

Aspectos especiales del sistema garantizado de transmisión eléctrica



ALEJANDRO MANAYALLE

Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú.
Máster en Derecho (LL.M.) por la Universidad de Columbia.
Estudios de Postgrado en Regulación de Electricidad, Gas y Energía en la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas.
Profesor de Derecho de la Minería y Energía de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

EDUARDO RAMOS

Abogado por la Pontificia Universidad de Piura.
Estudios de Postgrado en Regulación de Electricidad, Gas y Energía en la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas.

SUMARIO:

- I. Introducción.
- II. Los diferentes sistemas de transmisión.
- III. Los sistemas de transmisión SGT.
 1. Los contratos BOOT.
 2. Régimen Tarifario de los contratos BOOT de SGT.
 - 2.1. Consideraciones previas. Aspectos generales de las tarifas de transmisión.
 - 2.2. Régimen tarifaria típico SGT.
- IV. Principales títulos habilitantes requeridos para construir y operar la línea de transmisión.
 1. Concesión definitiva de transmisión eléctrica.
 2. Estudio de impacto ambiental.
 3. Estudio de pre-operatividad.
 4. Servidumbres eléctricas (convencionales o impuestas).
 5. Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.
 6. Contrato de interconexión o mandato de conexión.
 7. Estudio de operatividad.
 8. Inscripción en el Registro de Integrantes del COES.
- V. Principales riesgos a ser considerados en la ejecución de un proyecto de transmisión SGT.
 1. Variación de la ruta de la línea de transmisión.
 2. Proceso de consulta previa.
 3. Riesgos relativos a la obtención de servidumbres, al saneamiento de terrenos y a los derechos de paso.
 4. Desequilibrio económico financiero del contrato SGT.
 5. Contratación de seguros.
 6. Imposibilidad de efectuar adendas al contrato SGT durante los tres primeros años de vigencia del contrato.
- VI. Otros aspectos relevantes para la ejecución del proyecto.
 1. Cronograma de actividades para la construcción de la línea de transmisión y proyecto de ingeniería definitivo y memoria descriptiva.
 2. Empresa supervisora del proyecto.
 3. Inscripción del contrato de concesión en el Registro de Concesiones.
 4. Riesgos por cambios regulatorios.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de transmisión en el Perú son una parte fundamental del funcionamiento del mercado eléctrico. La relevancia de su desarrollo y tratamiento regulatorio es crucial. Existen diversos sistemas de transmisión (sistemas garantizado, principal, complementario y secundario) que están sujetos a regímenes legales y tarifarios diferenciados.

Es necesario comprender a profundidad estos distintos tratamientos legales, así como los complejos aspectos regulatorios, técnicos y económicos de la transmisión dado que la transmisión se vuelve más importante en la medida que, en los próximos años, la oferta (generación) y la demanda eléctrica (consumo) se incrementarán. Es necesario promover e incentivar la inversión en transmisión para evitar situaciones de congestión que podrían conllevar a un incorrecto funcionamiento del mercado, generando pérdidas y desacoplamientos del sistema eléctrico interconectado nacional, que finalmente se traducen en racionamientos de energía afectando así toda actividad productiva del país.

En ese sentido, el presente trabajo está dirigido a proveer una explicación teórico-práctica del régimen legal y tarifario del sistema garantizado de transmisión, así como a explicar cuáles son los principales riesgos –y sus esquemas de mitigación– que los inversionistas deben considerar al efectuar inversiones en esta clase de proyectos.

II. LOS DIFERENTES SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

La actividad de transmisión eléctrica se realiza a través de un sistema de transmisión compuesto principalmente por líneas de transmisión y subestaciones. Las líneas de transmisión (torres y cables) permiten el transporte de electricidad entre los diferentes tramos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, es decir, entre:

- (i) una central de generación y una subestación;
- (ii) dos subestaciones diferentes;
- (iii) una subestación y un sistema de distribución; y,
- (iv) una subestación y los usuarios libres.

La normativa sobre transmisión eléctrica se encuentra principalmente en el Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE"); el Decreto Supremo 9-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica ("LDEG"); y, el Decreto Supremo 27-2007-EM, Reglamento de Transmisión ("Reglamento de Transmisión").

Bajo los alcances de la normativa aplicable a la actividad de transmisión eléctrica se ha establecido que el sistema de transmisión del SEIN está integrado por las siguientes instalaciones:

- (i) Sistema Principal: líneas conectadas a una subestación o barras base que permiten el intercambio de electricidad entre los generadores y distribuidores y la libre comercialización de la energía eléctrica. El sistema principal comprende las instalaciones de muy alta y alta tensión que se construyeron antes de julio de 2006.
- (ii) Sistema Secundario: líneas que conectadas al sistema principal y que permiten al distribuidor o usuario final obtener electricidad del sistema. El sistema secundario comprende las instalaciones de alta y media tensión que se construyeron antes de julio de 2006.
- (iii) Sistema Garantizado: instalaciones incluidas en el Plan de Transmisión aprobado por el Ministerio de Energía y Minas ("MINEM") y que se construyen como resultado de licitaciones. El sistema garantizado comprende las instalaciones cuya concesión se otorgó a partir de julio de 2006. El presente artículo tratará principalmente de este sistema, al cual denominaremos "SGT".

(iv) Sistema Complementario: instalaciones por iniciativa propia de uno o varios Agentes¹ y aquellas no incluidas en el Plan de Transmisión. El sistema complementario comprende las instalaciones cuya concesión se otorgó a partir de julio de 2006.

Respecto a las líneas de transmisión cuya puesta en operación ocurrió después de julio de 2006, éstas formaron parte del nuevo régimen creado por la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica ("LDEG"). La LDEG dejó atrás el régimen del sistema principal y secundario, y aprobó un nuevo marco regulatorio para incentivar el desarrollo de instalaciones del SGT y del sistema complementario.

III. LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN SGT

En relación a las instalaciones que forman parte del SGT, la LDEG y el Reglamento de Transmisión establecieron un régimen de acceso al mercado distinto a otro tipo de instalaciones eléctricas. En efecto, se estableció un régimen de licitaciones para las instalaciones del SGT, las cuales han venido siendo encargadas por el Ministerio de Energía y Minas a PROINVERSIÓN.

Como consecuencia del desarrollo del proceso de licitación, se adjudican proyectos de implementación de una línea del SGT a favor de un determinado adjudicatario a través de la suscripción de un contrato de concesión bajo la modalidad "Build, Operate, Own and Transfer – BOOT".

El adjudicatario se obliga a efectuar las actividades de diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la línea del SGT durante el plazo de vigencia de la concesión (un plazo estimado de 30 años).

1. Los contratos BOOT.

Los principales aspectos (cláusulas típicas) a ser considerados en un Contrato BOOT son los siguientes:

- a. **Partes:** el Estado Peruano, representado por Ministerio de Energías y Minas, y el adjudicatario de la concesión.
- b. **Operador técnico:** Existe la obligación de que un Operador Técnico calificado por PROINVERSIÓN, mantenga una participación mínima (suele ser de 25%) del capital suscrito y pagado de la sociedad concesionaria que constituya el adjudicatario, hasta el año 10 de la operación comercial. Esta obligación tiene como finalidad garantizar la continuidad y fiabilidad de la prestación del servicio.
- c. **Objeto:** El adjudicatario se obliga a diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos, adquirir los terrenos y derechos de servidumbre, construir, operar y mantener la línea eléctrica, así como prestar todo el servicio. El adjudicatario deberá definir entre otros aspectos, la ruta y el alineamiento que seguirá la línea de transmisión, sobre la base de unos parámetros definidos en el respectivo Contrato BOOT.
- d. **Plazo:** Comprende tanto el periodo de construcción que se inicia en la fecha de cierre como el periodo que dura la operación comercial (esto es, en su generalidad, 30 años contados a partir del inicio de la operación comercial).
- e. **Requisitos necesarios para la operación comercial:**
 - Que OSINERGMIN apruebe el informe final tras la verificación del cumplimiento de los parámetros técnicos de la línea.
 - Que el COES apruebe la integración de la línea al SEIN.
 - Que el COES apruebe al adjudicatario como miembro de dicho organismo.
- f. **Obligaciones del adjudicatario:**

1. Denominación genérica dada al conjunto de generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres.

- Diseñar, financiar, y suministrar los bienes y servicios requeridos.
 - Adquirir los terrenos y derechos de servidumbre que sean necesarios.
 - Construir, operar y mantener la línea eléctrica.
 - Prestar el servicio público de transmisión eléctrica de forma que garantice su la calidad, eficiencia y continuidad.
 - Definir la ruta y el alineamiento de la línea de transmisión.
 - Adquirir los terrenos para las subestaciones.
 - Compensar a los propietarios afectados por el uso de servidumbres.
 - Contratar y mantener vigentes seguros de responsabilidad civil y de los Bienes de la Concesión.
 - Solicitar el consentimiento escrito del Concedente como paso previo para transferir los derechos y obligaciones y/o su posición contractual en el Contrato de Concesión BOOT SGT, así como para novar una o todas sus obligaciones o derechos.
- g. Garantías:**
- Entregar una carta fianza bancaria para garantizar el cumplimiento de pago de las sanciones que sean impuestas.
 - Entregar una garantía de Fiel Cumplimiento de las obligaciones.
 - La falta de renovación de las garantías podrá generar la caducidad del Contrato de Concesión.
- h. Terminación:**
- Por acuerdo entre las partes.
 - Terminación del Contrato de Concesión Definitiva.
 - Vencimiento del Plazo del Contrato.
 - Resolución del Contrato.
- i. Resolución:**
- El Concedente podrá resolver el contrato cuando el concesionario incurra en las siguientes conductas:
 - El Concedente compruebe que las declaraciones del concesionario son falsas.
 - Retraso injustificado en la ejecución de las obras.
 - No renovar o prorrogar las garantías.
 - Dejar de operar la línea por un determinado número de horas continuas o no, dentro de un año calendario.
 - Persistir, luego de ser sancionada por OSINERGMIN, en no cumplir con sus obligaciones de prestar el servicio dentro de los plazos prescritos y de acuerdo a las normas de seguridad.
 - Transferir total o parcialmente el contrato sin el consentimiento del concedente.
 - Ser sancionada con multas no tributarias que superen el 10% de la base tarifaria del año anterior.
 - Fusionarse, escindirse o transformarse sin previa aprobación escrita del concedente.
 - Ser declarada en insolvencia, quebrada o disuelta.
 - No contratar los seguros de responsabilidad civil y de los Bienes de la Concesión.
 - Incumplir en forma grave cualquier obligación establecida en el Contrato o las leyes aplicables.
- Cualquiera de las partes puede resolver el Contrato en caso se presente un evento de fuerza mayor el cual no pueda ser superado en un plazo determinado desde que se inició el evento.
- j. Penalidades:**
- Usualmente se aplican penalidades por cada día calendario de atraso en el inicio de la puesta en operación comercial.
 - Se aplican también penalidades por incumplimiento, o cumplimiento parcial, tardío, o defectuoso, de un mandato de conexión.
 - Realizar actos que constituyan abuso de posición de dominio en el mercado eléctrico; o, que limiten, distorsionen o restrinjan, la libre competencia.
 - Incumplir o cumplir parcial, tardía, o defectuosamente lo dispuesto en relación a la ejecución de instalaciones de refuerzo.
 - Las salidas no programadas de la Línea de Transmisión que excedan las tolerancias serán sancionadas según se indica en las Directivas y Procedimientos de OSINERGMIN

y no excluyen las compensaciones por mala calidad de suministro o mala calidad del servicio especificados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos ("NTCSE").

k. Fuerza mayor:

- Para la etapa de construcción, es típico estipular que ninguna de las partes es imputable por la inejecución de una obligación o por su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso durante el término en que la parte obligada se vea afectada por fuerza mayor y siempre que acredite tal causa impidió su cumplimiento.
- La fuerza mayor no liberará a las partes del cumplimiento de las obligaciones que no sean afectadas por dichos eventos.
- Para la etapa de operación es típico estipular que corresponderá que la evaluación de la variación temporal de las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor, caso fortuito u otros se rija por las disposiciones aprobadas por OSINERGMIN para tales efectos.
- Se suele estipular un plazo máximo de fuerza mayor de dieciocho (18) meses continuos, transcurridos los cuales cualquiera de las Partes puede resolver el Contrato.

l. Solución de controversias: Trato directo. Las controversias calificadas por las partes como "técnicas" son resueltas por un experto en la materia. Las controversias no técnicas se encuentran sujetas a arbitraje, nacional o internacional dependiendo de la cuantía.

2. Régimen Tarifario Típico de los contratos BOOT de SGT.

2.1. Consideraciones previas. Aspectos generales de las tarifas de transmisión.

Con independencia del tipo de sistema de transmisión al que pertenezca una línea, los costos en los que incurren las empresas de transmisión eléctrica pueden dividirse en los siguientes: (i) Costos de inversión ("CAPEX"): que refleja los costos para la construcción de un sistema de transmisión, y, (ii)

Costos de operación y mantenimiento ("OPEX"): comprende todos los gastos incurridos por los transmisores para efectuar la operación y mantenimiento de su facilidad eléctrica.

Las tarifas eléctricas se calculan sobre la base de la eficiencia y con el propósito de permitirle al transmisor la recuperación de sus costos totales eficientes. Cabe señalar que la valorización del capital (CAPEX) es el principal componente del cálculo de las tarifas en un monopolio natural, tal como es el caso de las empresas de transmisión eléctrica. En la práctica, existen tres alternativas para evaluar los bienes e instalaciones en servicio que conforman el costo del capital invertido o activo fijo: (i) costos históricos (valor en libros, menos la depreciación); (ii) costo de reposición (valor de construir la misma instalación y con iguales equipos, sin tener en cuenta los avances de la tecnología; y, (iii) valor nuevo de reemplazo ("VNR") (costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos que permiten ofrecer un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones existentes pero utilizando la última tecnología y buscando el mínimo costo.

Al componente CAPEX, se suma el componente OPEX que es calculado sobre la base de costos estándares o eficientes.

Actualmente, coexisten dos mecanismos de para el reconocimiento de los referidos costos totales de empresas transmisoras: (i) Tarifas de transmisión (peajes o compensaciones) fijadas por OSINERGMIN; y, (ii) Tarifas de transmisión definidas en las licitaciones, tal como es el caso de los SGT). A continuación brevemente profundizaremos en el sistema tarifario SGT:

2.2. Régimen tarifario típico SGT.

El Régimen Tarifario en todos los casos se encuentra previsto en los Contratos de Concesión BOOT SGT. La Base Tarifaria recogida en dichos contratos se regirá por lo estipulado en la LDEG y el Reglamento de Transmisión.

De acuerdo con la LDEG, la base tarifaria es el monto anual a reconocer por las instalaciones

del sistema garantizado de transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión. La base tarifaria se paga mensualmente y se encuentra compuesta por los siguientes componentes:

- (i) La remuneración de las inversiones, calculadas como anualidad de los costos de inversión ofertados por el adjudicatario para un periodo de recuperación de hasta 30 años, con una tasa de actualización del 12%.
- (ii) Los costos eficientes de operación y mantenimiento ("COyM").
- (iii) Una liquidación anual para identificar cualquier desajuste derivado de la diferencia en el tipo de cambio entre lo que le corresponde recibir al adjudicatario conforme al Contrato SGT, y aquello recaudado por tarifas durante el año respectivo. La diferencia se incorpora como crédito o débito en la base tarifaria del siguiente período.

Asimismo, de acuerdo con la LDEG, en este caso los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la base tarifaria se determinan según los valores que son indicados en el procedimiento de licitación (valores en dólares americanos) que corresponda.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento resultantes de los procesos de licitación se considerarán expresados a la fecha de presentación de ofertas y deberán ser actualizados anualmente durante la ejecución de los procedimientos de fijación de tarifas en barra (precios regulados a nivel generación), empleando los índices que han sido establecidos en el Contrato BOOT SGT respectivo.

La remuneración de la Línea de Transmisión se encuentra regulada en los artículos 23 a 26 de la LDEG. En términos generales, las tarifas del peaje de transmisión del Sistema Garantizado son determinadas de acuerdo con su respectiva "Base Tarifaria"² que le permite a su titular recuperar todos los costos de inversión, operación y mantenimiento relativos a los servicios de transmisión provistos ("Costo Medio"). El Costo Medio permite a la concesionaria cubrir su inversión.

A efectos de calcular la base tarifaria, OSINERGMIN divide el monto total de la oferta económica contenida en el correspondiente Contrato BOOT entre el total de la demanda del SEIN que usa o se beneficia del sistema garantizado ("Ingreso Tarifario"). Sin embargo, en caso que el ingreso tarifario no sea suficiente para cubrir los costos totales del sistema garantizado ("Costo Medio"), el titular del sistema garantizado recibe de todos los usuarios del SEIN (con independencia de su ubicación o conexión directa con el respectivo sistema de transmisión: *tarifa estampilla*) un peaje de transmisión, que es la diferencia entre el Costo Medio y el Ingreso Tarifario.

En efecto, de acuerdo con la LDGE, la Base Tarifaria está compuesta por el Ingreso Tarifario³ y el Peaje de Transmisión⁴. Para la determinación del Ingreso Tarifario y el Peaje de Transmisión se toman en consideración los montos de inversión y de operación y mantenimiento establecidos en el Contrato SGT y que son el resultado del proceso de licitación convocado por PROINVERSIÓN, a los cuales se les aplica los índices de actualización para mantener constante su valor real en el tiempo. Esta es una garantía de recuperación del monto ofertado.

2. Se entiende por Base Tarifaria al monto anual a reconocer por las instalaciones del SGT que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.

3. El Ingreso Tarifario se determina como el Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje.

4. Peaje de Transmisión.- Es la diferencia entre la compensación que remunera la parte de la Base Tarifaria asignada a los Usuarios y el Ingreso Tarifario. Se calcula para cada instalación.

La Base Tarifaria de las instalaciones de la SGT es calculada por OSINERGMIN y pagada en sus facturas de suministro de electricidad por todos los usuarios de electricidad del Perú, sin importar su ubicación o conexión directa con el Sistema Garantizado. Para tales efectos, los usuarios son cargados por sus suministradores en sus facturas correspondientes con los costos por el uso de las redes de transmisión del SEIN (que ya incluye el STG respectivo). La falta de pago de estos conceptos tarifarios tiene como consecuencia directa el corte del suministro del usuario o la desconexión definitiva del usuario que incumpla con el pago.

El costo o conceptos tarifarios de transmisión recibido por los generadores (de los distribuidores o usuarios libres) son transferidos íntegramente a los transmisores conforme a los procedimientos establecidos por el COES (el operador del SEIN).

En ese contexto, en nuestra opinión, el riesgo de incumplimiento en el pago de las tarifas de transmisión estaría razonablemente mitigado ya que, dadas las características del SEIN, existen mecanismos legales para desincentivar el incumplimiento de los responsables del pago que van desde el corte de suministro o desconexión del SEIN hasta el pago de multas por OSINERGMIN (en el caso de usuarios libres). Sin embargo, no descartamos que la creación de un mecanismo de fideicomiso o fondo de garantía que sirva para cubrir montos de peajes impagos representaría un mayor *comfort* en los inversionistas y/o transmisores.

IV. PRINCIPALES TÍTULOS HABILITANTES REQUERIDOS PARA CONSTRUIR Y OPERAR LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

No obstante el Contrato BOOT otorga una serie de derechos al concesionario del sistema garantizado de transmisión, éste debe cumplir con obtener una serie de permisos y licencias que

lo habiliten a iniciar la construcción o a operar el mencionado sistema.

A continuación se presenta un resumen los mencionados títulos habilitantes:

1. Concesión definitiva de transmisión eléctrica.

De conformidad con la LCE se requiere concesión definitiva para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste.

Las concesiones definitivas otorgan a su titular el derecho de desarrollar la actividad eléctrica por plazo indefinido, permiten utilizar bienes de uso público y otorgan a su titular el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la construcción y operación, entre otros, de líneas de transmisión para el servicio público de electricidad⁵. Cabe señalar que, entre otros requisitos, existen tres elementos que será indispensable tramitar y obtener para poder presentar la solicitud de Concesión Definitiva y, finalmente, obtenerla. Se trata de:

- El Certificado de Pre-Operatividad a ser emitido por el COES.
- El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) debidamente aprobado.
- La tramitación del procedimiento de Consulta Previa por parte del MINEM con ocasión de la solicitud de la Concesión Definitiva.

Sin perjuicio del detalle desarrollado más adelante, respecto al Certificado de Pre-Operatividad y la aprobación del EIA, cabe reiterar que éstos constituyen requisitos necesarios para la presentación de la solicitud de Concesión Definitiva. Consecuentemente, cualquier retraso en la

5. De conformidad con la LCE, constituye un servicio público de electricidad, entre otros, la actividad de transmisión de electricidad.

obtención de dichos permisos afectaría significativamente la ruta crítica de cualquier proyecto. Por su parte, la Consulta Previa constituye un procedimiento que deberá ser seguido por el MINEM –pero solventado por el inversionista– durante la tramitación de la mencionada solicitud

En la práctica el otorgamiento de una concesión definitiva suele tomar entre 6 y 8 meses, plazo que podría extenderse entre 3 a 5 meses adicionales en los casos que sea necesario realizar un proceso de consulta previa⁶.

La concesión definitiva de transmisión se considera un bien o activo de la concesión del Contrato BOOT SGT. En ese sentido, ante un evento de terminación del Contrato SGT, la concesión definitiva de transmisión, será revertida al Concedente, junto a los demás bienes de la concesión, o transferidas a un nuevo concesionario.

Para poder obtener la Concesión Definitiva de Transmisión se requiere previamente contar, entre otros, con el instrumento de gestión ambiental aprobado por el MINEM y con el Estudio de Pre-operatividad aprobado por el COES.

Es importante tener en cuenta que la Concesión Definitiva no constituye una autorización previa necesaria para iniciar las actividades de construcción de las líneas de transmisión (como sí ocurre en el caso del EIA, Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos - CIRA o las autorizaciones municipales correspondientes).

Por lo tanto, en la medida que las adjudicatarias cuenten con acuerdos privados con los titulares de los predios por los que discurrirá la línea de transmisión –así como las demás autorizaciones y permisos necesarios–, podrán iniciar la construcción de sus proyectos SGT sin necesidad de esperar hasta el otorgamiento de la Concesión Definitiva.

2. Estudio del impacto ambiental.

A efectos que el inversionista esté en posibilidad de solicitar la Concesión Definitiva de Transmisión anteriormente mencionada, será necesario previamente que el MINEM apruebe el correspondiente instrumento de gestión ambiental. En la generalidad de los casos, dada la magnitud de un proyecto del sistema garantizado de transmisión, el instrumento requerido será un Estudio de Impacto Ambiental Detallado (“EIA”).

La obtención de este documento es sumamente importante, puesto que una demora en la tramitación del EIA afectará significativamente la ruta crítica y todo el cronograma del proyecto pactado en el Contrato BOOT. Por lo tanto, los retrasos en su obtención generarán sobrecostos que no pueden ser trasladados a nivel tarifario.

En efecto, los Contratos BOOT SGT contienen un cronograma que usualmente involucra la obtención del EIA como un hito. El retraso en este hito generará la aplicación de penalidades en la medida que dichos retrasos afecten también la puesta en operación comercial y no sean como consecuencia de un evento de fuerza mayor.

El Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo 029-94-EM (“RPAAE”) dispone que los titulares de concesiones definitivas de transmisión deban contar con un EIA aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (“DGAAE”).

Como parte de los requisitos previos para la obtención del EIA, la Empresa deberá contar con un Plan de Participación Ciudadana (“PPC”), aprobado por la DGAAE, que contemple los mecanismos de participación ciudadana que será llevados a cabo durante la elaboración y aprobación del EIA. Dicho plan recoge las acciones y mecanismos necesarios para informar a los actores involucrados sobre el desarrollo de un determinado proyecto

6. Es de precisar que, dentro del proceso de otorgamiento de concesiones definitivas, el Estado realiza el proceso de consulta previa en caso existan pueblos originarios o comunidades nativas afectadas por la línea de transmisión.

con la finalidad de que aquéllos presenten sus aportes y comentarios respecto de la ejecución del mismo. En la práctica la aprobación de un EIA suele tomar entre 6 a 8 meses.

3. Estudio de Pre-operatividad.

A efectos que el inversionista esté en posibilidad de solicitar la Concesión Definitiva de Transmisión anteriormente mencionada, será necesario previamente que el COES apruebe el estudio de pre-operatividad en virtud del cual dicha entidad analiza el impacto que las nuevas instalaciones tendrían en el SEIN y si éstas se adecúan a los requerimientos y a los criterios mínimos de diseño establecidos por las regulación.

4. Servidumbres eléctricas (convencionales o impuestas).

La suscripción del Contrato BOOT SGT no concede al adjudicatario el derecho a la imposición de servidumbres para ocupar terrenos de terceros o terrenos del Estado y, sobre ellos, construir las líneas de transmisión.

Los adjudicatarios de proyectos SGT deben obtener las servidumbres mediante dos vías:

- (i) Servidumbres convencionales negociadas con los titulares de los predios.
- (ii) Servidumbres impuestas por el MINEM.

Conforme a la LCE, las empresas titulares de una Concesión Definitiva de Transmisión (que, como hemos visto, es un permiso adicional al de los Contratos BOOT SGT) están facultadas para solicitar el reconocimiento de servidumbres convencionales o la imposición de servidumbres sobre los terrenos necesarios para la ejecución del proyecto (en este último caso, la imposición se da sobre terrenos respecto de los cuales no hayan llegado a ningún acuerdo con sus propietarios o titulares).

Las servidumbres eléctricas permiten, entre otros: ocupar terreno de terceros; usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de

propiedad del Estado, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones; cortar los árboles o sus ramas que se encuentren próximos a los electroductos aéreos y que puedan ocasionar perjuicio a las instalaciones, previo permiso de la autoridad competente; y, colocar soportes o anclajes en la fachada de los edificios y postes delante de ellas.

En el caso de líneas de transmisión las servidumbres pueden ser (i) de electroductos para establecer subestaciones de transformación, líneas de transmisión y distribución; (ii) de ocupación de bienes de propiedad particular, indispensables para la instalación de subestaciones; (iii) de sistemas de telecomunicaciones; (iv) de paso para construir vías de acceso; y, (v) de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones (las "Servidumbres Eléctricas").

Las Servidumbres Eléctricas son una carga impuesta sobre el bien inmueble en beneficio de la Concesión Definitiva. Su término o plazo es el mismo de la Concesión Definitiva, salvo que el contrato de servidumbre convencional –de ser el caso– establezca lo contrario.

En línea con lo anterior, es recomendable que todas las servidumbres eléctricas obtenidas convencionalmente sean posteriormente reconocidas por el MINEM e inscritas en el Registro Público de Concesiones de Servicios Públicos (donde se inscribiría la Concesión Definitiva) y en el Registro de Propiedad (donde está inscrito el inmueble afectado con la servidumbre) para efectos de evitar cuestionamiento civiles sobre su otorgamiento y así brindar a los adjudicatarios una mayor seguridad y oponibilidad frente a terceros.

Caso contrario, si las servidumbres obtenidas convencionalmente no brindan las garantías y seguridades en cuanto a la vigencia, sería recomendable solicitar en esos casos la imposición de servidumbres. Para tales efectos, los acuerdos alcanzados con los propietarios afectados podrán ser considerados como la compensación económica para el establecimiento de la servidumbre forzosa.

Con relación a los derechos de servidumbre eléctrica obtenidos por imposición del MINEM también es recomendable su inscripción en los Registros Públicos de Concesiones de Servicios Públicos y de Propiedad antes mencionados.

Finalmente, para efectos de financiamiento de proyectos, resulta recomendable que los acuerdos privados que se suscriban respecto a los predios, establezcan en forma expresa la posibilidad de ceder tales derechos sin necesidad de contar con autorización previa de los titulares, cuando dicha cesión ocurre en el marco de una operación de adquisición o cualquier otra de financiamiento del proyecto SGT, según corresponda.

5. Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.

A efectos de iniciar la etapa de construcción de la línea, la concesionaria debe contar con los CIRAs correspondientes a la totalidad del área del proyecto SGT, de cara a evitar una posible contingencia que pueda devenir en la paralización de las obras y, por lo tanto, en un retraso del proyecto.

Cabe indicar que, una vez obtenidos los CIRAs correspondientes y previamente a que se dé inicio a las actividades de construcción, la concesionaria deberá cumplir con obtener la aprobación de un Plan de Monitoreo Arqueológico a través del cual se establezcan las acciones necesarias para prevenir, evitar, controlar, reducir y mitigar los posibles impactos negativos, antes y durante la fase de ejecución de obras del proyecto que podrían afectar bienes integrantes del Patrimonio Cultural de la Nación.

De resultar necesaria la variación del trazo de la línea de transmisión, lo cual será analizado más adelante, podría necesitarse la obtención de CIRAs adicionales para cubrir las áreas por donde pasaría el nuevo trazo de la línea de transmisión a fin de evitar la afectación de bienes integrantes del Patrimonio Cultural de la Nación.

6. Contrato de interconexión o mandato de conexión.

Con la finalidad de poder prestar el servicio de

transmisión en el SEIN, el titular del proyecto de transmisión requerirá suscribir un acuerdo de interconexión con el titular de la instalación eléctrica de transmisión donde se conectará vía su línea de transmisión.

En caso no llegue a formalizarse dicho acuerdo con el titular de la instalación de transmisión eléctrica, el titular del proyecto tendrá expedito el derecho de solicitar a OSINERGMIN la emisión de un Mandato de Conexión con la finalidad de obligar al respectivo titular de transmisión que le brinde el acceso a sus redes. Para tales efectos, el inversionista deberá asumir los costos derivados de la conexión física y, de ser el caso, de los servicios auxiliares prestados, así como respetar los estándares y procedimientos aprobados y las normas aplicables.

En caso sea necesario que el titular de la instalación de transmisión otorgue un espacio físico en una subestación, a efectos de llevar adelante la interconexión, el transmisor también deberá suscribir un contrato que le permita hacer uso del área de terreno correspondiente.

7. Estudio de operatividad.

A efectos que la adjudicataria pueda integrar las instalaciones SGT al SEIN, una vez que la línea ha sido construida, el COES debe verificar que ésta ha sido ejecutada siguiendo los criterios del estudio de pre-operatividad aprobado. En consecuencia, contar con el estudio de operatividad aprobado es requisito previo para la puesta en operación comercial. Luego de la aprobación del estudio de operatividad, el titular del proyecto deberá presentar la solicitud de pruebas de puesta en servicio para la conexión.

8. Inscripción en el registro de integrantes del COES.

El registro de la adjudicataria como miembro del COES se realizará una vez finalizada la construcción del proyecto SGT.

V. PRINCIPALES RIESGOS A SER CONSIDERADOS EN LA EJECUCIÓN DE UN PROYECTO DE TRANSMISIÓN SGT

Un proyecto SGT, debido a su envergadura, está sujeto a determinados riesgos de diversa índole. A continuación describimos algunos de los riesgos que deben ser evaluados por los inversionistas de este tipo de proyectos.

1. Variación de la ruta de la línea de transmisión.

Los sistemas SGT comprenden líneas de transmisión de varios kilómetros que atraviesan diversas regiones, así como diferentes zonas y tipos de terreno.

Debido a lo anterior, es probable que en algunas zonas en donde se ejecute el proyecto SGT se identifique la presencia de: (i) pueblos originarios que obliguen a ejecutar el proceso de consulta previa; (ii) restos arqueológicos; (iii) áreas naturales protegidas; o, (iv) una resistencia social aguda.

Esta situación puede obligar a realizar variaciones en la ruta o incluso a retirar algunos de los tramos del SGT. Bajo ese contexto, una variación en la ruta del trazo o diseño de la Línea de Transmisión puede causar demoras imprevistas que afecten el cronograma de ejecución del proyecto, así como el incremento de costos que no necesariamente serán reconocidos en la tarifa.

En la mayoría de los casos, aunque existe una obligación del Estado de brindar su apoyo al adjudicatario, en la generalidad de los casos la responsabilidad por las variaciones son imputadas al adjudicatario y el Estado no asume responsabilidad alguna. Es por ello que se recomienda que los concesionarios SGT cuenten con un análisis profundo de las consideraciones sociales, ambientales y arqueológicas de la zona para lograr determinar con la mayor certeza posible la ruta definitiva de la Línea de Transmisión, antes de suscribir el Contrato SGT.

En vista de lo anterior, podría ser aconsejable evaluar impactos en un área del EIA lo suficientemente amplia para que la eventual variación

del trazo que se origine por un proceso de consulta previa o por la presencia de restos arqueológicos, no origine a su vez la necesidad de realizar un nuevo EIA.

2. Proceso de consulta previa.

Si bien el proceso de consulta previa⁷ es una obligación de cargo del MINEM, sus costos son asumidos, generalmente, por el adjudicatario y, además, la demora en su ejecución afectará la ruta crítica del proyecto.

En relación al proceso de consulta previa deberá considerarse que únicamente corresponde realizarse si es que se determinara la presencia de pueblos originarios por parte del Ministerio de Cultura.

El proceso de consulta previa: (i) es realizado por el MINEM durante la tramitación de la concesión definitiva de transmisión; (ii) conforme al marco legal, el procedimiento debe tener una duración máxima de 120 días calendario, sin embargo no existe ninguna consecuencia legal en caso que el plazo se extendiera; (iii) en el marco del proceso de consulta previa el MINEM puede llegar a una serie de acuerdos que pueden contener la necesidad de pagar compensaciones o reubicar la línea de transmisión así como la infraestructura necesaria para su implementación; y, (iv) el MINEM podrá establecer restricciones necesarias para garantizar los derechos colectivos de los pueblos indígenas u originarios debido a que no se pudieron celebrar acuerdos o que estos resultan insuficientes.

A la fecha de preparación del presente artículo no existe experiencia en la realización del proceso de consulta previa en líneas de transmisión y el MINEM no necesariamente cuenta con el personal y demás recursos necesarios para su ejecución. Por lo tanto, en caso se determinara que es necesario realizar un proceso de consulta previa, es probable que se generen demoras

7. La consulta previa se realizará en paralelo a los talleres de participación ciudadana que forman parte del procedimiento de aprobación del EIA; sin embargo, ambos constituyen procedimientos independientes.

en el cronograma de ejecución del proyecto y consecuentemente un incremento de costos de inversión que no necesariamente podrán ser reconocidos en la tarifa.

Por ello, es recomendable que en la negociación y comentarios al Contrato SGT, se pacte que el importe correspondiente a la inversión que hubiera sido presentado durante la licitación –y que será reconocido en la tarifa–, será incrementado en el monto de las compensaciones que hubiera acordado el Estado durante el proceso de consulta, así como las mayores inversiones derivadas de un cambio en la localización del proyecto como consecuencia de éste. Este factor de corrección del costo de las inversiones es una herramienta útil y necesaria para evitar los riesgos de incrementos de los costos de inversión, por variaciones de ruta, en la construcción de sistemas de redes (líneas de transmisión y gasoductos).

Dicho factor de corrección o ajuste debería ser independiente del factor de actualización que también debería existir de los costos del servicio ofertados por el titular del proyecto cuando existe una diferencia muy marcada entre la fecha de cierre y la fecha de puesta en operación comercial (momento a partir del cual se cobra la tarifa).

3. Riesgos relativos a la obtención de servidumbres, al saneamiento de terrenos y a los derechos de paso.

Como se ha indicado líneas arriba, la adjudicataria tiene la obligación de obtener las servidumbres necesarias sobre los terrenos sobre los que se instalará la línea de transmisión, así como aquellas que le permitan contar con vías de acceso para la construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión.

Los costos vinculados a la obtención de servidumbres y los riesgos asociados a éstas general-

mente son asumidos por la concesionaria, por lo que no podrá solicitarse un incremento de la tarifa por los eventuales sobrecostos que se generen, a menos que se pacte lo contrario en el Contrato BOOT SGT y para ello se requerirá opinión del organismo regulador (OSINERGMIN).

Usualmente, en el caso particular de las nuevas subestaciones se contempla que la concesionaria adquiriera el terreno y lo habilite, debiendo proveerse el espacio de terreno para ampliaciones futuras.

En este punto debe considerarse que contar con los derechos de servidumbre o cualquier otro derecho sobre los terrenos de terceros es una condición precedente para la ejecución de las obras. Si bien es posible imponer servidumbres administrativamente, esta posibilidad únicamente es factible una vez obtenida la concesión definitiva de transmisión, procedimiento que sólo podrá iniciar una vez aprobado el EIA, y obtenida la aprobación del estudio de pre-operatividad, sin perjuicio que durante su tramitación se podría realizar un proceso de consulta previa.

Adicionalmente, debe tenerse presente que el proceso de negociación de servidumbres y adquisición de terrenos puede generar mayores costos de los esperados.

En vista de lo anterior, resulta recomendable que el proceso de negociación de servidumbres se realice conjuntamente con el proceso de Consulta Previa y que se desarrolle una estrategia contractual (que de preferencia involucre al MINEM) para que las compensaciones⁸ previstas en los acuerdos a suscribirse como consecuencia de la ejecución del proceso de consulta previa contemplen, en el Contrato BOOT SGT, los sobrecostos de la obtención de servidumbres.

4. Desequilibrio económico financiero del contrato SGT.

8. El término compensación en el marco del procedimiento previsto para el proceso de consulta previa contempla: "los precios, retribuciones, remuneraciones, indemnizaciones y en general las contraprestaciones y pagos que, bajo cualquier denominación, periodicidad, o característica, el concesionario pague a los pueblos indígenas u originarios o a sus miembros que resulte de la implementación de los acuerdos".

De acuerdo con el marco legal vigente, la concesionaria tendrá derecho a aplicar la cláusula de equilibrio económico financiero únicamente por cambios en las leyes aplicables (incluyendo temas tributarios y medioambientales) en la medida que tenga exclusiva relación a aspectos económicos financieros vinculados a la variación de ingresos y/o costos relacionados con la prestación del Servicio.

5. Contratación de seguros.

Generalmente, los Contratos SGT asumen que la terminación del Contrato se dará en caso de destrucción total, de manera que en estos casos, el beneficiario será el Concedente y no existe obligación de la adjudicataria de utilizar el dinero recibido del seguro para reemplazar y/o reparar los bienes de la concesión.

6. Imposibilidad de efectuar adendas al contrato SGT durante los tres primeros años de vigencia del contrato.

De acuerdo al Reglamento de la Ley Marco APP no podrán negociarse con el Concedente adendas al contrato hasta tres años después de su suscripción, salvo por: errores materiales, requerimientos de los Acreedores Permitidos vinculados a la etapa del cierre financiero; o precisar aspectos operativos para la mejor ejecución del contrato de concesión.

VI. OTROS ASPECTOS RELEVANTES PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

1. Cronograma de actividades para la construcción de la línea de transmisión y proyecto de ingeniería definitivo y memoria descriptiva.

La concesionaria deberá entregar al MINEM un cronograma de actividades a seguir para la ejecución de las obras, así como los proyectos definitivos de ingeniería de la Línea de Transmisión.

2. Empresa supervisora del proyecto.

Generalmente, las concesionarias deben contratar a una empresa supervisora de la obra y remitir copia de sus informes a OSINERGMIN y al MINEM.

3. Inscripción del contrato de concesión en el Registro de Concesiones.

Para efectuar de ganar oponibilidad y de asegurar condiciones de financiamiento, tanto la concesión definitiva como la Concesión BOOT SGT son susceptibles de inscripción en el Registro de Concesiones del Registro Público de Lima.

4. Riesgos por cambios regulatorios.

Este tipo de riesgos son asumidos por el adjudicatario. Los cambios en la regulación podrían generar sobrecostos no considerados en la evaluación de flujos del proyecto. Este riesgo se podría mitigar si se solicita y el Estado acepta la restitución del equilibrio económico del respectivo Contrato BOOT SGT, aunque no siempre puede ocurrir dicha aceptación del Estado.