por el empleo de la red de transmisión considera el establecimiento de una Tarifa de Uso de los Sistemas de Transmisión (TUST) establecida por la ANEEL. Desde julio de 2004, la TUST se desagregó en TUST_{RB}, establecida mediante metodología nodal para las instalaciones iguales o superiores a 230 kV, y TUST_{FR}, establecida mediante el prorrateo de la proyección de ingresos necesarios para la operación sobre las cargas que son alimentadas para Instalaciones de transformación cuyo primario tiene una tensión igual o superior a 230 kV y cuyo secundario alimenta una red de distribución con tensiones menores a 230 kV y las DIT.

La regulación considera la libertad de acceso a la red de transmisión por parte de cualquier agente, siempre que realice un resarcimiento sobre el costo de transporte y cumpla con los procedimientos operativos establecidos y contratados.

4. Bolivia

La regulación prevé la existencia de un solo sistema de transmisión denominado Sistema Troncal de Interconexión (STI), el mismo que es operado por 4 empresas, tal como se puede apreciar en la tabla 12.

Tabla 10. Composición del mercado de transmisión boliviano

| Empresa | Propiedad |
|--|-----------|
| ENDE Transmisión S.A. | Pública |
| ISA Bolivia S.A. | Privada |
| Empresa Nacional de Electricidad -ENDE | Pública |
| Transmisora de Electricidad San Crictóbal-TESA | Privada |

Fuente: Elaboración Propia.

El sistema de transmisión en su conjunto es operado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), teniendo en cuenta que las empresas concesionarias de transmisión son responsables por el mantenimiento y disponibilidad de sus instalaciones.

La metodología empleada para la expansión de las redes de transmisión prevé que la propia empresa de transmisión pueda ejecutar el proyecto de expansión o que se convoque a una licitación pública por parte del Estado para su ejecución. Para ello debe existir la autorización de la Autoridad Eléctrica (AE), que, a su vez, define los costos de transmisión que pagarán tanto los generadores como los consumidores.

La metodología empleada para determinar el ingreso del transmisor considera, en primer lugar, la fijación del costo anual de un sistema de transmisión económicamente adaptado (STEA), cuya composición es la siguiente:

- Costo Anual de Inversión: Sobre la base de las inversiones realizadas por el transmisor, siempre que hayan sido eficientes.
- Costo Anual de Operación, Mantenimiento y Administración: Sobre la base de un STEA.

Luego, este costo será debitado del ingreso establecido vía tarifa, de lo que se obtiene la remuneración o ingreso del transmisor. Esta diferencia toma el nombre de peaje.

La metodología empleada para determinar el cargo por el empleo de la red de transmisión considera el establecimiento de un peaje por el uso del STI, el cual es establecido por la AE. Este peaje es pagado tanto por los generadores como por los consumidores. Los generadores pagan el 25% del costo del peaje, el cual se prorroga de acuerdo con el porcentaje de participación en la inyección de energía al sistema. El 75% restante del costo del peaje es prorroga entre los consumidores, en función de la potencia en punta que cada uno demanda a lo largo del año. Este peaje, además, es determinado mediante una simulación del sistema por 4 años, pero que se revisa semestralmente ajustando el índice de precios al consumidor, el tipo de cambio del dólar y la tasa arancelaria.

La regulación considera la libertad de acceso a la red de transmisión por parte de cualquier agente sin discriminación. Para tal efecto, el interesado deberá cumplir con los procedimientos operativos establecidos para la conexión a la red.

5. Ecuador

La regulación prevé la existencia de un solo sistema de transmisión, denominado Sistema Nacional de Transmisión (SNT), el mismo que es operado por una unidad de negocio de la empresa estatal

Corporación Eléctrica del Ecuador (Celec EP), denominada Transelectric. Este SNT cuenta con un anillo principal (230 kV), ramales (138 kV) y sistemas radiales (69 kV) que abastecen a todo el país. En la actualidad, se viene ejecutando la instalación de una red de transmisión de 500 kV que le permitirá al Ecuador proveer de energía de manera internacional, luego de la entrada en operación de los proyectos de generación que tienen aprobados en su plan maestro de electrificación.

El sistema de transmisión en su conjunto es operado por el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), teniendo en cuenta que Celec EP es la responsable del mantenimiento y disponibilidad de sus instalaciones.

La metodología empleada para la expansión de las redes de transmisión prevé que sea la propia empresa de transmisión Celec EP la que pueda ejecutar los proyectos de expansión planificados y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad (Conelec) con un horizonte de 10 años, que involucran revisiones y actualizaciones anuales.

La metodología empleada para determinar el ingreso del transmisor considera el establecimiento de una tarifa cuya composición es la siguiente:

- Costo Anual de Inversión: Sobre la base de las inversiones incluidas en el plan de expansión previamente aprobadas por el Conelec. Este costo no es trasladado al usuario, sino que lo asume el Estado y consta en el Presupuesto General del Ecuador.
- Costo Anual de Operación y Mantenimiento: Sobre la base de los costos anualizados aprobados por el Conelec, los cuales sí son trasladados a los usuarios.

La metodología empleada para determinar el cargo por el empleo de la red de transmisión considera el establecimiento de un peaje por el uso del SNT, el cual es establecido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Arconel). Este peaje es pagado únicamente por los consumidores; los generadores están exentos del pago por la utilización de las redes de transmisión.

La regulación considera la libertad de acceso a la red de transmisión, previo cumplimiento del Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución, el cual prevé que cualquier iniciativa de los usuarios para ampliar la red debe ser previamente evaluada por el transmisor y el Cenace, a fin de confirmar si esta ampliación conviene al sistema en su conjunto.

6. Argentina

La regulación prevé la existencia de dos sistemas de transmisión:

- Red de Transmisión de Extra Alta Tensión: Está encargada de conectar eléctricamente a todas las regiones del país. Es operada por la empresa Transener (que tiene el monopolio) con líneas de 500 kV, en su mayoría.
- Red de Transmisión Troncal: Consiste en Redes de Alta Tensión establecidas por regiones y concesionadas a una sola empresa por región. Opera líneas de 132 kV a 400 kV.

El sistema de transmisión en su conjunto es operado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa).

La metodología empleada para la expansión de las redes de transmisión prevé que sea el Estado, a través del Gobierno Nacional o de los Gobiernos Provinciales, el que impulse las obras destinadas a cumplir con el Plan Federal de Transporte Eléctrico. Solo las obras menores (cuyo monto no supere el valor que establece la regulación) pueden ser ejecutadas por la empresa de transmisión, cuya amortización de la inversión será convenida con los usuarios que resulten beneficiados directamente con la implementación.

La metodología empleada, vigente desde el 2002, para determinar el ingreso del transmisor considera el establecimiento de una tarifa que ha sido establecida por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (Uniren) sobre la base de la competitividad de la economía, la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios, los planes de inversión, el interés de los usuarios, la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas involucrados y la rentabilidad de las empresas. Posteriormente, fue confirmada mediante Acuerdos Resueltos Ratificados por el Poder Ejecutivo y su control se encuentra ahora en el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

La metodología empleada para determinar el cargo por el empleo de la red de transmisión considera el establecimiento de un peaje por el uso del sistema de transmisión, cuyos cargos son los siguientes:

- Cargo por Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT): Corresponde al costo de la energía y potencia demandadas.
- Cargo por Conexión: Por la conexión a la red de transmisión.
- Cargo Complementario: Costo establecido en función de la proporción de participación marginal de la utilización de cada equipamiento del sistema de transmisión.

La regulación considera la libertad de acceso a la red de transmisión, previo cumplimiento de los procedimientos de conexión aprobados por el ENRE.

7. Paraguay

La regulación prevé la existencia de un Sistema Interconectado Nacional (SIN), que está conformado por seis sistemas de transmisión:

- Sistema Este: Posee 5 líneas de 220 kV.
- Sistema Central: Posee una línea de 220 kV.
- Sistema Sur: Posee un tramo de 500 kV y 3 líneas de 220 kV.
- Sistema Norte: Posee una línea de 220 kV.
- Sistema Oeste: Posee una línea de 220 kV.
- Sistema Metropolitano: Posee 8 líneas de 220 kV, una de las cuales se conecta con Argentina. Posee más del 60% del consumo nacional.

El sistema de transmisión en su conjunto es operado por la Oficina de Despacho de Carga de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

La metodología empleada para la expansión de las redes de transmisión considera que la ANDE realice periódicamente la revisión de los requerimientos de obras, los evalúe y los remita para la aprobación del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, que buscará los recursos para su ejecución. Una forma alternativa es que el interesado en la ejecución de la ampliación o modificación llegue a un acuerdo con la ANDE.

La metodología empleada para determinar el ingreso del transmisor considera únicamente el criterio del Ingreso Neto Anual, con lo cual reconoce las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de la red.

No existe una metodología empleada para determinar el cargo por el empleo de la red de transmisión, pues en Paraguay no hay cargos de transmisión separados dentro de la tarifa. El criterio que se utiliza es que se anualiza la depreciación de las inversiones, se cuantifica la inversión inmovilizada, se agregan los costos de operación y mantenimiento, y todo se incorpora en la tarifa, como un total sin desagregados. No obstante, la regulación establece que a la inversión inmovilizada se le debería reconocer, vía tarifa, una rentabilidad no menor al 8% ni superior al 10%.

La regulación considera la libertad de acceso no discriminatorio a la red de transmisión por parte de cualquier interesado, previo pago de un peaje.

8. Uruguay

La regulación prevé la existencia de un solo Sistema de Transmisión, el mismo que es operado y administrado por Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). Es preciso señalar que existe también un tramo pequeño y especial correspondiente a la red binacional (Uruguay-Argentina) administrado por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), asociado a la Central de Salto Grande.

El sistema de transmisión en su conjunto es operado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), que se encarga de permitir la ejecución de los contratos pactados entre las partes, así como de despachar la carga requerida.

La metodología empleada para la expansión de las redes de transmisión considera que cada año la UTE debe elaborar un estudio denominado Plan de Expansión de la Transmisión, el mismo que será aprobado por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (Ursea), y que puede proponer las ampliaciones utilizando algunos de los siguientes esquemas:

- Red de Beneficio General: Obras ejecutadas por la UTE según si a) UTE aporta los fondos de inversión o b) UTE realiza la operación y mantenimiento. Para las redes menores a 500 kV es obligatorio que la UTE realice la inversión, y opere y mantenga las instalaciones.
- Expansiones por Requerimiento Particular de Usuarios: Ejecutadas por algunos usuarios a su costo. Si estas redes terminan siendo utilizadas para prestar servicio público, se otorga la concesión y se reconoce el pago de peajes por la utilización de la infraestructura.

- **Interconexiones Internacionales:** Para lo cual los interesados solicitarán la autorización de la Ursea, que evalúa el proyecto y, de ser el caso, licita la ejecución de la obra, la operación y el mantenimiento de la misma, concesionándola y recibiendo a cambio el pago de un canon. Otra alternativa prevista es que el interesado presente el proyecto y detalle el peaje a cobrar, para que sea aprobado por la Ursea.
- **Ampliaciones Menores:** Se utiliza para las inversiones en ampliaciones cuyo monto es menor a un millón de dólares. Las asume el transmisor y negocia con los usuarios beneficiados, o solicita la aprobación de un peaje a la Ursea.

La metodología empleada para determinar el ingreso del transmisor considera dos tipos de instalaciones:

- **Instalaciones Existentes:** Se remunera la sumatoria de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) (calculado a 30 años), más los costos reconocidos y eficientes de la administración, operación y mantenimiento, más una compensación por confiabilidad, más algunos otros gastos diversos, incluyendo impuestos.
- **Instalaciones Nuevas:** Aquí existe una remuneración que depende de quién realizó la inversión, UTE o sus contratistas. La amortización de este monto no puede exceder los 15 años. Concluido el período de amortización, pasan a operarse como instalaciones existentes.

La metodología empleada para determinar el cargo por el empleo de la red de transmisión considera el reconocimiento de un pago que incorpora los siguientes conceptos:

- **Ingreso Tarifario:** Tarifa de la venta de energía.
- **Peajes de Localización:** A cargo de los generadores.
- **Peajes de Potencia:** A cargo de todos los que demandan del sistema, de acuerdo al nivel de tensión de utilización.
- **Cargos de Conexión:** Reconoce la inversión por conectarse al sistema.

La regulación considera la libertad de acceso a la red de transmisión por parte de generadores y consumidores, siempre que paguen los peajes correspondientes.

9. Resumen Comparativo

El resumen de los detalles más relevantes de los aspectos regulatorios en transmisión para los países latinoamericanos se presenta en la tabla 13.

Tabla 11. Resumen Comparativo Regulación Transmisión América Latina

| País | Aspectos Regulatorios | | | | |
|-----------|--|--|--|---|---|
| | Tipo de Sistema de Transmisión | Expansión de Redes | Ingreso del Transmisor | Cargo por Empleo de Red Transmisión | Acceso a Redes |
| Chile | Se compone de 3 sistemas: Troncal, Subtransmisión y Adicional. | Se contrata a un consultor que propone los proyectos necesarios que luego serán aprobados por el Consejo Nacional de Energía. | Se fija por tipo de red: Sistema Troncal y/o Sistema de Subtransmisión. | Se establece un cargo por tipo de red empleada: de Transmisión Troncal, de Subtransmisión y Sistemas Adicionales. | Libre acceso previo pago de peajes y cumplimiento de aspectos técnicos. |
| Colombia | Solo un sistema: Sistema de Transmisión Nacional. | Se elabora un estudio por el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión que luego es aprobado por la Unidad de Planeación Minero Energética. | Se fija por tipo de red: Red de Activos Existentes y Red de Activos de Covocatoria. | Se establecen cargos por uso de la red: Cargo estampilla nacional, cargo nacional monomio y cargo de diferenciación horaria por período de carga. | Libre acceso previo cumplimiento de aspectos técnicos. |
| Brasil | Se compone de 3 sistemas: Troncal o Básica, Frontera e Instalaciones Restantes de Transmisión. | Se elabora un informe de planificación por la Compañía de Investigación Energética del Gobierno y aprueba las nuevas inversiones y ampliaciones. | Se fija por tipo de red troncal: Instalaciones Existentes, Nuevas Instalaciones Autorizadas y Nuevas Instalaciones Licitadas. | Se establece una tarifa de uso compuesta por un cargo en función de los nodos empleados y un cargo en función de la proyección de costos de operación de las cargas. | Libre acceso previo reconocimiento del costo del transporte y cumplimiento de aspectos técnicos. |
| Bolivia | Solo un sistema: Sistema Troncal de Interconexión. | La empresa elabora el proyecto que será aprobado por la Autoridad Eléctrica quien definirá si lo hace la empresa o un tercero. | Se fija considerando un sistema de transmisión económicamente adaptado que incluye: Costo Anual de Inversión y Costo Anual de Operación, Mantenimiento y Administración. | Se establece un peaje por el uso del sistema, los generadores asumen el 25% del precio y los consumidores el 75% restante. | Libre acceso previo cumplimiento de procedimientos operativos. |
| Ecuador | Solo un sistema: Sistema Nacional de Transmisión. | La empresa elabora y ejecuta los proyectos que serán aprobados previamente por el Consejo Nacional de Electricidad. | Se fija considerando: Costo Anual de Inversión y Costo Anual de Operación y Mantenimiento. | Se establece un peaje por el uso del sistema del cual los generadores quedan exentos mientras los consumidores asumen el íntegro. | Libre acceso previa autorización del Centro Nacional de Control de Energía. |
| Argentina | Se compone de 2 sistemas: Transmisión de Extra Alta Tensión y Transmisión Troncal. | El Estado es quien se encarga de impulsar las obras de expansión. Solo las obras menores son llevadas adelante por la empresa. | Se fija considerando una serie de criterios establecidos por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos. | Se establecen cargos por uso de la red: Cargo por Recaudación Variable Total de Energía Eléctrica Transportada, Cargo por Conexión y Cargo Complementario. | Libre acceso previo cumplimiento de procedimientos establecidos por el Ente Nacional Regulador de Electricidad. |
| Paraguay | Se compone de 6 sistemas: Este, Central, Sur, Norte, Oeste y Metropolitano. | La Administración Nacional de Electricidad realiza la evaluación y propone al Estado la ejecución de los proyectos. | Se establece un ingreso neto anual que reconoce inversiones y operación y mantenimiento. | No existen cargos incorporados en la tarifa. Se realiza un cálculo anual para reconocer margen por las inversiones y se reconocen costos de operación y mantenimiento total. | Libre acceso no discriminatorio para cualquier interesado previo pago de peaje. |
| Uruguay | Solo un sistema: Sistema de Transmisión. | Usinas y Transmisiones Eléctricas elabora el plan de expansión de la transmisión el cual debe ser aprobado por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua | Se fija considerando: Instalaciones Existentes e Instalaciones Nuevas. | Se establecen cargos por la utilización de la red: Ingreso tarifario, peajes de localización, peajes de potencia y cargos de conexión. | Libre acceso por parte de generadores y usuarios siempre que reconozcan el peaje correspondiente. |
| Perú | Existe un único sistema: Sistema Eléctrico de Interconexión Nacional, el cual se encuentra compuesto por 4 sistemas. | El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional elabora el Plan de Transmisión, el cual debe ser aprobado por el Ministerio de Energía y Minas. | Se remunera de acuerdo al tipo de red: Sistema Principal, Sistema Garantizado de Transmisión, Sistema Secundario y Sistema Complementario de Transmisión. | Se establecen los siguientes cargos: Ingreso tarifario, peaje por conexión al sistema principal de transmisión, cargo por el empleo del sistema garantizado de transmisión, cargo por el empleo de sistemas complementarios de transmisión. | Libre acceso por parte de terceros siempre que asuman el costo de la ampliación y la compensación por el uso de la red. |

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo V. Problemas identificados: Análisis de Riesgos

Como se ha visto en los capítulos precedentes, el Regulador ha adoptado ciertos criterios importantes al momento de resolver las solicitudes de conexión efectuadas por agentes y usuarios libres del sector eléctrico. Dichos criterios se refieren al detalle de las instalaciones excluidas de la obligación de acceso, a los acuerdos de reserva de capacidad y su “oponibilidad” a terceros, a quién corresponde la aprobación de los equipos a instalarse con motivo de las ampliaciones, así como a la eventual pérdida del derecho de conexión en caso de inejecución (oportuna) del proyecto que requiere conectarse.

No obstante, recientemente, el Regulador ha adoptado algunos criterios adicionales que se considera pertinente analizar, dado que pueden generar cierta incertidumbre jurídica en los titulares de las infraestructuras respecto de las cuales se ejecutará el mandato de conexión.

Así, con fecha 27 de noviembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución N° 252-2014-OS/CD, a través de la cual el Regulador dictó un mandato de conexión a favor de Sociedad Minera Cerro Verde (en adelante, Cerro Verde), a fin de que la empresa ATS le permita conectarse a las instalaciones de la Línea de Transmisión SGT en 500 kV Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo, de la cual es titular, en el tramo ubicado entre las estructuras T-275 y 278, sobre la base de las siguientes consideraciones:

- Sobre el tipo de instalación: Cerro Verde demostró legítimo interés por ser beneficiario de la conexión solicitada para sus instalaciones mineras. Sobre los Sistemas de Transmisión, se tiene que las reglas de libre acceso solo contemplan como excepción al SCT, en el sentido de que se permita hacer uso de la infraestructura que forma parte de este hasta el límite de la capacidad disponible de dichas instalaciones, pues para este tipo de sistema solo se acepta la posibilidad de reservar capacidad de transmisión. Sin embargo, las instalaciones de ATS pertenecen al SGT, por lo que dicha excepción no le resulta aplicable.
- Sobre la negativa injustificada: Según indica el Regulador, al tratarse de una línea del SGT, queda limitado el derecho del titular de la instalación de negar el acceso al mismo o restringir su uso de no mediar una justificación técnica o legal válida. ATS requirió como condición a la conexión de Cerro Verde que parte de la SE San José (construida por Cerro Verde) le sea transferida en propiedad, así como su operación y mantenimiento, actividades que, a su criterio,

deberían ser remuneradas. Sin embargo, ello no se encuentra previsto en la normativa como necesario para definir el acceso a las redes, por lo que, al no ser válido como requisito para la conexión, constituye una negativa injustificada

Por su parte, los argumentos de ATS para hacerse de las instalaciones construidas por Cerro Verde se sustentan, principalmente, en que su Contrato de Concesión establece que este debe ser propietario, operar, mantener y transferir al Estado Peruano una línea de transmisión que corresponda a un enlace entre los puntos comprendidos entre la SE Chilca y la SE Montalvo, sin costo alguno, motivo por el cual un tramo de dicha línea no puede ser propiedad de un tercero. En otras palabras, ATS sostiene que el Regulador no ha tomado en cuenta las características propias de su contrato de concesión (un BOOT¹⁵) para emitir el mandato de conexión a favor de Cerro Verde.

Ahora bien, existen determinados aspectos del mandato de conexión bajo comentario que, hasta cierto punto, denotan que efectivamente el Regulador se ha limitado a emitirlo sobre la base de lo establecido en el Procedimiento aprobado por Resolución N° 091-2003-OS/CD, sin tomar en cuenta las obligaciones contractuales de ATS frente al Estado Peruano, conforme lo establece el Principio de Análisis de Decisiones Funcionales:

“Reglamento General del OSINERGMIN

Artículo 13.- Principio del Análisis de Decisiones Funcionales

El análisis de las decisiones funcionales de OSINERG tendrá en cuenta sus efectos en los aspectos de fijación de tarifas, calidad, incentivos para la innovación, condiciones contractuales y todo otro aspecto relevante para el desarrollo de los mercados y la satisfacción de los intereses de los usuarios. En tal sentido, deberá evaluarse el impacto que cada uno de estos aspectos tiene en las demás materias involucradas”.

Tal es así que en el numeral 2.26 de la Resolución N° 252-2014-OS/CD, el Regulador señala, de manera muy escueta, que “los aspectos referidos a la propiedad o a la operación y mantenimiento de las instalaciones que se encuentren en la SE San José (que se conectará al SGT de ATS) no constituyen aspectos necesarios para definir el acceso a redes (...). Asimismo, en caso se resuelva el

¹⁵ BOOT: *Build, Own, Operate and Transfer*.

contrato de concesión señalado, CERRO VERDE deberá retirar sus instalaciones y dejar la línea de ATS conectada en la misma forma que en el momento de su conexión”.

En otras palabras, el Regulador considera que el régimen de propiedad, así como la operación y mantenimiento de una infraestructura que se conecta a una línea del SGT (usada para atender la demanda de Usuarios Regulados que financian la misma) no constituyen aspectos relevantes que merezcan ser analizados para permitir la conexión de un tercero.

Aunado a ello, el Regulador sostiene que, una vez resuelto el contrato de concesión de ATS (entiéndase, culminado el periodo de concesión), Cerro Verde deberá retirar automáticamente toda su infraestructura, procediendo a dejar la línea de ATS como estaba en un inicio, lo cual, además de afectar la continuidad del suministro de energía eléctrica para los Usuarios Regulados y el mismo Cerro Verde (dado el tiempo que tomarían dichas labores constructivas), resulta a todas luces ineficiente.

Por otro lado, en el numeral 2.33 de la Resolución comentada, el Regulador señala que “aceptar el criterio de la continuidad física (de una línea de transmisión) constituirá un desincentivo para que terceros puedan construir y conectar nuevas instalaciones a estos Sistemas Garantizados, en tanto dichas inversiones corran el riesgo de no ser recuperadas”, cuando lo cierto es que dichos terceros no tendrían ningún problema para amortizar sus inversiones. Dicho sea de paso, las inversiones efectuadas por estos tendrían el carácter de reembolsables (conforme a lo dispuesto en el artículo 84° de la LCE), y se supone que el Regulador reconocerá dicho costo al titular de la infraestructura en los respectivos procedimientos tarifarios.

Finalmente, llama la atención lo señalado por el Regulador en el numeral 2.37 de la Resolución bajo comentario, ya que, si bien en un inicio indicaba que la operación de la infraestructura a conectarse no era un aspecto relevante, que “a fin de garantizar una adecuada operación de la futura línea SE Ocoña – SE San José – SE Montalvo, sería conveniente que un solo operador sea el que tenga el control de las operaciones de los equipos, ya que según la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real, todas las maniobras tienen que ser coordinadas con el Centro Coordinador del COES en tiempo real, por lo que este aspecto deberá ser negociado entre ambas partes”.

Conforme a lo anterior, el Regulador considera que la operación sí es un aspecto relevante, y que la misma debe ser realizada por un solo operador, a fin de cumplir con la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real¹⁶, pero deja a las Partes que negocien esto, no obstante su imposibilidad de “ponerse de acuerdo” (si pudieran hacerlo, no habría mandato de conexión de por medio).

Sin perjuicio de lo señalado, se debe advertir que, hasta cierto punto, el Regulador no podría pronunciarse sobre todos los puntos controvertidos, en la medida que i) la normativa no exige como requisito para el libre acceso que se defina la propiedad o la operación y mantenimiento de las instalaciones a conectarse; ii) la SE San José contaba con su propia concesión como línea del SCT, por lo que, en estricto, no le resultaría aplicable el régimen de contribuciones reembolsables; y iii) no existe disposición legal alguna que disponga la obligación de los titulares de un SCT de transferir sus instalaciones al titular de un SGT, para que pasen a formar parte de este último sistema.

Conforme a lo anterior, es posible identificar algunos riesgos en el marco regulatorio que delimitan el marco de acción del Regulador al momento de resolver las solicitudes de conexión sobre infraestructura eléctrica, los cuales se detallan a continuación.

1. Sobre la propiedad de las instalaciones necesarias que posibilitan la conexión por parte de terceros

Como ya se ha visto, uno de los principales problemas del marco legal actual que regula las condiciones de acceso a los sistemas de transmisión es el de la propiedad de las instalaciones que posibilitan la conexión.

Si bien en el caso de los sistemas de distribución queda claro que la remuneración de dichas instalaciones se efectúa bajo el esquema de contribuciones reembolsables, y, por lo tanto, pasarían a ser de su propiedad, ello no está del todo claro para el caso de los sistemas de transmisión.

¹⁶ Según el numeral 7.8 del Procedimiento, es potestad de quien solicita el mandato de conexión desarrollar las obras con el concesionario de la infraestructura de transporte a la cual requiere conectarse, o “por su propia cuenta”; entiéndase, directamente o a través de un tercero. Ello quiere decir que dicho tercero, que probablemente sea otro concesionario de transmisión, también podría ejecutar las labores de operación y mantenimiento del tramo de línea que posibilita la conexión.

Como es sabido, la figura de las contribuciones reembolsables está pensada para los distribuidores, conforme se señala en el artículo 84° de la LCE. Tal es así que en la Norma sobre Contribuciones Reembolsables, aprobada por Resolución Ministerial N° 231-2012-MEM-DM, no se hace mención alguna sobre cómo es que se remuneran las instalaciones de transmisión de energía eléctrica.

Por otro lado, aun en el supuesto de que se pudiera aplicar dicha figura, las ampliaciones de infraestructuras de transmisión tendrían que ser reconocidas por Osinergmin al titular de las mismas en los respectivos procedimientos tarifarios, lo que puede generar distorsiones importantes. De otro modo, el concesionario de transmisión se haría de deudas exorbitantes frente a quienes solicitan el acceso (las obras en alta tensión son ingentes en capital), que no hubiera asumido si de este dependiera.

Si bien el numeral 7.11 del Procedimiento señala que, en caso se “seccionen” líneas, dichas instalaciones de seccionamiento serán construidas “con cargo al solicitante”, no ha habido mayor desarrollo respecto de cómo se hará ello, ni quién lo debe realizar o quién será el propietario de dichas instalaciones de seccionamiento, que bien podría ser el solicitante u otro concesionario de transmisión. En ese sentido, al igual que en el caso de las ampliaciones que se efectúan sobre los sistemas de distribución, estas deben ser de propiedad del titular del sistema, de forma tal que se garantice la integridad de sus instalaciones, sin perjudicar las labores de operación y mantenimiento de éstas.

Como ya se ha visto, los contratos de concesión suscritos con motivo de los procesos de promoción de la inversión privada llevados a cabo por Proinversión establecen que los concesionarios de transmisión deben construir, operar, mantener y transferir al estado peruano líneas de transmisión que correspondan a un enlace entre dos puntos (subestaciones), motivo por el cual no pueden existir tramos de línea que sean de propiedad de terceros.

2. Sobre la titularidad de las actividades de operación y mantenimiento

Conforme a lo indicado en la sección anterior, se tiene que lo óptimo es que el que concesionario que es propietario de la facilidad esencial se encargue a su vez de las labores de operación y mantenimiento de las instalaciones que permitirán la conexión por parte del tercero, de forma tal que no se ponga en riesgo el servicio público que brinda al permitir la entrada de otro operador.

Ello es congruente con lo señalado por el Osinergmin en el caso de Cerro Verde vs. ATS, en el cual indica que “a fin de garantizar una adecuada operación de la futura línea SE Ocoña – SE San José – SE Montalvo, sería conveniente que un solo operador sea el que tenga el control de las operaciones de los equipos, ya que según la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real, todas las maniobras tienen que ser coordinadas con el Centro Coordinador del COES en tiempo real, por lo que este aspecto deberá ser negociado entre ambas partes”.

Como es sabido, existe el riesgo de que los equipos conectados fallen, y, a su vez, generen daños o salidas de la infraestructura a la cual se conectan, debido a i) falta o indebido mantenimiento por parte del operador conectado y/o ii) mala calidad o incompatibilidad de los bienes instalados, que afecten incluso ambos lados de la conexión.

Otro problema en este tipo de instalaciones es la (in)compatibilidad de los sistemas de protección que usa cada operador (el transmisor y el que se conecta). A saber, los sistemas de protección actúan cuando se produce una falla, la detectan y dejan fuera de servicio la línea, por un tema de seguridad. Es por ello que estos deben coordinar entre sí para una adecuada operación. La coordinación es a nivel técnico; para ello se deben tener presentes criterios de selectividad y sensibilidad de los sistemas existentes, con la finalidad de evitar que una falla en el circuito que se conecta termine afectando al circuito principal (transmisor).

Cuando dichos sistemas no son compatibles, una falla en una de las líneas puede dejar fuera de servicio a la otra (aunque esta última esté operando con normalidad), afectando la continuidad del suministro eléctrico y exponiendo al titular de la infraestructura esencial al pago de compensaciones y/o multas.

Por otro lado, los concesionarios deben presentar en forma periódica al Osinergmin un informe de las pérdidas en las líneas, información que se obtiene a través de los equipos de medición que poseen estas. Para ello se necesita la información de los equipos del concesionario original y los del tercero que se conecta (en caso se abra la línea). No obstante, no existe obligación por parte del tercero que se conecta de brindar la información de sus equipos de medición al concesionario original, por lo que cabe que presente información parcial al COES.

A fin de evitar los problemas anteriormente descritos, resulta conveniente que un solo concesionario realice las labores de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica y de las instalaciones

que posibilitarán la conexión del tercero a esta. Para ello se requiere que dicho concesionario sea propietario de todas estas instalaciones, de forma tal que se haga responsable por las fallas que se pudieran presentar durante las labores de operación y mantenimiento, así como de su remediación.

3. Remuneración adecuada de las ampliaciones efectuadas para posibilitar el derecho de conexión

Como ya se ha indicado, salvo la figura de las contribuciones reembolsables establecidas en el artículo 84° de la LCE (para el caso de los distribuidores), la cual ha tenido serias críticas¹⁷, no se ha definido en la legislación del subsector electricidad un mecanismo de remuneración eficaz que fomente y garantice el acceso oportuno de terceros a los sistemas de transmisión y distribución.

A modo de comparación, en el sector telecomunicaciones, donde también se aplica la figura de los mandatos de acceso, se considera una contraprestación inicial que considere la recuperación de las inversiones en las que incurra el concesionario para prestar el acceso y uso a su infraestructura, así como contraprestaciones periódicas que remuneren la operación y mantenimiento, incluido un margen de utilidad razonable.

La lógica de ello es fomentar y garantizar el libre acceso de aquellos que requieran conectarse a determinada infraestructura esencial, sin perjudicar al titular de la misma, quien también brinda un servicio público igual de importante y cuyos usuarios tampoco tienen por qué verse afectados.

En el siguiente capítulo, se plantearán algunas propuestas de mejora que permitan eliminar, o cuando menos mitigar, los riesgos advertidos.

¹⁷ Dicho mecanismo ha sido criticado debido a que las conexiones ejecutadas (la gran mayoría por gobiernos regionales y locales) no tienen una rentabilidad económica-financiera, lo que origina que las empresas distribuidoras asuman deudas y costos de operación y mantenimiento que exceden largamente los ingresos que se generan por venta de energía. Para mayor detalle, se sugiere revisar Núñez y Bautista (2012).

Capítulo VI. Propuestas de mejora

Se debe tener en cuenta que el acceso a las redes de todo sistema eléctrico es de interés público y debe basarse en los principios de neutralidad, no discriminación, igualdad de acceso, y libre y leal competencia.

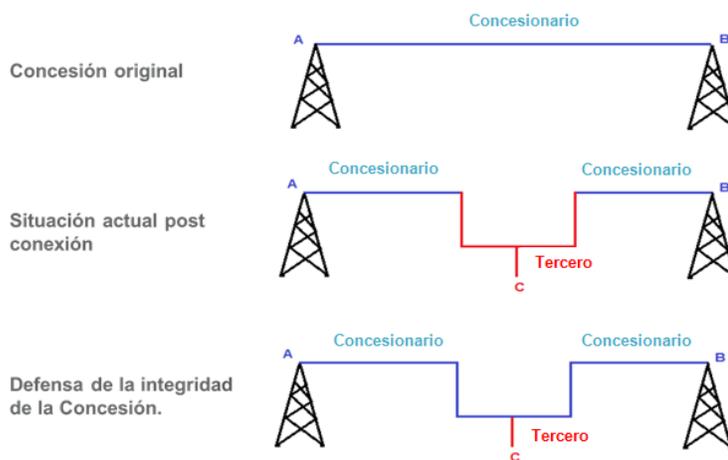
Si bien es cierto que todo tercero que requiera conectarse a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica está obligado a financiar los costos de ampliación de las redes requeridas, se respalda que dichas conexiones se efectúen de manera ordenada y eficiente, sin vulnerar los derechos y obligaciones de los concesionarios eléctricos.

Para tal efecto, se proponen las siguientes acciones.

- **Transferir la titularidad de la instalación y/o ampliación de nuevas redes conectadas a solicitud del tercero al concesionario de transmisión (cuando la línea sea del SGT) y licitar mediante convocatorias abiertas al público la construcción de las mismas**

Para ello se le transfiere las instalaciones al concesionario hasta el nivel de las barras: celdas de llegada y de salida de las barras, conforme a como se presenta en el gráfico 10.

Gráfico 9. Esquemas de Titularidad de Infraestructura



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la forma de ejecución de las ampliaciones necesarias para posibilitar la conexión de terceros, se propone que estas sean ejecutadas por el concesionario de transmisión a través de licitaciones abiertas al público, de como mínimo un 80% de la inversión (Capex).

Para tal efecto, se propone modificar el artículo 33° de la Ley de Concesiones Eléctricas según el siguiente detalle: “Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de las ampliaciones a realizarse en caso sea necesario, así como las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.

Cuando la solicitud de conexión recaiga sobre infraestructura del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), ésta será ejecutada por el Concesionario de la misma. Para tal efecto, las ampliaciones requeridas serán ejecutadas por el concesionario de transmisión mediante licitaciones abiertas al público en general, de por lo menos el 80% de la inversión total. El concesionario de transmisión podrá contratar o ejecutar directamente el 20% restante.

En cualquier caso, las ampliaciones realizadas serán de propiedad del concesionario hasta el nivel de las barras”.

En el anexo 1 se detalla el análisis costo-beneficio de la modificación regulatoria propuesta, la cual ha sido elaborada utilizando la Metodología de Impacto Regulatorio (MIR) elaborada por la Gerencia de Políticas y Análisis Económico del Osinergmin, cuyos alcances respecto a las alternativas de solución se detallan a continuación.

Tabla 12. Alternativas de solución de acuerdo a la MIR de Osinergmin

| Alternativas | Descripción de las alternativas y estimación de los costos y beneficios |
|-----------------------------|--|
| No emitir regulación alguna | No es una opción. Identificadas las deficiencias corresponde tomar acción y buscar una solución. |
| Esquemas de autorregulación | En la actualidad ya existe un marco para que los concesionarios de transmisión y los terceros intenten ponerse de acuerdo, sin embargo las partes no logran ponerse de acuerdo y acuden al Osinergmin. |
| Esquemas voluntarios | En la actualidad ya existe un marco para que los concesionarios de transmisión y los terceros intenten ponerse de acuerdo, sin embargo las partes no logran ponerse de acuerdo y acuden al Osinergmin. |
| Incentivos económicos | No es una opción. El problema debe ser solucionado de forma tal que las partes asuman los costos que corresponden. |
| Otro tipo de regulación | Establecer una modificación normativa que evite los costos de coordinación entre las partes, así como la intervención del Osinergmin. El costo de esta implementación demandará unos S/ 22.841 y los beneficios anuales se estiman en unos S/ 30.509 por cada caso de mandato de conexión. |

Fuente: Elaboración propia.

- **Establecer un mecanismo de remuneración para el concesionario que permita la conexión por parte de terceros, y que considere la recuperación de las inversiones en las que incurra para posibilitar la conexión, así como contraprestaciones periódicas que remuneren la operación y mantenimiento, incluido un margen de utilidad razonable**

Considerando que, a pesar de lo señalado expresamente en el artículo 33° de la Ley de Conexiones Eléctricas, aún existe el riesgo de la limitación al acceso, básicamente porque es difícil que los agentes se pongan de acuerdo en cuanto al aspecto remunerativo, se propone una metodología que permita tener definido el costo de la contraprestación por conectarse al sistema de transmisión. Este costo debería de incentivar al transmisor para que brinde las facilidades de conexión, sin la necesidad de que se tenga que recurrir al Regulador. Queda claro que los aspectos técnicos y operativos que garanticen la confiabilidad para la conexión son definidos por el transmisor.

Considerando que esta ampliación estaría agrupada, de incorporarse a la red, bajo una figura similar a la de un SCT, se propone que el reconocimiento se realice bajo el esquema de un Costo Medio Anual, pero incorporando costos incrementales por la nueva infraestructura, para lo cual se propone la siguiente fórmula:

$$CLA = (@AI + COyM) * FU + COyMi * FUi$$

Donde:

CLA: Costo de Libre Acceso

@AI: Anualidad del costo de inversión por el desarrollo de la infraestructura eficiente y necesaria. Incluye el costo de los elementos de infraestructura, el costo de instalación, el costo de obras civiles, el costo de mano de obra, el costo de administración de la obra, costo de licencias y demás costos y tributos vinculados. Este será calculado para una vida útil de 30 años y una tasa de actualización de 12%, en línea con lo dispuesto en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

COyM: Costo estándar de operación y mantenimiento mensual.

FU: Factor de proporcionalidad en función de la zona de demanda y del uso de la infraestructura.

COyMi: Costo incremental de operación y mantenimiento en el que incurre el transmisor al permitir el acceso de la nueva infraestructura.

FUi: Factor de proporcionalidad de los costos incrementales por el uso de la nueva infraestructura.

La fórmula propuesta incorpora en su primera parte el reconocimiento de la inversión, así como del costo de operación y mantenimiento, ambos afectados por un factor de utilización o proporcionalidad. Este importe resultante es el que reconocería la tarifa al momento en que el proyecto inicia su operación y se va actualizando conforme las variables del mercado se van desarrollando en función del tiempo. Sin embargo, cuando aparece una nueva infraestructura que se va a integrar a la red, bajo el principio de Libre Acceso materia del presente estudio, los valores de operación y mantenimiento ya no son los mismos. Por esta razón, corresponde, sobre la fórmula inicial, agregar el costo de operar y mantener este punto de conexión, que bien puede ser desde un Punto de Seccionamiento (PDS) hasta una Subestación de Transformación (SET), pues se encuentra ya integrado en la red de transmisión y el concesionario de transmisión es quien deberá de operarlo y mantenerlo. Para ello, este costo se afectará también con un factor de proporcionalidad que deberá establecerse para cada caso puntual. En la fórmula este costo incremental aparecerá tantas veces como infraestructuras se vayan conectando a la red, y se irán adicionando de manera independiente, con la finalidad de tener debidamente identificados cada uno de estos costos, de tal forma que, si en algún momento alguna de estas infraestructuras es retirada de la red, inmediatamente se retira de la fórmula lo correspondiente al costo de operación y mantenimiento de esta conexión.

Es muy importante tener en cuenta que para la aplicación de esta fórmula queda establecido que la infraestructura conectada permanezca en poder del tercero hasta el punto de entrega. La fórmula propuesta reconoce únicamente el costo de operar y mantener la infraestructura que forma parte de la conexión a la red de transmisión (que debe incluir un sistema de medición, un sistema de seccionamiento y un sistema de protección); en ninguna medida incorpora costo alguno de la infraestructura existente “aguas abajo” de la conexión, pues eso es responsabilidad de tercero, como ya se ha señalado.

Conclusiones y recomendaciones

- El marco legal actual que regula las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica ha posibilitado la conexión por parte de terceros a estas instalaciones de vital importancia cuando no se llegan a acuerdos con los titulares de las mismas. No obstante, dicho marco legal no permite al Osinergmin la emisión de mandatos de conexión integrales; es decir, que consideren todos los puntos controvertidos por las partes involucradas: la titularidad de las instalaciones que posibilitan la conexión, quién debe hacerse cargo de las labores de operación y mantenimiento de las mismas, cómo es que se remunerará a los concesionarios por el uso de su infraestructura, entre otros.
- El no contemplar todos los puntos indicados hace que la figura de los mandatos de conexión no sea una herramienta plenamente eficaz, ya que “obliga” a las partes a llegar a consensos sobre dichos puntos, a pesar de su imposibilidad de “ponerse de acuerdo”. En otras palabras, no obstante haber acudido a un tercero para que resuelva una determinada controversia, se siguen generando costos de transacción elevados para las partes involucradas, lo cual se torna especialmente sensible cuando la solicitud de acceso tiene por objeto atender, de manera oportuna, la demanda de energía de proyectos de gran interés nacional (que impactan significativamente en el crecimiento del PBI) o poblaciones alejadas altamente conflictivas.
- Al igual que en el caso de los sistemas de distribución eléctrica, las instalaciones que posibilitan la conexión por parte de terceros a las líneas de titularidad de un concesionario de transmisión deben ser de propiedad de este último, de forma tal que este sea el encargado de la operación y mantenimiento de las mismas, para garantizar así el correcto funcionamiento del SEIN. Ello permitirá, a su vez, que los concesionarios de transmisión cumplan con su obligación de devolver al Estado Peruano, una vez finalizada su concesión, las instalaciones que han construido, sin que existan tramos de línea que sean de propiedad de terceros.
- El acceso y uso por parte de terceros de los sistemas de transmisión y distribución no solo debe permitirse, sino también fomentarse. Para ello se debe establecer, *ex ante*, un mecanismo que reconozca a los concesionarios de transmisión y distribución una contraprestación inicial que considere la recuperación de las inversiones en las que incurran para posibilitar la conexión, así como contraprestaciones periódicas que remuneren la operación y mantenimiento, incluido un margen de utilidad razonable.
- En línea con lo anterior, se recomienda la utilización de estructuras de inversión en base a costos unitarios regulados o bajo esquemas “libro abierto” (con licitaciones públicas), ya que

reducen la discrecionalidad de los concesionarios de transmisión y distribución para “inflar” los costos de las instalaciones que posibilitarán la conexión. Por su parte, al momento de fijar la remuneración respectiva para los concesionarios de transmisión y distribución, el Regulador deberá velar por que se evite la aplicación de subsidios cruzados, duplicidad de cobros y/o distorsiones similares.

La implementación de las recomendaciones efectuadas permitirá al Regulador pronunciarse sobre todos los puntos controvertidos por las partes de manera oportuna, otorgándoles seguridad jurídica y minimizando los costos de transacción propios de este tipo de operaciones. Asimismo, el hecho de que los concesionarios de transmisión y distribución se encarguen de las labores de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones que posibilitarán la conexión, ejerciendo titularidad sobre las mismas, garantiza que los servicios públicos de transmisión y distribución de energía eléctrica sean prestados de manera idónea, sin poner en riesgo el servicio que se le brinda a los usuarios regulados.

Bibliografía

Bonifaz F., José Luis (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. Lima: CIES/CIUP.

Campodónico Sánchez, Humberto (1999). *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión de la inversión 1992 – 2000*. Lima: CEPAL.

CIER (2012). “Señales Regulatorias para la Rentabilidad en Inversión en el Sector Eléctrico”. Publicado en octubre 2012. Fecha de consulta: 26/06/2016. <<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/home>>.

Coase, Ronald H. (1937). “The Nature of the Firm”. *Economica*, New Series, Vol. 4, No. 16, p. 386-405. Disponible en: <<http://www.colorado.edu/ibs/es/alston/econ4504/readings/The%20Nature%20of%20the%20Firm%20by%20Coase.pdf>>.

Comisión de Tarifas Eléctricas (2001). “Evolución de las Tarifas Eléctricas 1993-2000”. Elaborado por Macroconsult.

Dammert, A., Gallardo, J. y García, R. (2004). *Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano*. Documento de Trabajo N° 5. Lima: Osinergmin, Oficina de Estudios Económicos.

Dammert, A., Molinelli, F. y García, R. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Dammert, A., Molinelli, F. y Carbajal, M. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Osinergmin.

Green, R. (2004). “Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong?”. CMI working paper. Cambridge: Cambridge-MIT Institute.

Jané La Torre, E. y Bernal Méjía, L. (2008). *Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica*. Documento de Trabajo N° 22. Lima: Gerencia de Fiscalización Eléctrica - Osinergmin.

Joskow, P. (2001). “California’s Electricity Crisis”. *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 17, N° 3, p. 365-388.

Kresalja, Baldo y Quintana, Eduardo (2005). “La doctrina de las facilidades esenciales y su recepción en el Perú”. *Ius et Veritas*, Vol. 15, N° 31, p. 59-89.

Minem (2005). *Anuario Estadístico de Electricidad 2015*. [En línea]. Lima: Minem. Fecha de consulta: 07/08/2016.

<http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179>.

Núñez, V. y Bautista, F. (2012). “Las contribuciones reembolsables como mecanismo de financiamiento en el sector eléctrico”. *Revista Peruana de Energía*, N° 1, p.119-158.

OECD (2006): *Policy Roundtables: Access to Key Transport Facilities*. [En línea]. Disponible en: <<http://www.oecd.org/competition/abuse/37981556.pdf>>.

Proinversión (2011). “Línea de Transmisión Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba en 220 kV”. Fecha de consulta: 05/08/2016. <<http://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5421>>.

Proinversión (2012). “Resumen Ejecutivo del Proceso de Concesión ETECEN-ETESUR”. Lima: Cepri. Disponible en: <http://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/0/JER/PAETECENETESUR/Resumen_Ejecutivo_EtecenEtesur.pdf>.

Quiroga, María del Rosario (2015). “A Mayor Regulación, Mayor Competencia: El Caso de la Interconexión en las Industrias de Electricidad y Telecomunicaciones”. *Derecho & Sociedad*, N° 45, p. 199-210.

Soto Carrillo, Gerardo (2012). “El acceso de terceros a instalaciones de transmisión eléctrica”. *Ius et Veritas*, Vol. 22, N° 44, p. 224-249.

Stoft, Steven (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Nueva York: Wiley-IEEE Press.

Torero, Máximo (2002). “La privatización peruana: impactos sobre el desempeño de las empresas”. Preparado para el seminario *Benefits and costs of privatization: What should we do next?*. Washington D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.

Vásquez, A., García, R., Quintanilla, E., Salvador, J. y Orosco D. (2012). *Acceso a la Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política*. Documento de Trabajo N° 29. Oficina de Estudios Económicos - Osinergmin.

Wolak, Frank (2004). “Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring”. Berkeley: University of California Energy Institute.

De la Cruz Sandoval, Ricardo y García Carpio, Raúl (2003). “La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política”. *CIES* [En línea]. Disponible en: <http://cies.org.pe/sites/default/files/investigaciones/problematica-de-la-actividad-de-transmision-de-energia-y-opciones-de-politicas.pdf>

Anexos

Anexo 1. Metodología de Impacto Regulatorio – Open Access

I.- Definición del Problema y Objetivos Generales de la Regulación

1. Los objetivos generales de la regulación propuesta consideraban el permitir el Open Access (libre acceso) de todos los agentes interesados a las redes de transmisión eléctrica siempre que asuman el costo de la ampliación y la compensación por el uso de la red.

2. La problemática surge a raíz de que con el objetivo de liberalizar el mercado y fomentar la competencia, la Ley de Concesiones Eléctricas aprobada en 1992 consagraba el principio del Open Access como un instrumento, además de otros, que permitieran colaborar en el cumplimiento de dicho objetivo (artículo 33°). Sin embargo, se fueron presentando diversas situaciones que evidenciaban que no se estaba cumpliendo con el principio, lo que llevó a que, en el 2003, el OSINERGMIN emitiera un procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. Este procedimiento establece que, si las partes no se ponen de acuerdo, el OSINERGMIN emitirá una resolución disponiendo las condiciones de acceso a las redes del suministrador, lo cual se conoce como un mandato de conexión. No obstante, los mandatos que vienen siendo emitidos por el ente regulador son discrecionales y evitan pronunciarse sobre algunos aspectos que son relevantes, como la propiedad de la conexión, el reconocimiento de las inversiones, el cálculo para el reconocimiento de esas inversiones, la operación y mantenimiento del punto de acceso, entre otros.

3. Indique el tipo de ordenamiento jurídico propuesto. Asimismo, señale si existen disposiciones jurídicas vigentes directamente aplicables a la problemática materia del anteproyecto, enumérelas y explique por qué son insuficientes para atender la problemática identificada.

El presente análisis plantea una modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas. Como ya se ha señalado, en la actualidad el artículo 33° de la Ley es quien regula el libre acceso a las redes de transmisión y este se complementa con el procedimiento aprobado mediante Resolución N° 091-2003-OS/CD. Sin embargo, ambos resultan insuficientes para atender la problemática existente por cuanto los casos elevados al OSINERGMIN tienen complejidades de orden técnica y legal, que generan la siguiente problemática:

- Art. 33° LCE: No establece un criterio claro de cómo se debe ejecutar el acceso de un tercero a las redes de transmisión.
- Res. 091-2003-OS/CD: La emisión de mandatos de conexión del OSINERGMIN genera aún algunas dudas respecto a los siguientes puntos:
 - La propiedad de las instalaciones necesarias para la conexión de terceros: Si la propiedad no forma parte de las instalaciones del concesionario de transmisión no existe un mecanismo que garantice la entrega del referido bien (las redes) al Estado cuando concluya el período concesionado, más aún, cuando los plazos de otorgamiento de concesión de la red principal de transmisión y la red de conexión de terceros son distintos, quedando el plazo otorgado al tercero fuera del alcance del plazo otorgado al concesionario de transmisión.
 - La titularidad de las actividades de operación y mantenimiento: Si las instalaciones para la conexión de terceros no son del concesionario de

transmisión entonces se genera un primer problema con el mantenimiento pues nada garantiza en la realidad que el tercero efectúe los trabajos con la rigurosidad exigida por él, ni en los plazos ni en las fechas en que se realizan sus mantenimientos programados, requiriendo en todo caso un sobre costo al exigirse mayor coordinación. El segundo problema es el de operación propia del sistema pues el COES tendría dos operadores con los cuales coordinar la atención de una misma línea de transmisión, lo cual nuevamente generaría altos costos de coordinación.

- La remuneración de las ampliaciones efectuadas para posibilitar el derecho de conexión. Si bien se establece que existe el mecanismo de las contribuciones reembolsables, este mecanismo no ha tenido la recepción adecuada, lo cual se advierte de los propios casos que son elevados al OSINERGMIN para solicitar mandatos de conexión. Una de las razones fundamentales es que el receptor suele no reconocer la inversión en la que incurrió el tercero pues trabaja sobre costos regulados, lo cual dificulta la negociación y genera nuevamente costos administrativos tanto en la instancia entre transmisor tercero como en la instancia ante el OSINERGMIN.

II.- Identificación de las Posibles Alternativas a la Regulación

4. Señale y compare las alternativas con que se podría resolver la problemática que fueron evaluadas, incluyendo la opción de no emitir la regulación. Asimismo, indique para cada una de las alternativas consideradas una estimación de los costos y beneficios que implicaría su instrumentación.

| Alternativas | Descripción de las alternativas y estimación de los costos y beneficios |
|-----------------------------|--|
| No emitir regulación alguna | No es una opción. Identificadas las deficiencias corresponde tomar acción y buscar una solución. |
| Esquemas de autorregulación | En la actualidad ya existe un marco para que los concesionarios de transmisión y los terceros intenten ponerse de acuerdo, sin embargo las partes no logran ponerse de acuerdo y acuden al OSINERGMIN. |
| Esquemas voluntarios | En la actualidad ya existe un marco para que los concesionarios de transmisión y los terceros intenten ponerse de acuerdo, sin embargo las partes no logran ponerse de acuerdo y acuden al OSINERGMIN. |
| Incentivos económicos | No es una opción. El problema debe ser solucionado de forma tal que las partes asuman los costos que corresponden. |
| Otro tipo de regulación | Establecer una modificación normativa que evite los costos de coordinación entre las partes, así como la intervención del OSINERGMIN. El costo de esta implementación demandará unos S/ 22.841 y los beneficios anuales se estiman en unos S/ 30.509 por cada caso de mandato de conexión. |
| Otras | No existe. |

5. Se considera que la regulación propuesta es considerada la mejor opción para atender la problemática señalada por los siguientes argumentos:

- a) Ni la autorregulación ni los esquemas voluntarios permiten equilibrar las posiciones de los actores por lo que en este momento es necesaria la intervención del Regulador. Si existiese un procedimiento técnico legal con rango de ley, todos los actores podrían tener claras las reglas de juego y predictibilidad en cuanto a la ejecución de inversiones.
- b) Se vienen generando costos, tanto particulares como sociales, por el vacío existente en cuanto a regulación de los aspectos necesarios para la conexión a la red.
- c) Con procedimientos establecidos la intervención del OSINERGMIN sería la de supervisar el cumplimiento de la regulación y no la de resolver cuestiones de libre acceso.
- d) Permite evitar que el COES tenga que coordinar con cada vez más actores al tener líneas seccionadas en diversas partes del Perú.
- e) Se evitan las interrupciones y/o se reducen los tiempos de atención de las fallas ocurridas.

6. Esta problemática se encuentra regulada en otros países de la siguiente manera:

- a) Argentina: La empresa monopólica TRANSENER es la que ha llegado a establecer los procedimientos de conexión, los cuales han sido autorizados por la autoridad ENRE.
- b) Bolivia: La regulación ha previsto procedimientos de conexión a la red.
- c) Brasil: La regulación ha previsto procedimientos de conexión a la red.
- d) Chile: La regulación ha previsto procedimientos de conexión a la red.
- e) Colombia: La regulación ha previsto procedimientos de conexión a la red, los cuales están contenidos en su Código de Redes de Reglamento de Operación (CREG).

Como se puede apreciar, en todos estos países existen procedimientos establecidos por la autoridad del sector, con lo cual se logra evitar el surgimiento de divergencias en cuanto a la manera en que un tercero puede conectarse a una red de transmisión. Esta es una buena práctica que merece ser replicada en el Perú.

En estos y en los demás países evaluados en el documento principal (toda Sudamérica) se consagra el derecho de libre acceso (Open Access) a las redes de transmisión sin discriminación.

III.- Impacto de la Regulación

A. Análisis de Riesgo

7. Indique los riesgos que buscan ser mitigados o prevenidos con la aplicación de la regulación, como puede ser en materia de salud humana, animal o vegetal, seguridad, seguridad laboral, seguridad alimentaria, medio ambiente o protección a los consumidores. Asimismo, indique la población o industria potencialmente afectada y su magnitud, el tipo de riesgo, afectación o daño probable, el origen y área geográfica del riesgo, la probabilidad de ocurrencia del mismo y la categoría en que se ubica (aceptable, bajo, moderado, alto o catastrófico).

| Tipos de riesgo que motivan la emisión de la regulación | Salud Humana | Salud Animal o Vegetal | Laboral | Seguridad | Medio Ambiente | Consumidores o Economía |
|--|--------------|------------------------|---------|-----------|----------------|---|
| Población, grupo o industria potencialmente afectada | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | Se identifican 3 grupos: 1) Clientes Libres 2) Distribuidores 3) Poblaciones alejadas |
| Tipo de riesgo, afectación o daño probable y magnitud | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | En el caso de todos ellos el riesgo es económico al no poder desarrollar sus actividades. El caso más sensible es el de las distribuidoras y poblaciones alejadas pues la falta de regulación retrasa el crecimiento de estos. |
| Origen y área geográfica del riesgo | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | Todo el Perú. |
| Probabilidad de ocurrencia del riesgo | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | Alta. |
| Categoría del riesgo | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | Alto. |

8. Indique las acciones regulatorias, obligaciones, requisitos, especificaciones técnicas, certificaciones, esquemas de supervisión o inspección o cualquier otra medida aplicable a cada uno de los riesgos antes identificados, como consecuencia de la implementación de la regulación, así como algún indicador (estadísticas, estimaciones, etc.) que permita dimensionar la situación actual y medir su evolución en el tiempo. Asimismo, justifique la forma en que considera que estas acciones permitirán reducir, mitigar o atenuar el riesgo correspondiente.

| Tipo de Riesgo | Grupo, sector o población sujeta al riesgo | Acción Implementada | Indicador de Impacto | Situación esperada con la implementación de la regulación | Justificación de cómo se reduce, mitiga o atenúa el riesgo con la acción |
|--|--|--|---|---|--|
| Accidentes | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- |
| Enfermedades | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- |
| Fallecimientos | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- |
| Pérdidas materiales | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- |
| Afectaciones económicas | Se identifican 3 grupos: 1) Clientes Libres 2) Distribuidores 3) Poblaciones alejadas | Regulación del procedimiento de acceso a las redes de transmisión. | Costo por eliminar procesos administrativos | Menores plazos en la atención del acceso a las redes de transmisión | Al establecer que las instalaciones nuevas para la conexión sean desarrolladas por el transmisor se evitan tramites innecesarios de recepción de redes, coordinaciones de mantenimiento y operación y se facilita su incorporación en el plan presentado al Ministerio para su posterior reconocimiento de los costos en el VAD. Asimismo se evitan perjuicios económicos a la sociedad por interrupciones del servicio producto de fallas en estas redes de terceros. |
| Daños ambientales | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- |
| Otros riesgos o afectaciones potenciales | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- |

9. Señale, de ser el caso, el grupo o sector específico en el que existen riesgos que varían en magnitud de acuerdo con el sujeto, objeto o situación en el que se presentan.

| 9.1 Para determinados grupos o sectores específicos, ¿existen riesgos que varían en magnitud dependiendo del sujeto, objeto o situación en el que se presentan? | (X) Sí () No | | | | | | |
|--|--|---|---|---|--|---|--|
| 9.2 En caso afirmativo, ¿se justifica la necesidad de establecer medidas regulatorias similares? | (X) Sí () No | | | | | | |
| <p>9.3 En cualquier caso, indique ¿por qué?</p> <p>Existen determinados sujetos que solicitan el mandato de conexión que tienen a su cargo la ejecución de proyectos de gran interés nacional que pueden impactar en uno o más puntos porcentuales del PBI. El no atender sus solicitudes de manera oportuna puede generar un mayor perjuicio económico para la sociedad.</p> <p>Por otro lado, las poblaciones lejanas que no son atendidas de manera oportuna pueden generar un mayor perjuicio social, que finalmente puede también traducirse en un perjuicio económico (p.e. bloqueo de carreteras, huelgas, paros, etc.).</p> <p>Sin embargo, la regulación propuesta es eficaz para cualquier tipo de solicitud, independientemente de quien la efectúe. Cabe señalar que para ello se debe cumplir con los plazos de atención establecidos.</p> | | | | | | | |
| 9.4 De ser el caso, ordene dichos riesgos del mayor al menor y señale si puede ser aplicable una propuesta en la que se apliquen medidas diferenciadas para administrar cada nivel de riesgo aplicable | | | | | | | |
| <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="334 1140 654 1255">Riesgo identificado (ordenados del mayor al menor)</th> <th data-bbox="662 1140 1027 1255">Grupo, sector o población sujeta al riesgo</th> <th data-bbox="1036 1140 1365 1255">Medida aplicada para la administración del riesgo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="334 1255 654 1598"> <ul style="list-style-type: none"> - Retraso en la atención de proyectos de interés nacional. - Retraso en la atención de poblaciones lejanas altamente conflictivas. - Retraso en la atención de otro tipo de solicitantes. </td> <td data-bbox="662 1255 1027 1598"> <ul style="list-style-type: none"> - Clientes Libres que impactan significativamente en el PBI. - Poblaciones Lejanas. - Otros Clientes Libres. </td> <td data-bbox="1036 1255 1365 1598"> <ul style="list-style-type: none"> • Evitarlo. • Evitarlo. • Evitarlo. </td> </tr> </tbody> </table> | Riesgo identificado (ordenados del mayor al menor) | Grupo, sector o población sujeta al riesgo | Medida aplicada para la administración del riesgo | <ul style="list-style-type: none"> - Retraso en la atención de proyectos de interés nacional. - Retraso en la atención de poblaciones lejanas altamente conflictivas. - Retraso en la atención de otro tipo de solicitantes. | <ul style="list-style-type: none"> - Clientes Libres que impactan significativamente en el PBI. - Poblaciones Lejanas. - Otros Clientes Libres. | <ul style="list-style-type: none"> • Evitarlo. • Evitarlo. • Evitarlo. | |
| Riesgo identificado (ordenados del mayor al menor) | Grupo, sector o población sujeta al riesgo | Medida aplicada para la administración del riesgo | | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> - Retraso en la atención de proyectos de interés nacional. - Retraso en la atención de poblaciones lejanas altamente conflictivas. - Retraso en la atención de otro tipo de solicitantes. | <ul style="list-style-type: none"> - Clientes Libres que impactan significativamente en el PBI. - Poblaciones Lejanas. - Otros Clientes Libres. | <ul style="list-style-type: none"> • Evitarlo. • Evitarlo. • Evitarlo. | | | | | |

10. Indique la aparición de nuevos riesgos, como consecuencia a la aplicación de las medidas a ejecutar para mitigar los riesgos de la problemática inicial. En caso de que surjan nuevos riesgos, señale si son menores o mayores a los que se pretenden mitigar.

| | | |
|---|---|--|
| 10.1 ¿Se identifica la aparición de nuevos riesgos como resultado de las medidas aplicadas para la mitigación de los riesgos que forman parte de la problemática inicial? | (X) Sí () No | |
| 10.2 En caso de ser afirmativa, indique cuáles son estos riesgos, así como el grupo, sector o población afectada por ellos y una justificación de cómo estos son mayores o menores a los que pretenden ser atendidos con la regulación. | | |
| Riesgo identificado | Grupo, sector o población sujeta al riesgo | Justifique si son mayores o menores a los que son atendidos con la regulación |
| El incremento de las tarifas en los usuarios residenciales al incorporarse nuevas redes de transmisión que deben ser operadas y mantenidas por el concesionario de transmisión. | Población residencial de todo el Perú. | Son menores considerando que el impacto en la tarifa es de alrededor del S/ 0,000002 por KW.H. |

B. Análisis de Carga Administrativa

11. ¿La regulación propuesta crea, modifica o elimina trámites?

| Carga Administrativa | Nombre del trámite: Solicitud de mandato de conexión | | Tipo | Vigencia | |
|----------------------|--|---|---|----------|-------------------|
| Reducida | Medio de presentación: Escrito | Requisitos: Acreditación de negativa al libre acceso a la red de transmisión | Población a la que impacta: Clientes Libres Distribuidores Poblaciones Lejanas | Ficta: | Plazo: 30 días |
| | Justificación: Al encontrarse establecido el procedimiento para que un tercero acceda a la red de transmisión ya no será necesario acudir en la mayoría de los casos al OSINERGMIN para que emita mandato de conexión, con lo cual se elimina esta carga administrada que distrae recursos para la atención de otros temas a cargo del Regulador. | | | | |

| Carga Administrativa | Nombre del trámite: Coordinación del COES | | Tipo | Vigencia | |
|----------------------|--|-------------|--|----------|-------------------|
| Eliminada | Medio de presentación: Escrito - Correo Electrónico | Requisitos: | Población a la que impacta: Clientes Libres Distribuidores | Ficta: | Plazo: 01 días |
| | Justificación: Al encontrarse definido que la conexión será ejecutada por el transmisor ya no será necesaria la coordinación con dos operadores sino que todo se realizará con el mismo transmisor. | | | | |

C. Análisis de Acciones Regulatorias

12. Seleccione las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites y a aquellas que atienden o mitigan una situación de riesgo, que correspondan a la propuesta:

| Acciones Regulatorias | Artículos aplicables | Justificación |
|--|----------------------|---|
| Establecen requisitos | 33° LCE | Que el solicitante asuma los costos de la licitación convocada por el concesionario de transmisión. |
| Establecen sanciones | ----- | ----- |
| Establecen restricciones | ----- | ----- |
| Establecen prohibiciones | ----- | ----- |
| Establecen obligaciones | 33° LCE | Que los usuarios asuman los costos de operación y mantenimiento de las nuevas redes ampliadas para la atención. |
| Condicionan un beneficio | ----- | ----- |
| Condicionan una concesión | ----- | ----- |
| Establecen o modifican estándares técnicos | 33° LCE | Al encargarse el concesionario de transmisión de la licitación y supervisar la obra se reducen los plazos de atención y se elimina riesgo de interrupciones por fallas. |
| Establecen procedimientos de evaluación de conformidad | ----- | ----- |
| Otras | ----- | ----- |

D. Análisis Costo-Beneficio

13. Proporcione la estimación de los costos que supone la regulación para cada particular, grupo de particulares o industria.

| | | | | |
|-------------------------------|--|---|-----------------|--|
| Costo Unitario Años \$ | Grupo afectado: Población Residencial con Tarifa BT5B | Descripción de los costos de la regulación propuesta: Corresponde al costo de incluir una infraestructura similar a la de la Línea de Transmisión Carhuaquero-Cajamarca Norte-Caclic-Moyobamba cuyas características son 220 KV-300 MVA-402 KM valorizada en MM US\$ 106,8. Se utiliza esta LT como referente en virtud de la información con que se cuenta al momento del presente análisis, así como a las características técnicas que implican un desarrollo técnico muy riguroso, que no siempre está presente en todos los casos. Se asume que cada conexión de un tercero a la red le representará al transmisor unos S/ 191.281 en inversión, considerando que el costo de los trabajos de la línea de enlace corren por cuenta del interesado. El costo unitario por KW.H está estimado en S/ 0,0018. El consumo residencial en el año 2015, según datos del MEM, ha sido equivalente a 9.177,15 GWH. | | |
| Agentes económicos | | | | |
| Costo Anual \$ | | | | |
| | Costos estimados de la regulación: El costo anual con el que se afectaría a la sociedad sería equivalente a S/ 8.651 por cada solicitud de acceso que se presente. | Costo Total (Valor Presente): | \$ 2.529 | |

14. Proporcione la estimación de los beneficios que supone la regulación para cada particular, grupo de particulares o industria.

| | | | | |
|-----------------------------------|---|--|-----------------|--|
| Beneficio Unitario Años \$ | Grupo beneficiado: Clientes Libres Poblaciones Lejanas | Descripción de los beneficios de la regulación propuesta: Reducción de los plazos de atención al ser el procedimiento más expeditivo y a costos regulados. Asimismo se eliminan los costos administrativos de gestión ante el OSINERGMIN y los del COES (1 vez cada semana). | | |
| Agentes económicos | | | | |
| Beneficio Anual \$ | Beneficios estimados de la regulación: Los beneficios se generan por reducción de los casos elevados al OSINERGMIN que generan costos de S/ 12.572 por cada caso. Adicionalmente los costos anuales del COES ascienden a S/ 26.589. El beneficio anual es del orden de S/ 30.509 luego de descontar el costo que le irroga a la sociedad la inversión y OyM del transmisor. | Beneficio Total (Valor Presente): | \$ 8.921 | |

15. Justifique que los beneficios de la regulación son superiores a sus costos:

Si bien se obtiene que el costo anual es ligeramente superior al beneficio anual, el beneficio de tener un procedimiento más expeditivo que no afecte la posibilidad de una población lejana de acceder al suministro de energía eléctrica es un beneficio cualitativo que compensa la pequeña diferencia. Asimismo el hecho de que una inversión de interés nacional sea atendida en menor plazo genera un impacto en la señal que se envía al mercado respecto de la celeridad de los procesos en el Perú.

E. Otros Impactos

16. ¿La propuesta de regulación contempla esquemas que impactan de manera diferenciada a sectores, industria o agentes económicos? (Por ejemplo, a las micro, pequeñas y medianas empresas).

No genera este tipo de esquema para no discriminar a ningún tipo de usuario.

IV.- Cumplimiento y Aplicación de la Propuesta

17. Describa la forma y/o los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación (incluya recursos públicos).

A través de la generación de una modificación normativa de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Para ello se elevará para el análisis del MINEM y posteriormente del CONGRESO, todo lo cual debe incluir una consulta pública. El costo estimado de todo este procedimiento es de S/ 11.720.

18. Describa los esquemas de inspección, verificación, vigilancia, certificación, acreditación y sanciones que se aplicarán para garantizar el cumplimiento de la regulación.

La modificación en la LCE no lo establece. El OSINERGMIN deberá emitir disposiciones complementarias que prevean el supuesto de incumplimiento y demoras por parte del concesionario de transmisión.

18.1 Precise los resultados esperados de la aplicación de dichos esquemas y mecanismos.

Se espera mayor celeridad y predictibilidad respecto de los casos en los que se requiere acceso a las instalaciones de transmisión. Esto redundará en un impacto en el PBI para el caso de las inversiones de interés nacional y en una mejora de las condiciones de vida de las poblaciones lejanas.

18.2 ¿Estos esquemas se aplicarán de la misma manera para todos los sujetos y materias reguladas o se prevén una aplicación diferenciada en función de los riesgos que se están regulando?

() Sí
(X) No

No se considera necesario pues existiría discriminación.

18.3 Presente los indicadores y estadísticas como el número de verificaciones, las sanciones aplicadas, organismos de certificación, unidades de verificación, terceros autorizados y recursos interpuestos contra la regulación implementada, con los que se pretende dar seguimiento a la regulación propuesta.

No aplica.

V.- Evaluación de la Propuesta

19. Describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación.

Se llevará un control de las solicitudes de mandato de conexión anuales así como de los plazos de atención de las solicitudes de acceso dirigidas a los concesionarios de transmisión, los cuales remitirán esta información de manera mensual al OSINERGMIN por medio de un reporte que será definido por éste.

Asimismo se realizará seguimiento a las coordinaciones del COES para evaluar la reducción de la carga administrativa. El COES de igual forma remitirá esta información mensualmente en un formato al OSINERGMIN.

VI.- Consulta Pública

20. ¿Se consultó a las partes y/o grupos interesados para la elaboración de la regulación?

El proyecto prevé la consulta.

| Consulta Pública | Particular | Opinión |
|--|------------|---------|
| Formación de grupo de trabajo/comité técnico para la elaboración conjunta del anteproyecto | ----- | ----- |
| Circulación del borrador a grupos o personas interesadas y recepción de comentarios | ----- | ----- |
| Seminario/conferencia por invitación | ----- | ----- |
| Seminario/conferencia abierto al público | ----- | ----- |
| Recepción de comentarios no solicitados | ----- | ----- |
| Consulta gubernamental | ----- | ----- |
| Consulta con autoridades internacionales o de otros países | ----- | ----- |
| Otro | ----- | ----- |

21. Indique las propuestas que se incluyeron en la regulación como resultado de las consultas realizadas.

Por el momento no se han realizado.

VII.- Anexos

Anexe las versiones electrónicas de los documentos consultados o elaborados para diseñar la regulación.

Por el momento no existen.