

Revista Peruana de Energía^{Nº} 12

EDICIÓN 2025



S

SANTIVÁÑEZ
ABOGADOS



ENERGY
PARTNERS

REVISTA PERUANA DE ENERGÍA N° 12 (2025)

Director : Paul Súmar Gilt

Comité Editorial : Rosa Isabel Luna-Victoria
José Antonio Del Risco Ramírez

Edición : Miriam Uchuya Ccasani
Ana Murhiel Diaz Aguilar

El contenido de los artículos, así como las opiniones vertidas en ellos, son responsabilidad de los autores.

Queda prohibida la reproducción total o parcial de este ejemplar sin la autorización del Comité Editorial.

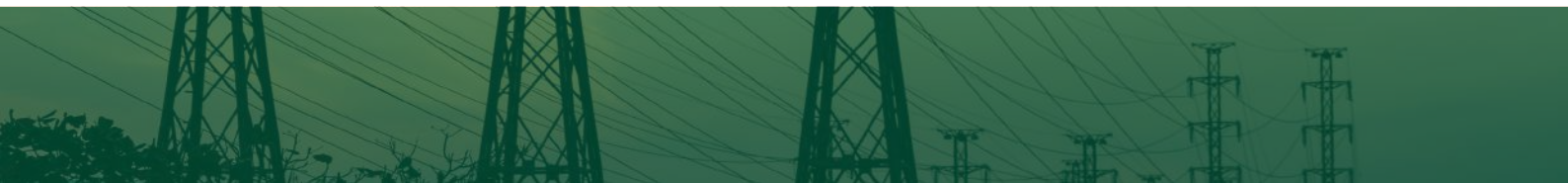
ISSN: 2955-8972 (En línea)

Diciembre 2025

Fondo Editorial Santiváñez Abogados

© Santiváñez Abogados S. Civil R. L.
Lima
Av. República de Panamá 3461 - Piso 9
San Isidro – 15036
+51 (1) 202 8000

estudio@santivanez.com.pe
<https://www.santivanez.com.pe/revista-peruana-de-energia/>

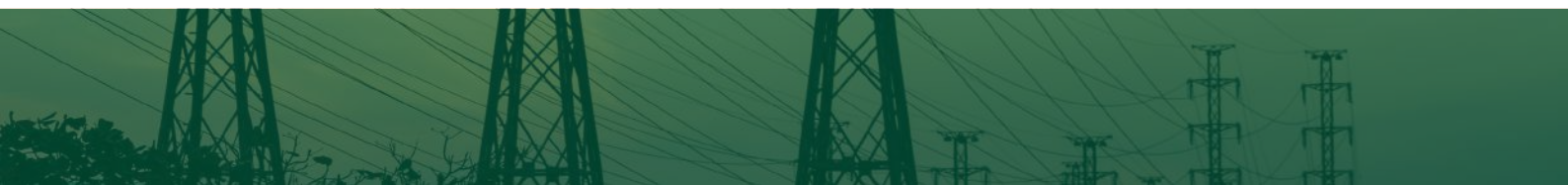


CONTENIDO

PRESENTACIÓN

ARTÍCULOS

Los directores de las distribuidoras eléctricas estatales Paul Súmar Gilt	1
Tres décadas de Concesiones en el Sector de Transmisión Eléctrica en el Perú David Shiguiyama	9
El rol de las Asociaciones Público Privadas y el desarrollo del Sector Energía Luis Espinoza Quiñones Alexandra Ching Espinosa	28
Reflexiones sobre la titularidad del petróleo en el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Ecuador Gustavo Almeida Oleas	35
Alternativas de contratación de los Generadores adjudicatarios de las Subastas RER Roberto Santiváñez Seminario Sandra Acosta Navarro	43
El Programa de Cumplimiento como factor atenuante de responsabilidad en los sectores de energía y minería José Antonio Del Risco	62
Aporte al FONCEPRI: ¿Un tributo que graba al inversionista? Joaquín Carrera	70



Presentación

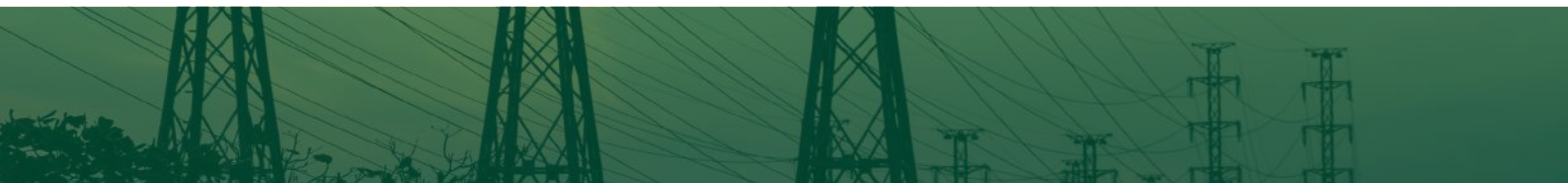


La Revista Peruana de Energía es la primera publicación académica peruana especializada en el sector energético, cuyo objetivo es analizar desde una perspectiva multidisciplinaria los acontecimientos y temas más relevantes relacionados con dicho sector. Esta iniciativa viene permitiendo la integración de una comunidad nacional e internacional de profesionales, profesores y funcionarios de la industria, quienes, a través de las investigaciones planteadas, vienen brindando alternativas a la regulación y a las prácticas vigentes, lo cual se traduce en mayores niveles de competitividad en el sector.

En virtud de ello, la presente edición, correspondiente al año 2025, contiene una interesante selección de artículos académicos que analizan la situación actual del sector energético y formulan propuestas y reflexiones relevantes. En ese sentido, el presente número aborda, entre otros temas, el análisis de la gestión en las distribuidoras eléctricas estatales, la evolución y los desafíos de las concesiones de transmisión eléctrica, el rol de las Asociaciones Público-Privadas, aspectos contractuales del sector hidrocarburos en el Ecuador, las alternativas de contratación de los generadores adjudicatarios de las subastas RER en el Perú, el Programa de Cumplimiento como atenuante de responsabilidad en los sectores energía y minería, y un análisis tributario del Aporte al Fondo de Promoción de la Inversión Privada.

Agradecemos la participación y el compromiso de los autores de esta edición, pues permiten la difusión y reflexión de temas altamente interesantes e importantes al día de hoy.

El Comité Editorial





Los directores de las distribuidoras eléctricas estatales

Paul Súmar Gilt

Socio de Santiváñez Abogados y especialista en energía, asociaciones público privadas, y solución de controversias.

1. INTRODUCCIÓN

Las 11 distribuidoras eléctricas estatales bajo el ámbito de FONAFE constituyen una pieza clave del sistema eléctrico peruano, debido al número de usuarios a los que prestan el servicio eléctrico, la extensión geográfica que cubren, y los activos que controlan. Dichas empresas, en conjunto, atienden a 5.2 millones de clientes, es decir, el 62% del total de usuarios conectados al SEIN; y son responsables de un extenso territorio (más del 75%, a juzgar por la extensión de las zonas de responsabilidad técnica). Además, controlan un activo esencial en sistemas interconectados como son las redes de distribución, las cuales requieren una atención especial, sobre todo en entornos con una geografía tan compleja y vasta como la peruana.

En este contexto, dada la relevancia de las distribuidoras estatales como actores clave en nuestro sector eléctrico, es necesario un permanente escrutinio externo, independiente de las propias empresas y el Estado. La situación de las distribuidoras podría analizarse desde diversas perspectivas. Para esta ocasión, elegí una perspectiva puntual, que consiste en evaluar la composición de los directorios. ¿Cumplen los elegidos con los atributos mínimos requeridos para la función que se les ha encomendado?

Antes de abordar esta pregunta, es fundamental resaltar la importancia de dicho análisis y las razones que lo hacen necesario, las cuales se resumen a continuación:

- i) La actividad de distribución es un monopolio legal, por lo que la competencia no sirve de bálsamo corrector.
- ii) A diferencia de una empresa privada (cuyos dueños finales son personas de carne y hueso, con la mira puesta en maximizar su beneficio), el Estado es una entequeia política difusa; y FONAFE, su teórico representante, no tiene el conocimiento ni las agallas para comportarse como un dueño enfocado y combativo.
- iii) El hecho de que casi todos sus procesos empresariales (planificación, compras, recursos humanos, financiamiento, tesorería, etc.) sigan las mismas reglas pensadas para un ministerio o una municipalidad, crea un ecosistema diferente del que organizaciones de naturaleza empresarial requieren para prosperar.

En ese sentido, se hace evidente que se requiere de una composición adecuada de los directorios para mitigar los efectos perjudiciales que acarrear tener un accionista espectral y un entorno burocrático, inmune a la competencia. Una composición crónicamente inadecuada amplificaría dichos efectos perjudiciales en medida impredecible.

2. ¿CUMPLEN LOS ELEGIDOS CON LOS ATRIBUTOS MÍNIMOS REQUERIDOS PARA LA FUNCIÓN QUE SE LES HA ENCOMENDADO?

2.1. Método seguido

Para graficar el perfil de los directores de las 11 distribuidoras estatales bajo FONAFE que hoy integran el SEIN, se empleó información pública de internet, con corte a diciembre de 2024, particularmente sus hojas de vida (CV).¹

2.2. Resultados

Número y género

Son un total de 53 directores, y 4 de ellos se repiten en 4 empresas (Distriluz). El 80% son varones, porcentaje que luce delgado comparado con el objetivo de una acción afirmativa que procure remontar la brecha de género.

Selección

Del total de directores, solo uno ha sido elegido por una empresa privada (accionista de SEAL). De los directores designados por el Estado, solo el 10% fue seleccionado tras una especie de concurso o cotejo (se les llama “directores independientes”); el resto fue elegido “a dedo” (en su mayor parte por el Ministerio de Energía y Minas, y en menor medida por el Ministerio de Economía y Finanzas).

Dos tercios tiene, a diciembre de 2024, menos de 3 años de ejercicio como director; es decir, fueron nombrados después de que ingresara Pedro Castillo como presidente. Alta rotación. No se publica ni está disponible el expediente que sustenta el nombramiento, ni mucho menos un informe del ministro proponente que explique los méritos del entrante o los defectos del renunciante. Claramente, el proceso de reclutar directores no sigue un protocolo técnicamente apropiado ni con la publicidad que merece.² Antes bien, estaría expuesto a la influencia política con todos los problemas que esto conlleva en nuestro país.

¹ Con respecto a este punto, quisiera hacer público mi agradecimiento a Ivett Aucapure, estudiante de Derecho de la PUCP y Practicante en el Estudio Santivañez, por haber recolectado de internet, y diseccionado, los CVs y otra información de los directores actuales.

² Existe una directiva denominada Lineamiento para la Gestión de Directorios y Directores de las empresas bajo el ámbito de FONAFE. Un amplísimo abanico de requisitos, impedimentos y evaluaciones que, a juzgar por los resultados, no ha sido impermeable al voluntarismo político de los ocupantes precarios de MEF y MINEM.

Sobre su experiencia profesional

El 60% tiene como trabajo principal, ser funcionario o empleado de una entidad del Sector Público. El problema con esto sería que estas personas traen a la mesa una cultura organizacional propia del sector público, que naturalmente es aversa al riesgo, la innovación y el cumplimiento de metas financieras. Muy posiblemente son buenos como funcionarios públicos, pero, por eso mismo, no están acostumbrados a internalizar los costos de malas decisiones ni a mejorar y crecer para sobrevivir en el mercado. No despiden personas ni se comen pleitos.

En cambio, muchos de los directores que provienen del sector privado tienen por ocupación principal actividades que sugieren que tienen a cargo la gestión de negocios propios o ajenos. Las organizaciones de las que provienen no son grandes corporaciones, sino más bien pequeñas empresas y consultoras.

Antigüedad	Núm	%
Menos de 3 años	36	68%
Entre 3 y 6 años	5	9%
Entre 6 y 9 años	8	15%
Más de 9 años	4	8%

Profesión	Núm	%
Abogado	11	21%
Ingeniero Industrial	11	21%
Economista	10	19%
Ingeniero Electricista	11	21%
Administrador	4	8%
Ingeniero Mecánico	3	6%
Contador	3	6%

Origen	Núm	%
Designado por Estado sin concurso	46	87%
Designado por Estado con concurso	6	11%
Designado por accionista privado	1	2%

Universidad Pre Grado	Núm	%
ULima	12	23%
UNI	7	13%
UP	4	8%
UNPRG	4	8%
UNFV	4	8%
PUCP	4	8%
UCSM	4	8%
USMP	4	8%
URP	3	6%
UNSAAC	2	4%
UNSA	1	2%
UNMSM	1	2%
UAP	1	2%
AmericanUniversity	1	2%
UNAP	1	2%



Fuente: Elaboración propia en base a los CVs publicados en internet

Sobre su formación profesional

Para obtener una idea sobre la calidad de formación académica, se podría emplear como un indicador la posición que ocupan las universidades en las que los directores obtuvieron su profesión. Obviamente, es un indicador relativo que habrá que tomar con pinzas. Pueden encontrarse malos profesionales egresados de buenas universidades, y buenos profesionales egresados de malas. Puede que antaño una universidad fuera buena, pero que hoy ya no lo sea. Además, el trabajo arduo y prolongado después de las aulas universitarias podría remontar las deficiencias de base. Aun con todos los reparos hechos, este indicador proporciona una idea general digna de ser vista, porque se mira al conjunto de datos (tendencia), y no se pretende evaluar a un director en particular.

Para ello, se eligieron dos rankings: uno internacional y muy conocido (QS World University),³ y otro local (SUNEDU).⁴ Se asumió para este artículo, que son “buenas” las universidades que figuran en los 7 primeros lugares,⁵ “regulares” las que figuran entre la posición 7 y la 15, y “malas” las que figuran en posiciones posteriores o no llegaron a entrar en el ranking.



Fuente: Elaboración propia

³ QS World University Rankings. (2024). Top global universities. <https://www.topuniversities.com/world-university-rankings>

⁴ SUNEDU. (2021). III Informe bienal sobre la realidad universitaria en el Perú. [III Informe Bienal.pdf](#)

⁵ Para el caso del QS Ranking, se tomó en cuenta el puesto de la universidad respecto de otras universidades peruanas en el ranking. PUCP, que es la primera en el ranking nacional, es la número 359 en el ranking internacional. UNMSM, que es la cuarta en el ranking nacional, es la número 901 en el internacional.

Número de directores según el puesto que la universidad de origen ocupa en el ranking nacional (Ranking de SUNEDU)



Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar de los gráficos anteriores, según QS, la mitad de los directores estudió en universidades que hoy serían consideradas regulares o malas; y según SUNEDU, oficialista, ¡ese porcentaje sería del 74%!

Sobre su experiencia en la industria de distribución eléctrica

Además del conocimiento, importa por supuesto la experiencia, pero no cualquier experiencia, sino aquella relevante en la industria, ya sea por la intensidad o por la extensión temporal de la relación. Uno puede ser ingeniero, abogado, economista, etc., y estar o haber estado lejos o cerca de la industria, en tiempo o intensidad, ya sea como accionista, director, funcionario, consultor, proveedor o docente, entre otros.

Lógicamente, lo ideal es que la distancia sea la menor posible, considerando que es una industria altamente regulada, técnicamente compleja y expuesta a innovación. Pues bien, a juzgar por la información declarada en los CVs, la mitad de los directores no ha estado cerca de la industria de la distribución eléctrica. Así, con mucha perplejidad se constata que la primera experiencia relevante en el mundo de la distribución es, para la mitad de los directores actuales, ¡dirigir una distribuidora!

Sobre los incentivos

Otro tema importante está relacionado con los incentivos de los directores. Puede mirarse desde dos ángulos: la recompensa que reciben por su labor, y la forma como el sistema de control evalúa su desempeño. La recompensa es únicamente una dieta por sesión (máximo dos al mes, que pueden ser virtuales), sin que importe el cumplimiento de metas de ningún tipo. El monto por sesión, ridículo para la responsabilidad que asumen, oscila entre 2 y 3 mil soles, sin importar el tamaño o complejidad de la situación de la compañía. Pueden contribuir a lograr metas importantes para la compañía, o llevarla a la ruina. No importa. La paga será la misma.

A guisa de conclusión

Todo lo dicho hasta aquí debería ser corroborado con un análisis de mayor profundidad, cualitativo más que cuantitativo. Sin embargo, los primeros hallazgos que este documento reporta sugieren que es verosímil una sospecha que muchos vemos crecer día a día, y es la siguiente: de un lado, que en gran medida los directores actuales de las distribuidoras eléctricas no tendrían el perfil que requieren estas empresas; y, por otro lado, que, si las normas y prácticas existentes no cambian, la situación tenderá a empeorar rápidamente.

3. ¿QUÉ SE PUEDE HACER PARA CAMBIAR ESTA SITUACIÓN?

Primero, se debe tomar conciencia de que elegir directores apropiados es una decisión de primera importancia. Son empresas que en conjunto venden más de 1,500 millones de dólares al año, y cuyo servicio llega a la mitad de la población nacional.

Segundo, estas distribuidoras pueden gestionarse con un número menor que 53 directores. Considerando que los temas, problemas y soluciones son virtualmente comunes a todas, y que todas tienen el mismo dueño, la cifra de 53 dibuja todo un batallón, francamente innecesario. Se les puede dispensar un tratamiento corporativo (como sucede con Distriluz); o, aún mejor, se las podría fusionar en tres compañías (centro/norte, sur y amazonas, por ejemplo), debido las evidentes eficiencias que se obtendrían en una serie de materias, incluyendo operaciones, compras, financiamiento, etc. Es lo que haría un dueño privado.



Tres décadas de Concesiones en el Sector de Transmisión Eléctrica en el Perú

David Shiguiyama Gerente de Latin Pacific Capital, con experiencia en más de 70 proyectos APP. Consultor de International Finance Corporation (IFC). Economista de la Universidad del Pacífico y MBA de Duke University.

1. ANTECEDENTES

El Perú cuenta con cerca de treinta años de experiencias exitosas en asociaciones público privadas (APP) en el sector eléctrico, especialmente en transmisión. Hasta inicios de la década de 1990, el sector eléctrico estaba integrado verticalmente y monopolizado por empresas estatales. Sin embargo, en 1992 la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas¹ marcó un hito al establecer la separación de las actividades de generación, distribución y transmisión y promover la inversión privada en el sector.

¹ Decreto Ley N° 25844, publicado en noviembre de 1992.

Como parte de este proceso, la ley estableció la promoción de la inversión privada en el sector, y el fortalecimiento del rol regulador del Estado mediante la creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG, que en 2007 pasó a ser OSINERGMIN al ampliar su competencia al sector minero). Estas reformas, junto con la ambiciosa política de privatizaciones y concesiones iniciada en los años 90, impulsaron el desarrollo sostenido del subsector transmisión eléctrica, basado íntegramente en inversiones privadas.

1.1. Primera concesión: Proyecto Mantaro-Socabaya

En enero de 1998 se llevó a cabo la licitación de la Línea de Transmisión Mantaro-Socabaya, que permitió la interconexión entre el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS), dando origen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)². Este proyecto representó un punto de inflexión en la historia del sector eléctrico peruano, al convertirse en la primera concesión de transmisión adjudicada al sector privado bajo la nueva normatividad de concesiones, y dio origen a la primera experiencia en Perú de un contrato de concesión BOOT³. Como tal, fijó las pautas para los futuros contratos de concesión en transmisión, como se detalla en la sección 3.

En esta licitación precalificaron cinco postores internacionales (provenientes de Europa y Norteamérica), tres de los cuales presentaron ofertas. Finalmente, el proyecto fue adjudicado por 33 años (incluyendo el período de construcción) al Consorcio Transmantaro, conformado por Hydro-Québec International (Canadá) y Graña y Montero (Perú)⁴, quienes ofrecieron una inversión de US\$179 millones.

1.2. Privatización de ETECEN y ETESUR

En junio de 2002 se licitó la concesión de los sistemas de transmisión eléctrica existentes en el Perú: Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte (ETECEN) y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur (ETESUR). La adjudicación fue otorgada a la empresa colombiana Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) que pagó US\$262 millones al Estado por los activos de ambas empresas.

² La Puesta en Operación Comercial de este proyecto se realizó en octubre de 2000.

³ Build-Own-Operate-Transfer. Mediante un contrato BOOT el concesionario es responsable de la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura. Luego del plazo de concesión, los activos son transferidos al Estado.

⁴ En 2006 el Consorcio Transmantaro fue adquirido por las empresas colombianas Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y Empresa de Energía de Bogotá S.A. (EEB), con una participación de 60% y 40% respectivamente.

Además, como parte de la licitación, ISA se comprometió a: (i) construir la LT Zorritos-Zarumilla, facilitando la interconexión eléctrica con el Ecuador, (ii) reemplazar los conductores de la Línea Lima-Chimbote, para mejorar su capacidad y (iii) instalar un sistema de compensación reactiva en el Sistema Eléctrico del Sur, optimizando su estabilidad.

A cambio, el Contrato establecía una remuneración anual garantizada de US\$58.6 millones. A partir de esta licitación, el 100% del sistema de transmisión eléctrica en Perú quedó en manos del sector privado, consolidando así el modelo de concesiones como el principal mecanismo para el desarrollo y operación de la infraestructura de transmisión en el país.

2. PROCESO DE UNA APP EN TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.1. Plan de Transmisión

Cada dos años, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) elabora el Plan de Transmisión, en el cual se identifica la infraestructura de transmisión eléctrica requerida para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema eléctrico en un horizonte de diez años. Dicho plan es aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), previa opinión de OSINERGMIN.⁵

2.2. Incorporación al proceso de promoción de inversión privada

Los proyectos vinculantes incluidos en el Plan de Transmisión vigente son encargados por el MINEM a Proinversión para su licitación. Según lo señalado en la Ley de APPs,⁶ ProInversión debe elaborar un Informe de Evaluación para cada proyecto, a fin de determinar su viabilidad como proyecto APP. Luego de la aprobación del Informe de Evaluación, los proyectos son incorporados al proceso de promoción de inversión privada.

2.3. Licitación

Incorporado un proyecto al proceso, Proinversión elabora el Plan de Promoción y se encarga de la licitación. Una licitación típica sigue un esquema estructurado que incluye, entre otros:

⁵ El Plan de Transmisión 2025-2034 fue aprobado por MINEM mediante la Resolución Ministerial 483-2024-MINEM/DM publicada el 30 de diciembre de 2024. El plan contempla 19 proyectos de infraestructura eléctrica con fechas programadas para alcanzar la puesta en operación comercial entre 2028 y 2030

⁶ Decreto Legislativo 1362, que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos.

- **Precalificación de postores:** Solo pueden participar operadores con la capacidad financiera y técnica para desarrollar los proyectos.
- **Consulta y ajustes al contrato:** Usualmente se realiza dos rondas de comentarios al proyecto de contrato de concesión, para obtener retroalimentación de los postores. La versión final del contrato es conocida por todos antes de la adjudicación y no está sujeta a negociaciones posteriores.
- **Evaluación de ofertas:** Los postores presentan propuestas que consideran sólo dos variables: el monto de inversión y el costo anual de operación y mantenimiento.⁷ La buena pro se otorga a la oferta con el menor costo de servicio total, calculado como la sumatoria de la anualidad de la inversión⁸ y el costo anual de operación y mantenimiento.

Dado que el contrato incluye un anexo técnico con las características mínimas que debe cumplir el proyecto, no se solicita una propuesta técnica en la oferta de los postores, evitando así procesos adicionales de revisión y calificación. Este enfoque garantiza licitaciones transparentes y competitivas, promoviendo eficiencia y atracción de inversión privada en el sector.

2.4. Cierre y ejecución contractual

La firma del contrato de concesión (fecha de cierre) se realiza usualmente a los noventa días posteriores a la ejecución. En este período, el adjudicatario debe constituir la sociedad concesionaria, cuyos accionistas son los integrantes del consorcio postor. Alternativamente, el concesionario puede ser una empresa transmisora existente que gestione múltiples concesiones del sector de transmisión eléctrica.⁹

A partir de la fecha de cierre, el MINEM a través de la Dirección General de Electricidad asume el rol de contraparte del contrato, supervisando su cumplimiento y asegurando la correcta ejecución del proyecto.

⁷ Para ello, Proinversión fija valores máximos permitidos para cada variable.

⁸ La anualidad se calcula a treinta años y a una tasa de descuento de 12%.

⁹ En este caso, el contrato de concesión exige que el concesionario lleve contabilidad independiente por cada proyecto de transmisión.

3. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

El desarrollo del sistema de transmisión eléctrica es una de las experiencias más exitosas de APPs en el Perú. Estas han contribuido significativamente a cerrar la brecha de inversión en infraestructura eléctrica en el país. Sus principales ventajas incluyen:

- Mayor capacidad de inversión en servicios públicos. Las APPs han permitido atraer inversión privada, complementando y potenciando los recursos públicos para el desarrollo del sector eléctrico.
- Mantenimiento y operación de largo plazo. A diferencia de las obras públicas tradicionales, que muchas veces enfrentan problemas de abandono y deterioro, las APPs incentivan un mantenimiento eficiente de la infraestructura por parte de los concesionarios.
- Reducción de riesgos para el Estado. Los inversionistas privados toman el riesgo de diseño y construcción, con lo cual el Estado evita asumir contingencias y sobrecostos usualmente asociados a las inversiones en infraestructura.

Este éxito se debe, en gran medida, a las siguientes características clave de los contratos de concesión:

3.1. Clara asignación de riesgos

En los proyectos de transmisión eléctrica, los riesgos están claramente asignados entre las partes. La mayoría de estos son asignados al concesionario, incluyendo el financiamiento, diseño, construcción, operación y mantenimiento.

Si bien el concesionario también asume los riesgos de ingresos y regulatorios, estos se encuentran acotados debido a la estabilidad del marco regulatorio, así como a la estructura de ingresos establecida en el contrato (ver literal c, más abajo).

Por su parte, el Estado retiene algunos riesgos, tales como Fuerza Mayor (referido a suspensión de obligaciones), ciertos riesgos normativos (en caso de restablecimiento del equilibrio económico) y el riesgo de terminación anticipada por causa no imputable al concesionario (ya sea parcial o total, dependiendo de la causal de terminación).

3.2. Contratos bancables

Para el éxito de las APPs, es fundamental que los contratos de concesión sean bancables. Por lo general, el concesionario es una empresa de propósito especial (SPV, por sus siglas en inglés), creada exclusivamente para desarrollar la concesión. Este modelo permite a los sponsors (empresas promotoras) aislar los riesgos asociados con nuevos proyectos, limitar su responsabilidad al capital aportado al SPV y, en la mayoría de los casos, evitar otorgar garantías de la matriz a un proyecto greenfield como son los proyectos de transmisión bajo APP.

De manera simplificada, los financiadores asignan varias decenas o centenas de millones de dólares para el desarrollo de un proyecto, respaldándose principalmente en lo estipulado en el contrato de concesión. Además, los activos financiados solo tienen valor en la medida en que sean capaces de brindar el servicio para el cual fueron diseñados y reciban la contraprestación correspondiente. Por ello, es fundamental garantizar estos aspectos:

- El proyecto sea técnica y económicamente viable
- El sponsor tenga adecuado conocimiento y experiencia en el sector
- El concedente cumpla con sus obligaciones contractuales
- El marco legal y regulatorio sea adecuado y predecible
- El contrato de concesión sea estructurado de manera bancable.

La bancabilidad del contrato depende de la percepción de los financiadores sobre el riesgo de incumplimiento en los pagos derivados del financiamiento. Al respecto, los contratos de concesión de transmisión en el Perú incluyen disposiciones importantes, como las siguientes:

- **Remuneración por el servicio.** Esta es claramente establecida con la presentación de ofertas, lo cual brinda certeza tanto al concesionario como a los financiadores (ver literal c).
- **Terminación anticipada.** Las cláusulas de terminación anticipada especifican claramente (i) las causales, especialmente aquellas atribuibles al concesionario; (ii) los montos que serán pagados al concesionario según el tipo de terminación; y (iii) los plazos en los que el Estado realizará dichos pagos.

10

Un proyecto greenfield es un proyecto nuevo sin infraestructura o instalaciones preexistentes.

- **Eventos de suspensión de obligaciones.** Se establece los eventos que justifican la interrupción temporal de las obligaciones del concesionario.
- **Solución de controversias.** Los contratos también incluyen cláusulas de solución de controversias mediante trato directo y arbitraje. El arbitraje es preferido por los concesionarios y sus financiadores debido a su mayor predictibilidad y rapidez en comparación con el sistema judicial. En proyectos con altos montos de inversión, el arbitraje internacional (usualmente CIADI) es una opción común y altamente recomendable.
- **Garantías permitidas, particularmente step-in rights.** Los contratos reconocen a ciertos financiadores como Acreedores Permitidos, incluyendo instituciones multilaterales de crédito, agencias gubernamentales de crédito y bancos (internacionales y nacionales) con una clasificación de riesgo mínima establecida en el contrato.¹¹ Estos acreedores pueden acceder a: (i) un paquete de garantías que incluyen la hipoteca del derecho de concesión; (ii) la cláusula de step-in rights que les permite reemplazar al concesionario o al operador calificado en caso de incumplimiento; y (iii) prioridad en la cascada de pagos en caso de terminación anticipada, con prelación únicamente después de las obligaciones laborales.

En resumen, la estructura contractual proporciona un equilibrio adecuado entre las responsabilidades del concesionario, la protección de los financiadores y la seguridad del concedente.

3.3. Ingresos predecibles

Uno de los temas clave en la estructuración del proyecto Mantaro-Socabaya en 1998 fue la periodicidad del cálculo tarifario. En ese entonces, la Ley de Concesiones Eléctricas establecía que la retribución del concesionario debía recalcularse cada cuatro años en función del valor nuevo de reemplazo, es decir, el costo teórico de construir nuevamente el activo con la tecnología y precios vigentes al momento de la evaluación, estimado por OSINERGMIN. Sin embargo, en el proyecto se optó por regular contractualmente el régimen tarifario, al amparo del TUO de Concesiones¹² y la normativa vigente en dicho momento.¹³

¹¹ Un proyecto greenfield es un proyecto nuevo sin infraestructura o instalaciones preexistentes.

¹² Diversas normas promulgadas para las concesiones en infraestructura fueron consolidadas en el Decreto Supremo 056-1996-PCM (el Texto Único Ordenado -TUO- de Concesiones).

¹³ Posteriormente, la Ley 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica), promulgada en julio de 2006, reconoció este régimen de excepción al disponer que los valores de inversión utilizados para la determinación de la Base Tarifaria son los resultantes de los procesos de licitación.

Así, la oferta económica del adjudicatario determina la retribución anual del concesionario (la Base Tarifaria) y no está sujeta a revisión posterior por el regulador (más allá de la indexación por inflación), lo que brinda total predictibilidad de los ingresos durante toda la concesión. La remuneración del concesionario refleja la inversión efectuada, no el costo hipotético de la infraestructura en un futuro (por ejemplo, en el año 10 de la concesión).

Otro factor que brinda predictibilidad a los ingresos es que, por normativa, los activos de transmisión en Perú son remunerados por disponibilidad y no por su nivel de utilización. En efecto, el sistema es concebido como un todo, con redundancias diseñadas para garantizar su confiabilidad y estabilidad. Por tanto, el peaje de transmisión no depende del uso efectivo de las líneas de transmisión, sino de su operatividad, es decir, de su capacidad de brindar el servicio.

Adicionalmente, la retribución al concesionario está denominada en dólares estadounidenses (aunque los pagos se realizan en soles al tipo de cambio vigente) y se ajusta con el índice de inflación indicado en el contrato¹⁶, a fin de mantener constante su valor en términos reales. La denominación en dólares de la retribución facilita el financiamiento en dicha moneda.¹⁷

Por último, si bien los ingresos de los concesionarios no están garantizados por el concedente, en la práctica el riesgo de incumplimiento de pagos es muy reducido. Los generadores eléctricos pagan el peaje de transmisión (que constituye un costo pass-through a los usuarios libres o distribuidoras). En caso un generador incumpliera con su pago, eventualmente el COES lo desconectaría del sistema y se vería impedido de evacuar y vender su energía. Debido a que el peaje de transmisión representa un costo relativamente menor dentro de la estructura tarifaria de un generador (dada su naturaleza de costo trasladable), no tendría mayor sentido que un generador incumpla con dichos pagos.

¹⁴ La remuneración anual se denomina Base Tarifaria para aquellos proyectos del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y Costo Medio Anual para los proyectos del Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Como la gran mayoría de proyectos adjudicados pertenecen al SGT, en este documento se utiliza la nomenclatura del SGT.

¹⁵ En estricto sentido, la remuneración del concesionario se basa en el monto de inversión indicado en su oferta económica, independientemente del costo real de ejecución del proyecto. Como el riesgo de construcción es asignado completamente al concesionario, la Base Tarifaria no se ajusta por eventuales sobrecostos o ahorros en la inversión efectuada.

¹⁶ Índice de precios al por mayor WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica.

¹⁷ En otros sectores en Perú, como por ejemplo saneamiento, las tarifas para los concesionarios de plantas de tratamiento de agua potable o de aguas residuales están fijadas en soles. Esto restringe el acceso a financiamiento en dólares debido al riesgo cambiario, lo que encarece, limita o incluso puede impedir el financiamiento de proyectos gran escala, dado que el mercado financiero en soles carece de la profundidad necesaria.

3.4. Proyectos claramente definidos con flexibilidad en diseño

Uno de los principios clave de una APP es aprovechar la amplia experiencia y conocimiento técnico de los concesionarios, lo cual se logra mediante los requisitos de precalificación para participar en la licitación. De ahí que el riesgo de diseño y construcción recae íntegramente en ellos.

En ese orden de ideas, los contratos buscan un equilibrio entre establecer requisitos claros y permitir flexibilidad en el diseño. Para ello, el anexo técnico de los contratos especifica los elementos obligatorios del proyecto, dejando margen para que el concesionario optimice su ejecución.¹⁸ Por ejemplo, se especifican las ubicaciones de las subestaciones dentro de parámetros predefinidos, pero el trazado final de la línea queda a criterio del concesionario para optimizar el recorrido.¹⁹ En otras palabras, el contrato define el qué, pero no el cómo. El concesionario es responsable de desarrollar el expediente técnico en conformidad con el anexo técnico y los niveles de servicios, de modo que obtenga el certificado de conformidad del Estudio de Pre Operatividad del COES.

Dado que el concesionario asume el riesgo de diseño, el concedente no debe aprobar el expediente técnico, ya que, de facto, cada aprobación implicaría compartir dicho riesgo. En su lugar, los contratos establecen que el concedente otorga un visto bueno,²⁰ y no interviene de manera significativa durante la etapa constructiva.

Los contratos establecen una serie de hitos que deben ser cumplidos por el concesionario en los plazos máximos indicados, contados a partir de la fecha de cierre (i.e., fecha de suscripción del contrato). Los hitos típicos son los que se indican a continuación:

- Aprobación del instrumento de gestión ambiental
- Cierre financiero
- Llegada de los equipos principales al sitio de obra
- Puesta en operación comercial.

¹⁸ Si bien este enfoque se mantiene en términos conceptuales, varios stakeholders han expresado su preocupación por la evolución de los contratos, pues señalan que estos están adoptando características más propias de un contrato de obras (ver el literal b del numeral 5).

¹⁹ Así, los trazados indicados en los anteproyectos encargados por el MINEM antes de la licitación son solo referenciales.

²⁰ Mediante un “visto bueno” y no una “aprobación” formal, el Concedente verifica el cumplimiento de los lineamientos generales del contrato, pero no valida ni asume responsabilidad por el diseño.

El cumplimiento del cronograma de construcción es responsabilidad exclusiva del concesionario. Lo fundamental es que el hito final (i.e., la puesta en operación comercial) ocurra a tiempo. Demoras en hitos intermedios que no afecten este objetivo no generan perjuicios para el concedente ni para la sociedad. De ahí que no sea necesaria la imposición de penalidades por incumplimientos de hitos parciales. No obstante, cualquier demora en la puesta en operación comercial sí se sanciona con penalidades diarias y escalonadas.²¹

Asimismo, si alguno de los hitos se retrasa más de 150 días calendario, esto constituye causal de terminación anticipada por causa atribuible al concesionario.²² En tal caso, se le aplicaría la penalidad correspondiente a la terminación anticipada correspondiente.

En resumen, el diseño contractual busca otorgar la máxima flexibilidad posible al concesionario, enfocándose exclusivamente en el control de los aspectos esenciales del proyecto.

3.5. Pagos a la Puesta en Operación Comercial

Congruente con la asignación del riesgo de construcción al concesionario, el esquema de remuneración establece que el pago de la Base Tarifaria al concesionario solo comienza una vez que el proyecto alcanza la puesta en operación comercial.²³ Esto asegura que el sistema eléctrico no asuma costos por activos aún en construcción, trasladando al concesionario la responsabilidad de cualquier retraso o sobre costo.

Este enfoque fomenta una gestión eficiente durante la etapa constructiva, ya que el concesionario tiene un fuerte incentivo para completar la obra lo antes posible, dentro del plazo máximo contractual y cumpliendo con los niveles de servicio establecidos.

²¹ Por lo general, la penalidad diaria se duplica después de 30 días de atraso y se triplica a partir de los 60 días. La acumulación de estas penalidades diarias durante un periodo de 150 días alcanza un monto equivalente a la garantía de fiel cumplimiento, es decir, la penalidad aplicable en caso de terminación anticipada por causa atribuible al concesionario.

²² Salvo que las demoras no sean atribuibles al concesionario, en cuyo caso aplicaría el mecanismo de fuerza mayor o de acción indebida u omisión de la autoridad gubernamental competente, según corresponda.

²³ En los contratos de concesión, se establece que el pago de la Base Tarifaria se inicia con la puesta en operación comercial (POC). Para alcanzar la POC, el proyecto debe completar un periodo de operación experimental de 30 días, durante el cual debe cumplir con los niveles de servicio. Previamente, el COES debe haber aprobado la integración del Proyecto al SEIN, conforme al Procedimiento Técnico PR-20.

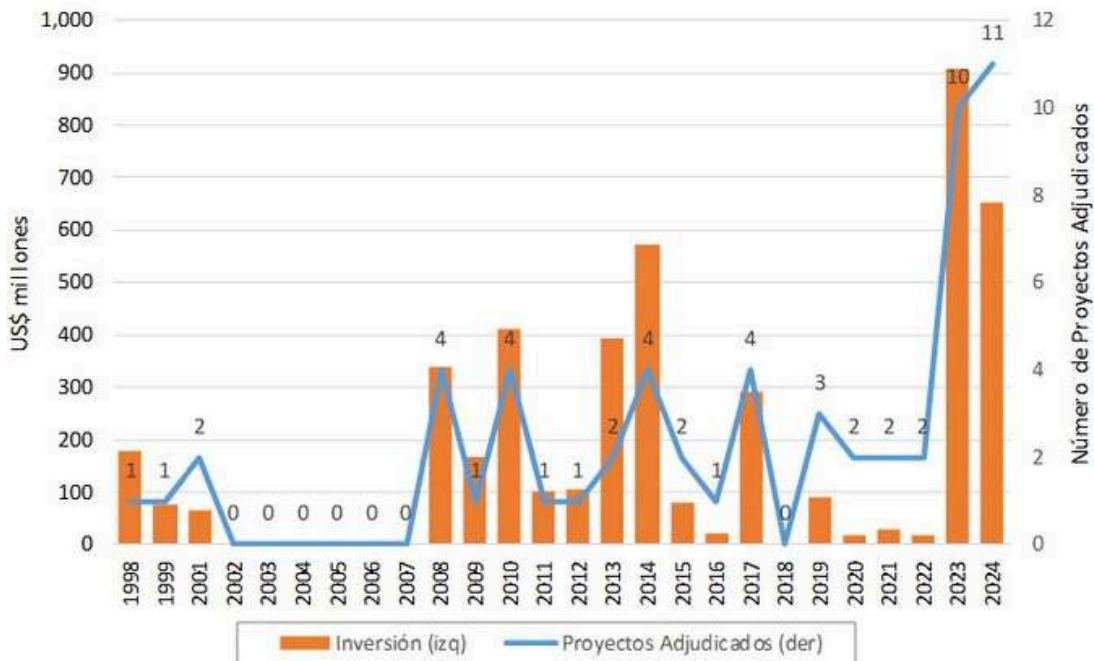
4. RESULTADOS

4.1. Proyectos Adjudicados

24

Entre 1998 y 2024, el Perú ha licitado un total de 58 proyectos de transmisión, con una inversión superior a US\$ 4,500 millones²⁵(ver apéndice 1). Estos proyectos han permitido la construcción de más de 12,500 Km de líneas de transmisión en alta tensión, incluyendo más de 5,600 Km en 500 kV. Gracias a estas iniciativas, se ha incrementado la capacidad de transmisión, facilitado la integración de nuevos proyectos de generación, mejorado la confiabilidad y la estabilidad del sistema, interconectado zonas geográficas que antes operaban de manera aislada y contribuido a la reducción de costos energéticos.

Perú: Proyectos APP en Transmisión Eléctrica (Número y Monto de Inversión)



Fuente: Proinversión
Elaboración: Propia

24

Corresponde únicamente a los proyectos de concesión greenfield. No incluye la licitación de ETECEN/ETESUR que implicó la transferencia de los activos existentes del sistema de transmisión peruano. Además, algunos proyectos fueron adjudicados en conjunto, lo que ha resultado en 35 licitaciones distintas. Latin Pacific Capital ha actuado como asesor de transacción de Proinversión en 30 de las 35 licitaciones.

25

Según los montos de inversión incluidos en las ofertas económicas de los adjudicatarios.

4.2. Amplia participación de postores

Las licitaciones en el subsector transmisión eléctrica en Perú han generado un notable interés entre inversionistas internacionales, lo cual refleja la confianza en el marco regulatorio, la competitividad de los procesos y el atractivo de los proyectos.

Desde 1998, más de treinta grupos operadores procedentes de América Latina, Europa, Norteamérica y Asia han participado en las licitaciones.²⁶ De ellos, once han resultado adjudicatarios (ver apéndice 2).

El alto nivel de participación ha sido una constante en estos procesos. En promedio, por licitación han calificado 5.3 postores, con 3.2 ofertas válidas presentadas por proceso. Sin embargo, desde 2023, cuando Proinversión empezó a licitar grupos de proyectos (de entre tres y cinco) en lugar de proyectos individuales o pares complementarios (como las subestaciones Chincha Nueva y Nazca Nueva, o los enlaces Mantaro–Nueva Yanango–Carapongo y Nueva Yanango–Nueva Huánuco), se ha observado una disminución en el número de oferentes.

En las cinco licitaciones más recientes a la fecha (agosto 2023 a diciembre 2024), solo en una se recibió más de dos ofertas válidas. Además, la licitación del grupo de cinco proyectos realizada en agosto de 2024 fue adjudicada con postor único.²⁷ Esta tendencia sugiere que la agrupación de múltiples proyectos en un solo proceso ha afectado la competencia, posiblemente debido al incremento en la complejidad técnica y financiera, o a la falta de tiempo suficiente para una evaluación adecuada.

Ante este escenario, sería recomendable analizar el impacto de la agrupación de proyectos en la participación de postores y evaluar posibles ajustes para fomentar mayor competencia en futuras licitaciones.

²⁶ Algunos de estos grupos han participado a través de diversas empresas (por ejemplo, ISA y Red Eléctrica) o formando consorcios con otras empresas (como Acciona con Abengoa). Como resultado, el número de postores distintos que han participado en las licitaciones se acerca al medio centenar.

²⁷ Este grupo incluyó los siguientes proyectos: (i) LT 500 kV Chilca CTM-Carabayllo - Tercer Circuito; (ii) Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV; (iii) Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo; (iv) Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho y LT 220 kV Muyurina – Ayacucho; y, (v) Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica. Este grupo fue adjudicado a Alupar Perú quien ofreció un monto total de inversión de US\$404.5 millones.

4.3. Contratos con problemas de ejecución

La gran mayoría de proyectos adjudicados han sido implementados con éxito o están en distintas etapas de construcción. De los cerca de sesenta proyectos adjudicados, solo cuatro han tenido problemas significativos de ejecución:

- LT Mantaro-Caravelí-Montalvo y LT Machupicchu-Cotaruse (adjudicados a Isonor Transmisión, conformado por Isolux Corsan y Elecnor, en 2008). Ambos contratos fueron terminados por acuerdo de las partes en 2014, luego de que el concesionario perdiera un arbitraje CIADI contra el Estado, en el que alegaba “excesiva onerosidad del servicio”.²⁸ Como parte del acuerdo, Isonor Transmisión se obligó a pagar un monto equivalente a la penalidad por terminación por incumplimiento del concesionario.
- LT Moyobamba-Iquitos (adjudicada al grupo Isolux en 2014). El concesionario enfrentó dificultades para la aprobación de su instrumento de gestión ambiental y solicitó la resolución del contrato en octubre de 2017. El contrato fue resuelto en enero de 2018 y el MINEM ejecutó la carta fianza en octubre de 2019.
- LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (adjudicada a Abengoa Perú en 2013). La construcción se encuentra paralizada desde julio de 2016 debido a problemas en la obtención de las servidumbres para la subestación Quencoro, ubicada en terrenos de la Universidad San Antonio Abad del Cusco. Actualmente, el proyecto está en proceso de reactivación tras la reubicación de dicha subestación. En 2024, el concesionario ha solicitado la cesión de posición contractual a favor del consorcio Acciona y Omega Perú (parte del grupo Abengoa).

Estos casos reflejan la importancia de una adecuada planificación, gestión de riesgos, y cumplimiento de requisitos ambientales y sociales para garantizar la ejecución eficiente de los proyectos de transmisión eléctrica en el país.

28

http://icsidfiles.worldbank.org/icsid/icsidblobs/onlineawards/C2060/DC4432_sp.pdf

5. LA AGENDA PENDIENTE

5.1. Fortalecimiento del concedente

El Decreto Legislativo 1543²⁹ establece que los Ministerios encargados de gestionar proyectos APPs deben implementar un Órgano Especializado para la Gestión y Ejecución de Proyectos, con el objetivo de mejorar la ejecución contractual de su cartera de proyectos.

En el caso del MINEM, la implementación de este órgano especializado fortalecería las capacidades del concedente y facilitaría la interacción con los concesionarios. En la actualidad, la Dirección General de Electricidad enfrenta una carga significativa, ya que, además de sus funciones regulares, debe administrar más de 60 proyectos APPs³⁰ y alrededor de 50 contratos de energía renovable, entre otros. Un órgano especializado enfocado en actuar como contraparte de los concesionarios permitiría agilizar las respuestas, optimizar la administración de los contratos y mejorar la eficiencia en la toma de decisiones, para beneficio del sistema eléctrico en su conjunto.

Así, esta mejora organizativa permitiría revisar y optimizar diversos plazos contractuales señalados para el concedente. Por ejemplo, el plazo actual para responder una solicitud de fuerza mayor es de 75 días hábiles³¹ (aproximadamente tres meses y medio), cuando un plazo adecuado de respuesta no debería exceder cinco días hábiles para brindar mayor predictibilidad en la ejecución contractual.

5.2. Revisión de contenido de los anexos técnicos

Los anexos técnicos de los contratos de concesión podrían simplificarse, ya que actualmente contienen tanto requisitos obligatorios como elementos referenciales. Según la opinión de varios concesionarios y del COES, los contratos de concesión han evolucionado de su concepción original como contrato de servicios hacia un formato más similar a contratos de obras,³² debido al excesivo nivel de detalle en algunos anexos técnicos.

29

Corresponde únicamente a los proyectos de concesión greenfield. No incluye la licitación de ETECEN/ETESUR que implicó la transferencia de los activos existentes del sistema de transmisión peruano. Además, algunos proyectos fueron adjudicados en conjunto, lo que ha resultado en 35 licitaciones distintas. Latin Pacific Capital ha actuado como asesor de transacción de Proinversión en 30 de las 35 licitaciones.

30

Según los montos de inversión incluidos en las ofertas económicas de los adjudicatarios.

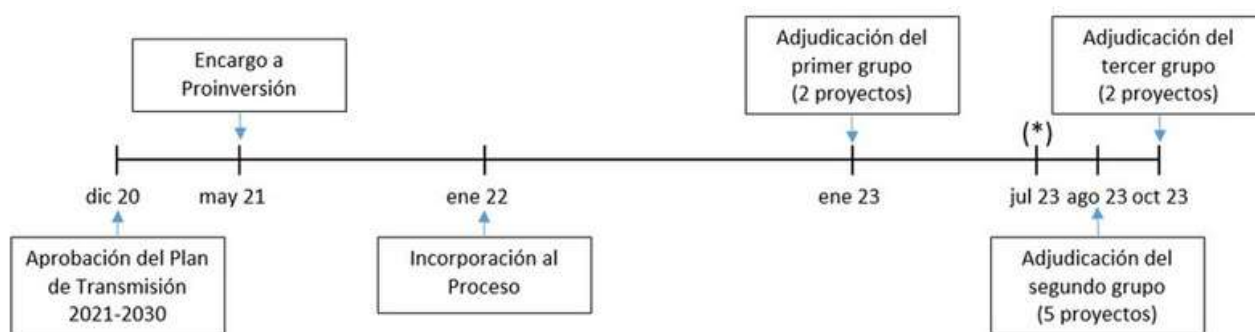
31

Ver, por ejemplo, el Contrato Hub Poroma suscrito en setiembre de 2024 (cláusula 10.6).

32

Mesa redonda “Asociaciones Público Privadas en Transmisión: Situación Actual y Agenda Pendiente”, organizada por Latin Pacific Capital y el Estudio Santiváñez el 14 de enero de 2025

Como ejemplo, el Plan de Transmisión 2021-2030 fue aprobado en diciembre de 2020, y el MINEM encargó su licitación a Proinversión en mayo de 2021. Sin embargo, recién en enero de 2022, ocho meses después, estos proyectos fueron incorporados al proceso de promoción de inversión privada, tras la aprobación del Informe de Evaluación requerido). Como resultado, la primera licitación de proyectos de dicho Plan de Transmisión se adjudicó en enero de 2023, veinte meses después del encargo y doce meses después de la incorporación.



(*) En julio de 2023 se adjudicó el proyecto Subestación Piura Nueva – Frontera

Según el Plan de Transmisión 2021-2030, los proyectos debían entrar en operación entre 2024 y 2025. No obstante, dados los plazos de licitación y los de construcción³³, 3 tales proyectos están programados para alcanzar la puesta en operación comercial entre 2027 y 2029, es decir, con tres o cuatro años de retraso.

La simplificación del Informe de Evaluación busca acelerar estos plazos. Si bien es un avance en la dirección correcta, su utilidad práctica sigue siendo cuestionable, considerando el extenso historial de adjudicaciones exitosas mediante mecanismos de APPs. Al respecto, se podría plantear que la incorporación al proceso de promoción de inversión privada de los proyectos del Plan de Transmisión se realice de manera mucho más expeditiva, idealmente de forma casi automática en no más de cuatro semanas desde su encargo a Proinversión. Por su parte, el MINEM podría apuntar a realizar el encargo a Proinversión en plazos mucho menores a los cinco meses utilizados.

33

Un reto adicional es reducir los tiempos de elaboración y aprobación de los instrumentos de gestión ambiental. Los contratos reflejan entre 24 y 27 meses para el cumplimiento de estos hitos.

34

En febrero de 2024 el MEF aprobó los Lineamientos para la elaboración del Informe de Evaluación que simplifican la elaboración de dicho documento para el sector eléctrico (RD 001-2024-EF 68.01, emitida al amparo de una disposición complementaria del DL 1362). Se espera que esta simplificación reduzca los plazos de elaboración y aprobación del Informe Especial de ocho a cuatro meses.

Asimismo, los trámites de aprobaciones internas deberían ajustarse para permitir que la adjudicación de un proyecto, desde su incorporación al proceso de promoción de inversión privada, pueda realizarse en seis a ocho meses. Este plazo resulta prudente tanto para la promoción de los proyectos como para que los postores puedan realizar sus respectivos análisis (due diligence). Finalmente, en ese orden de ideas, la suscripción de los contratos luego de la adjudicación (fecha de cierre) podría llevarse a cabo en un plazo de 45 a 60 días, en vez de los 90 actualmente previstos.

Una incorporación más expeditiva de los proyectos del Plan de Transmisión al proceso de promoción de inversión privada, junto con la reducción de los plazos de aprobaciones internas, permitiría una mejor planificación y una distribución más ordenada de las licitaciones (ver acápite siguiente).

5.4. Cronograma de licitaciones y grupos de proyectos

Por último, para fomentar una mayor competencia, Proinversión podría programar las licitaciones con un intervalo prudencial entre ellas, idealmente tres a cuatro meses. Además, sería conveniente revisar la cantidad y naturaleza de los proyectos agrupados en cada proceso, asegurando que los proyectos de un mismo grupo generen sinergias en función de su tipo, características o ubicación geográfica, para facilitar su implementación y posterior gestión.

Tomando como referencia los nueve proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030, inicialmente encargados por MINEM a Proinversión, estos se agruparon en tres bloques:

- **Grupo 1:** Comprendía los proyectos (i) Enlace Ica-Poroma y (ii) Enlace Cáclic-Jaén Norte. Fue adjudicado en enero de 2023, es decir veinte meses después del encargo de MINEM.
- **Grupo 2:** Incluía los proyectos (iii) Enlace San José-Yarabamba, (iv) Enlace Piura Nueva-Colán y (v) Enlace Belaúnde Terry-Tarapoto; así como las subestaciones (vi) Lambayeque Norte y (vii) Piura Este. Debido a sus características técnicas y plazos de ejecución, se dividió en dos subgrupos (los tres primeros proyectos en uno y las dos subestaciones en otro), dentro de una única licitación. Este grupo fue adjudicado en agosto de 2023, veintisiete meses después del encargo de MINEM.

35

Posteriormente, MINEM encargó quince proyectos adicionales a Proinversión, los cuales fueron divididos en cuatro grupos. A enero de 2025, tres de dichos grupos ya habían sido adjudicados (junio, agosto y diciembre de 2024). La adjudicación del grupo restante estaba programada para octubre de 2024, pero a la fecha se encuentra postergada.

- **Grupo 3:** Incluía los proyectos (viii) Enlace Huánuco Trujillo y (ix) Enlace Celendín Piura. Fue adjudicado en octubre de 2023, veintinueve meses después del encargo de MINEM y solo dos meses después de la adjudicación del Grupo 2.

Los Plazos relativamente cortos entre licitaciones dificultan la participación de postores, ya que sus equipos no pueden gestionar simultáneamente demasiados proyectos de manera eficiente. En el segundo semestre de 2023, además de las licitaciones de los Grupos 2 y 3, en julio se licitó el proyecto Subestación Nueva Piura-Frontera. Así, en un lapso de 4 meses (julio a octubre) se realizaron tres licitaciones que involucraron ocho proyectos distintos. Con plazos optimizados según lo propuesto en el literal anterior, los nueve proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030 podrían haberse licitado en cuatro procesos distintos con intervalos de tres meses entre licitaciones entre 2021 y 2022. Esto habría permitido completar las adjudicaciones en veinte meses desde el encargo de MINEM, con un espaciado adecuado entre licitaciones. Una programación de este tipo permitiría que los proyectos cumplan con entrar en operación comercial en las fechas previstas en el Plan de Transmisión, sin afectar el tiempo necesario para el due diligence de los postores. Los plazos indicados son perfectamente alcanzables mediante la optimización de los procedimientos internos de aprobación, sin comprometer la calidad ni la viabilidad de los proyectos. El desafío principal radica en ajustar los procedimientos y plazos internos del Estado para alcanzar estos objetivos, manteniendo los controles necesarios para asegurar la correcta y oportuna ejecución de los proyectos.

Apéndice 1 - Listado de Proyectos APP en Transmisión Eléctrica

Licitación	Año	Proyecto	Postores Calificados	Ofertas	Inversión	
					Base US\$ MM	Oferta US\$ MM
1	1998	LT Mantaro - Socabaya	5	3	300.0	179.2
2	1999	LT Socabaya – Moquegua (segundo circuito) (220 kV) LT Moquegua – Tacna y Moquegua – Puno (220 kV)	2	2	92.5	74.5
3	2001	LT Oroya-Carhuamayo-Paragsha-derivación Antamina LT Aguaytía-Pucallpa (138 kV)	3	3	57.3 17.8	57.3 8.2
4	2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Carhuaquero	5	5	279.4	106.1
5	2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo (500 kV) LT Machupicchu-Cotaruse (220 kV)	6	4	259.0 35.7	145.6 35.4
6	2008	LT Chilca - La Planicie - Zapallal (220kV y 500kV)	4	3	88.6	52.2
7	2009	LT Zapallal-Trujillo (500 kV)	5	3	210.1	167.5
8	2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo (500 kV)	5	2	399.0	291.0
9	2010	LT Tintaya-Socabaya (220 kV) LT Talara - Piura (segundo circuito 220 kV)	5	3	80.0 16.0	43.6 14.6
10	2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse (220 kV)	5	3	90.8	62.5
11	2011	LT Trujillo-Chiclayo (500 kV)	3	2	130.5	101.4
12	2012	LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba (220 kV)	4	3	173.7	106.9
13	2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (220 kV)	5	3	181.2	114.3
14	2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo (500 kV)	6	3	412.8	278.4
15	2014	LT La Planicie - Industriales (220 kV)	6	3	59.6	35.4
16	2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 kV)	8	2	581.2	499.2
17	2014	LT Friaspata - Mollepata (220 kV) Subestación Orcotuna (220/60 kV)	6	2	36.5 13.0	26.0 12.8
18	2015	LT Azángaro - Juliaca - Puno (220 kV)	5	4	67.0	36.8
19	2015	Subestación Carapongo	3	2	47.6	42.7
20	2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV)	7	3	41.7	20.2
21	2017	LT Aguaytía-Pucallpa (segundo circuito 138 kV)	5	3	37.3	8.8
22	2017	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huanuco	8	5	333.8 240.7	149.6 122.4
23	2017	LT Tintaya-Azángaro (220 kV)	8	6	55.0	12.1
24	2019	Enlace 500 kV La Niña - Piura Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía	7	6	128.1 49.6 31.2	58.5 19.4 12.8
25	2020	Subestación Chíncha Nueva 220/60 kV Subestación Nazca Nueva 220/60 kV	6	6	21.2 17.8	11.0 7.3
26	2021	Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado - Iberia Subestación Valle del Chira de 220/60/22.9 kV	6	4	33.4 13.5	15.3 13.5
27	2022	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero Subestación Nueva Tumbes y LT 60 kV Nueva Tumbes-Tumbes	9	5	30.4 8.4	9.5 8.4
28	2022	LT 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera (1a convocatoria)*	4	1	217.0	NA
29	2023	Enlace 220 kV Ica – Poroma ITC Enlace 220 kV Cáclic – Jaén Norte (2 circuitos)	8	4	50.8 81.5	44.0 29.1
28	2023	LT 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera (2a convocatoria) Enlace 500 kV San José - Yarabamba (G1)**	4	3	223.0 31.2	107.7 31.2
31	2023	Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (G1) Enlace 220 kV Belaúnde Terry - Tarapoto Norte (G1) Subestación Lambayeque Norte (G2) Subestación Piura Este (G2)	5	3 2	57.0 53.4 27.8 11.2	33.4 21.3 22.5 9.6
32	2023	Enlace 500 kV Huánuco - Trujillo Enlace 500 kV Celendín - Piura	6	2	561.1 272.1	335.2 272.1
33	2024	SE Hub Poroma y Enlace 500 kV Hub Poroma-Colectora SE Hub San José y Enlace 220 kV Hub San José-Repatriación SE Marcona II y Enlace 128 kV Marcona II-San Isidro-Pampa	5	4	120.7 109.6 98.5	56.1 51.0 45.8
34	2024	LT 500 kV Chilca CTM-Carabayllo - Tercer Circuito Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarria – Santa Rosa – Carapongo SE Muyurina 220 kV, SE Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica	3	1	58.4 138.2 75.1 109.4 59.6	52.6 125.4 68.8 101.1 56.6
35	2024	Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa Inc. confiabilidad del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo Inc. capacidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Huaraz	5	2	68.3 25.0 33.9	40.7 25.0 28.8
Total					6,937.1	4,518.6

*La licitación desierta pues se presentó solo un Postor. Las Bases requerían por los menos dos ofertas válidas para adjudicar. El proyecto Subestación Piura Nueva-Frontera fue adjudicado posteriormente en julio de 2023.

** Estos cinco proyectos fueron separados en dos grupos (G1 y G2), dentro de una misma licitación.

Fuente: Proinversión
Elaboración: Propia

Apéndice 2 - Adjudicatarios de Proyectos APPs en Transmisión Eléctrica

N°	Grupo	Contratos	Concesionario	Año	Proyecto			
1	Hydro Quebec	1	Consortio Transmantaro *	1998	LT Mantaro-Socabaya			
2	Red Eléctrica de España	5	Rede sur	1999	Reforzamiento de Sistemas Eléctricos del Sur			
			Transmisora Eléctrica del Sur	2010	LT Tintaya-Socabaya			
			Transmisora Eléctrica del Sur 2	2015	LT Azángaro-Juliaca-Puno			
			Transmisora Eléctrica del Sur 3	2016	LT Montalvo-Los Héroes			
			Transmisora Eléctrica del Sur 4	2017	LT Tintaya-Azángaro			
3	ISA **	21	ISA Perú	2001	LT Oroya-Caruahmayo-Paragsha-der. Antamina			
			ISA Perú	2001	LT Aguaytía-Pucallpa			
			Consortio Transmantaro	2010	LT Chilca-La Planicie-Zapallal			
			Consortio Transmantaro	2010	LT Zapallal-Trujillo			
			Consortio Transmantaro	2010	LT Talara-Piura			
			Consortio Transmantaro	2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse			
			Consortio Transmantaro	2011	LT Trujillo-Chiclayo			
			Consortio Transmantaro	2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo			
			Consortio Transmantaro	2014	LT La Planicie Industriales			
			Consortio Transmantaro	2014	LT Friaspata-Mollepata			
			Consortio Transmantaro	2014	SE Orcotuna			
			Consortio Transmantaro	2015	SE Carapongo			
			Consortio Transmantaro	2017	Enlace Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo			
			Consortio Transmantaro	2017	Enlace Nueva Yanango-Nueva Huánuco			
			Consortio Transmantaro	2020	SE Chincha Nueva			
			Consortio Transmantaro	2020	SE Nazca Nueva			
			Consortio Transmantaro	2023	Enlace San José-Yarabamba			
			Consortio Transmantaro	2023	ITC Piura Nueva-Colán			
			Consortio Transmantaro	2023	ITC Belaunde Terry-Tarapoto Norte			
			Consortio Eléctrico Yapay	2023	Enlace Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo			
			Consortio Eléctrico Yapay	2023	Enlace Celendín-Piura			
			4	Abengoa	3	Abengoa Transmisión Norte	2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Carhuaquero
						ATN3	2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya
Atlántica Transmisión Sur	2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo						
5	Isolux	3	Caraveli Cotaruse Transmisora de Energía	2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo			
			Caraveli Cotaruse Transmisora de Energía	2008	LT Machupicchu-Cotaruse			
			Líneas de Transmisión Peruanas	2014	LT Moyobamba-Iquitos			
6	Grupo Cobra	4	Conces. Línea de Transmisión CCNCN	2012	LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba			
			Conce. Línea de Transmisión La Niña	2019	Enlace Paríñas-Nueva Tumbes			
			Conce. Línea de Transmisión La Niña	2019	Enlace Tingo María-Aguaytía			
			Conce. Línea de Transmisión La Niña	2019	Enlace La Niña-Piura			
7	Terna Plus	1	Terna Perú	2017	LT Aguaytía-Pucallpa			
8	Celeo Redes	3	Pto. Maldonado Transmisora de Energía	2021	LT Puerto Maldonado-Ibería			
			Pto. Maldonado Transmisora de Energía	2021	SE Valle del Chira			
			Pto. Maldonado Transmisora de Energía	2023	LT Piura Nueva-Frontera			
9	Acciona Concesiones	7	Conces. Transmisora Reque Tumbes	2022	Enlace Reque-Nueva Carhuaquero			
			Conces. Transmisora Reque Tumbes	2022	SE Nueva Tumbes y LT Nueva Tumbes-Tumbes			
			Conces. Transmisora Ica-Poroma	2023	Enlace Ica-Poroma			
			Conces. Transmisora Ica-Poroma	2023	Enlace Cáclic-Jaén Norte			
			Concesionaria Transmisora Hub Poroma	2024	SE Hub Poroma y Enlace Hub Poroma-Colectora			
Concesionaria Transmisora Hub Poroma	2024	SE Hub San José y Enlace Hub San José-Repartición						
Concesionaria Transmisora Hub Poroma	2024	SE Marcona II y Enlace Marcona II-San Isidro-Pampa						
10	Alupar	7	Alupar Perú	2023	SE Piura Este			
			Alupar Perú	2023	ITC Lambayeque Norte			
			Transmisora Sierra Azul	2024	LT Chilca CTM-Carabaylo - Tercer Circuito			
			Transmisora Sierra Azul	2024	Nueva Subestación Bicentenario			
			Transmisora Sierra Azul	2024	Enlace Chavarría – Santa Rosa – Carapongo			
			Transmisora Sierra Azul	2024	SE Muyurina, SE Ayacucho, LT Muyurina-Ayacucho			
			Transmisora Sierra Azul	2024	Ampliación Suministro del Sistema Eléctrico Ica			
11	Engie	3	Engie Energía Perú	2024	Enlace Aguaytía – Pucallpa			
			Engie Energía Perú	2024	Inc. Confiabilidad Sistema Tarma – Chanchamayo			
			Engie Energía Perú	2024	Mejora Suministro Sistema Eléctrico Huaraz			

*En 2006 Hydro Quebec vendió Consortio Transmantaro al consorcio conformado por ISA (60%) y Empresa de Energía de Bogotá S.A. (40%).

**En 2002 ISA a través de la licitación de Etecen y Etesur, ISA adquirió los activos existentes del sistema de transmisión peruano.

Fuente: Proinversión
Elaboración: Propia



El rol de las Asociaciones Público Privadas y el desarrollo del Sector Energía

Luis Espinoza Quiñones Ingeniero Mecánico Electricista por la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y Magister en Administración de Negocios por la Universidad ESAN. Consultor en LAEQ & Asociados S.A.C. Contacto: gerencia@laeqsociados.com

Alexandra Ching Espinosa Abogada por la Universidad de San Martín de Porres, y Magister en Finanzas y Derecho Corporativo por la Universidad ESAN. Asociada en LAEQ & Asociados S.A.C. Contacto: alexandraching@laeqsociados.com

1. RESUMEN

Las primeras Asociaciones Público Privadas (APP) de Transmisión Eléctrica fueron desarrolladas en el tiempo que Proinversión era COPRI y Promcepri. Estos esquemas tuvieron sustento jurídico en el marco de la Ley N° 28832, que incluyó a Proinversión como agente subastador de proyectos troncales de transmisión. Dichos proyectos sirvieron para ampliar el mercado y, a la vez, mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, un aspecto importante para el desarrollo del país.

Hoy en día, el reto es desarrollar los Gasoductos troncales al Norte y Sur del país. Para tal fin, se debe utilizar el mismo concepto regulatorio aplicado en la Transmisión eléctrica (tarifas planas), a fin de que las nuevas inversiones beneficien a los generadores y ayuden a la desconcentración de la Generación.

2. LA RAZÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE PROINVERSIÓN EN LAS APP

En el negocio eléctrico existen actividades que son competitivas, es decir, aquellas en las que el mercado por sí solo resuelve el equilibrio entre la oferta y la demanda; sin embargo, también existen actividades dentro de las cuales las fallas de mercado no pueden ser resueltas por los propios actores.

Por ejemplo, si el consumo de energía se incrementa, entonces existirán mayores requerimientos de capacidad (potencia contratada) por parte de los usuarios en sus puntos de suministro; y/o la celebración de nuevos contratos de suministro de energía eléctrica, lo cual activa en los generadores la necesidad de instalar más generación para garantizar el suministro al cliente.

Los hechos demuestran que los generadores instalan las centrales necesarias cuando la demanda crece y los precios son razonables. Sin embargo, existen actividades ligadas a la red de transporte de energía y otras necesarias para mantener la seguridad del sistema eléctrico que tienen que ser resueltas mediante un proceso de planificación.

Debido a que las actividades que necesitan de planificación no compiten en el mercado, porque no existe un precio marginal que salga de dicho mercado de forma automática, dichas actividades o instalaciones requieren de una tarifa que se determina como un costo medio.

En dicho contexto, OSINERGMIN asume el rol de Organismo Regulador de las redes de transmisión y distribución eléctricas, y trabaja con valores teóricos que tratan de simular los precios del mercado. Ningún inversionista construirá una red de transmisión esperando que, posteriormente, el Organismo Regulador (OSINERGMIN) le fije un costo medio teórico que se aproxime al valor invertido. Lo descrito anteriormente también ocurre con las centrales de reserva fría o con equipos que sirven para mejorar el nivel de tensiones en la red de transmisión.

Por ello, para evitar los conflictos tarifarios con el Regulador y garantizar que exista la instalación que no puede ser pagada con precios marginales, la Ley N° 28832 incorporó las licitaciones de transmisión.

De manera paralela, otras leyes agregaron el concepto de licitar los equipos que el mercado paga por sí mismo. En la **Figura 1**, se explica la diferencia entre las actividades competitivas (generación) y las no competitivas (transmisión y distribución). Considerando que el Plan de Transmisión indica que alguna instalación o equipo debe ser instalado, se le encarga a Proinversión la subasta del bien a adquirir y se determina el costo de mercado.

Figura 1: La Participación de Proinversión en el Negocio Eléctrico



Fuente: Elaboración propia

En las licitaciones de Proinversión, se concursa el acceso al mercado y se le retribuye el costo solicitado (Inversión más O&M). Asimismo, Proinversión desarrolla contratos bajo la modalidad de Asociaciones Público Privadas (APP), las cuales han sido ampliamente usadas en el sector eléctrico, y constituyen una innovación introducida en el año 1997 con la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya. Producto del éxito de las APP en materia de transmisión eléctrica, en el año 2006, con la Ley N° 28832, se reconoció la necesidad de planificar la red de transmisión y, además, se estableció que el monto de pago a la inversión se determinaría en la subasta que debe desarrollar Proinversión.

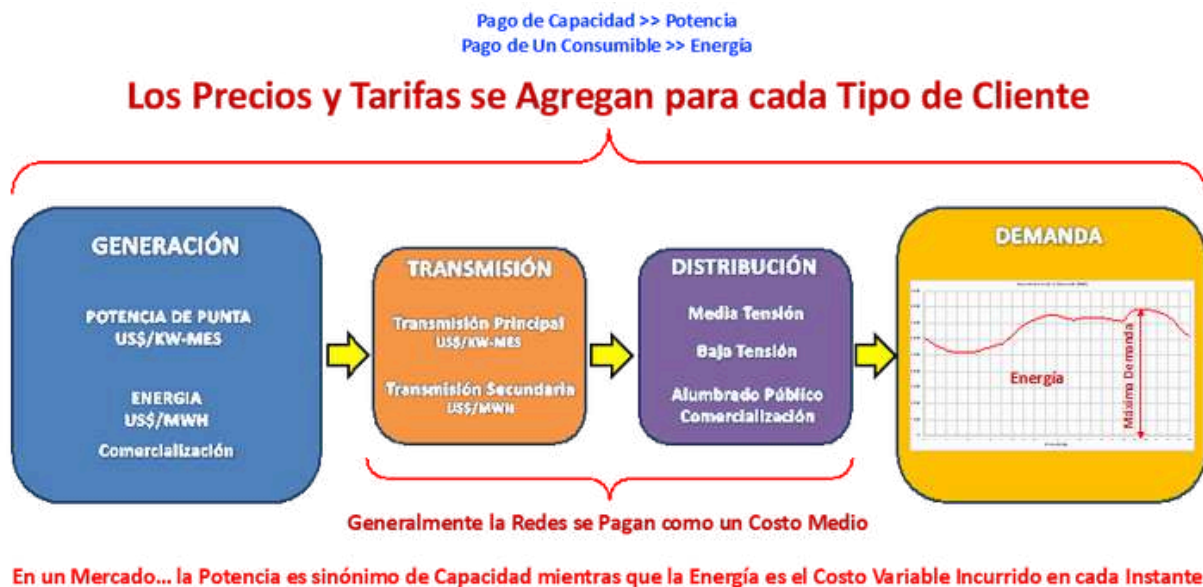
3. LOS PRECIOS Y TARIFAS EN EL PAGO DE LA ELECTRICIDAD

Los clientes o usuarios eléctricos son quienes, en definitiva, pagan todos los bienes y servicios suministrados por el sector eléctrico. Tal como se muestra en la **Figura 2**, la Generación tiene dos productos que son vendidos a los clientes: la potencia y la energía.

Por un lado, el precio de potencia del Generador se determina como el Costo Marginal más eficiente para suministrar potencia de punta, y a la vez pagar la reserva del sistema. Por otro lado, el precio de energía del Generador es el precio necesario para pagar las Centrales y cubrir los Costos Variables de la Central.

Los precios de potencia y energía los define el Generador, según las condiciones del mercado. Dado que OSINERGMIN define un precio de potencia de punta para el pago de la potencia firme, entonces los generadores por lo general venden la potencia de punta al mismo precio que el determinado por OSINERGMIN.

Figura 2: Estructura de los Costos pagados por los Usuarios Eléctricos



Fuente: Elaboración propia

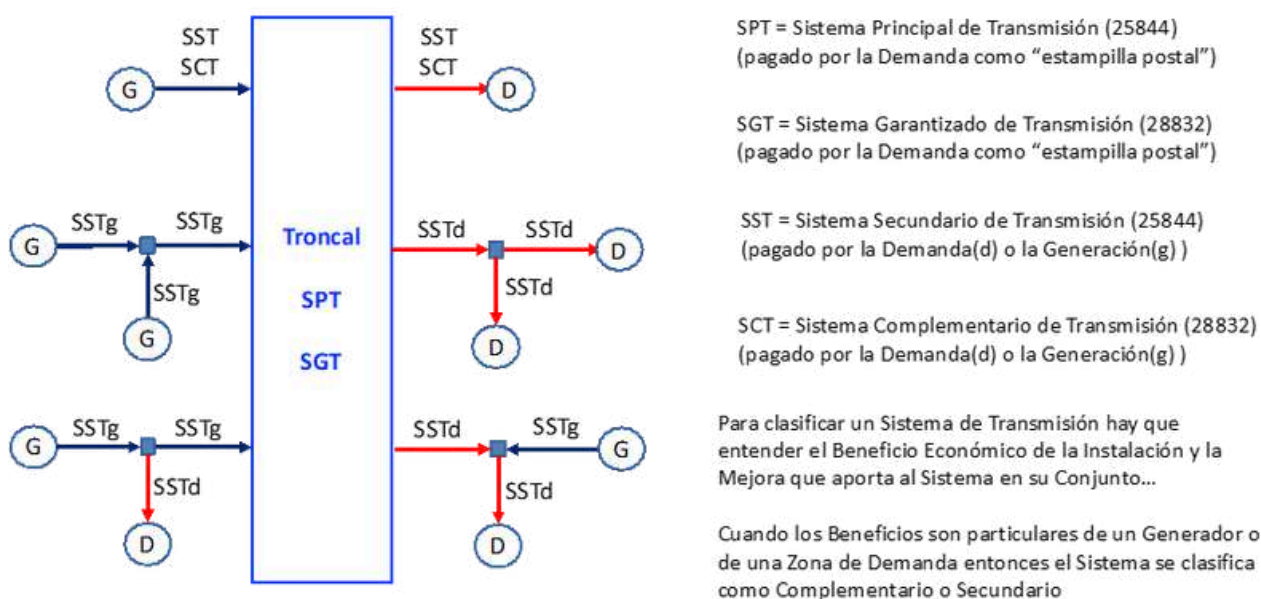
Por su parte, debemos señalar que las actividades de transmisión y distribución son 100% reguladas, siendo sus tarifas fijadas por OSINERGMIN en valores de potencia (transmisión principal y distribución) o energía (transmisión secundaria).

4. LA DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Los sistemas de transmisión en el Perú son 100% regulados, pero esta regulación es diferente si se trata del sistema troncal o secundario.

Al inicio de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) al sistema troncal se le denominaba Sistema Principal de Transmisión o SPT. Luego, con la Ley N° 28832, se agregó una nueva definición llamada Sistema Garantizado de Transmisión o SGT. Lo único que se buscaba es que el sistema troncal sea producto de una planificación y que a la vez sirva de “carretera” común a todos (ver **Figura 3**).

Figura 3: Definición de Sistemas de Transmisión



Fuente: Elaboración propia

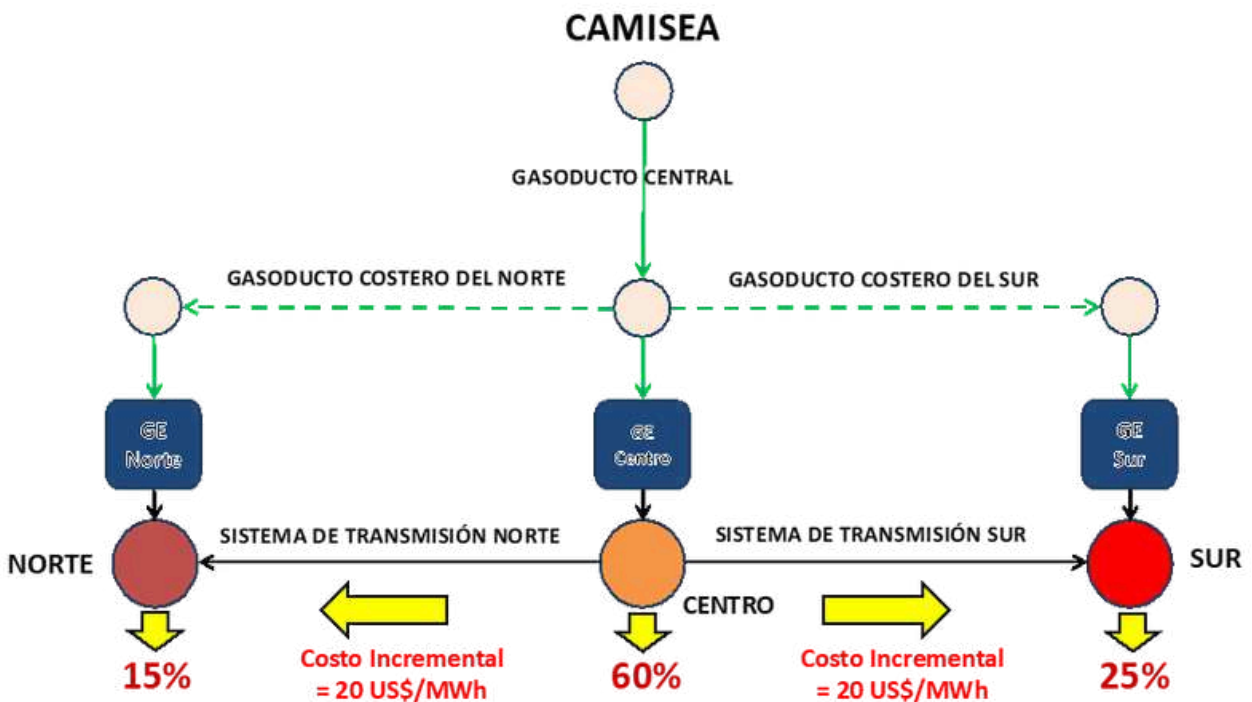
Igualmente, al inicio de la vigencia de la LCE, aparte del SPT, existía el Sistema Secundario de Transmisión o SST. Por definición, esta era la red donde se podía identificar a un usuario particular y con ello asignar a este usuario el pago del SST. Luego, la Ley N° 28832 agregó el nombre del Sistema Complementario de Transmisión o SCT, el cual en términos prácticos es similar al SST. Como se ha indicado, la Ley N° 28832 buscó que la transmisión se desarrolle como parte de una planificación centralizada, y que la parte troncal (SPT o SGT) sea desarrollada en el marco de inversiones lideradas por Proinversión de forma automática.

Sin embargo, la labor de Proinversión debía realizarse de acuerdo con los requerimientos técnicos y operativos dispuestos por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). A lo largo de los años, Proinversión ha demostrado que puede ejecutar la misión de convocar al Capital Privado para el desarrollo del Sistema Troncal, de tal forma que el Sistema Eléctrico no incremente sus niveles de inseguridad.

5. LA SINERGIA DEL GAS NATURAL EN EL NEGOCIO ELÉCTRICO

En la **Figura 4** se muestra cómo el Sistema de Gas Natural se mezcla con el Sistema Eléctrico para atender la demanda de energía del país. Dicha sinergia nos indica que, para el sector eléctrico, es importante que la forma de pago del sistema de transporte de gas debe ser similar al pago de la transmisión troncal.

Figura 4: La sinergia entre Camisea (Gas Natural) y la Transmisión Eléctrica



Fuente: Elaboración propia

La transmisión troncal es pagada por todos los usuarios, y su tarifa es plana e igual a nivel nacional. Esta forma de tarificación ha permitido y facilitado la conexión de generadores al Mercado de Corto Plazo, donde funcionan los Precios Spot. Para que el Transporte de Gas al Norte y Sur del Perú funcione en condiciones óptimas para los Generadores, la Tarifa de Transporte tiene que ser la misma a nivel nacional. La igualdad Tarifaria se puede lograr mediante un valor promedio ponderado, o trasladando los excesos respecto a Lima a un costo medio del Sistema de Transmisión. Cabe resaltar que el transporte de gas debe tener un valor plano para los generadores, dado que esto apoyaría la descentralización de la generación eléctrica. De esta manera, podemos lograr que se establezca y refuerce la operación del Sistema Eléctrico. Como se ha podido observar en la **Figura 4**, existen costos incrementales de transmisión eléctrica que no son asignados a los clientes de las zonas norte y sur, sino que se asignan en forma única a todos los usuarios del Sistema Eléctrico. Adicionalmente, es importante indicar que el hecho de determinar una tarifa plana para la troncal del país es una decisión de Política Energética que privilegia el desarrollo de la generación en lugar de la transmisión, dado que, a mayor competencia de la generación, mejores serán los precios a los clientes. En ese sentido, esta misma visión debe ser replicada en el Sistema de Transporte de Gas. Asimismo, como lo establece la Ley N° 29970, las APP de los Sistemas de Transporte de Gas deben ser convocadas y subastadas por Proinversión debido al éxito que se ha tenido en este tipo de esquemas, con la finalidad de dotar de confiabilidad del Sistema Eléctrico.

Abril de 2025



Reflexiones sobre la titularidad del petróleo en el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Ecuador

Gustavo Almeida Oleas LL.M. University of Pennsylvania Law School; Wharton Business & Law Certificate - The Wharton Business School, abogado por la Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Director del área de Energía y Recursos Naturales en la firma ecuatoriana Bustamante Fabara, Presidente del Instituto Ecuatoriano de Derecho de Energía y Recursos Naturales - IEDERN.

1. INTRODUCCIÓN

Ecuador es uno de los pocos países en el mundo que aún mantiene en su legislación petrolera la figura del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. No obstante, la política hidrocarburífera del país ha optado por retomar una modalidad, aunque modificada, de los contratos de participación para aquellos acuerdos suscritos a partir del 2018. A pesar de ello, en la actualidad, la mayoría de los contratos vigentes con operadoras privadas siguen siendo de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

A continuación, presento algunas breves reflexiones sobre el régimen petrolero en Ecuador, con especial énfasis en la titularidad del petróleo bajo el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, dada su relevancia.

2. MARCO CONSTITUCIONAL DE LA REGULACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

La Constitución de la República del Ecuador (en adelante, “Constitución”) determina que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de acuerdo con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia¹. Se consideran sectores estratégicos, entre otros, la energía en todas sus formas, los recursos naturales no renovables, el transporte y refinación de hidrocarburos². Podemos caracterizar, entonces, a los hidrocarburos como recursos naturales no renovables y, por lo tanto, como un sector estratégico.

Asimismo, la Constitución determina que los recursos naturales no renovables son propiedad inalienable del Estado ecuatoriano y que, en su gestión, se debe priorizar, entre otros, la conservación de la naturaleza, el cobro de regalías u otras contribuciones no tributarias y de participaciones empresariales, minimizando los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico³. Es trascendental además referir el postulado por el cual el Estado debe participar en los beneficios del aprovechamiento de estos recursos, en un monto que no sea inferior a los de la empresa que los explota⁴.

Por mandato constitucional, el aprovechamiento de los recursos naturales no renovables debe realizarse directamente por el Estado a través de sus empresas públicas⁵. Excepcionalmente, el Estado puede delegar las actividades de sectores estratégicos a empresas privadas⁶. Esta delegación puede ocurrir por medio de distintos mecanismos contractuales previstos en la normativa aplicable. En el caso de los hidrocarburos, la norma que desarrolla esta materia es la Ley de Hidrocarburos.

¹ Art. 313 de la Constitución. Aprobada mediante Registro Oficial N° 449 de fecha 20 de octubre de 2008.

² Art. 313 de la Constitución.

³ Art. 317 de la Constitución.

⁴ Art. 408 de la Constitución.

⁵ Art. 315 de la Constitución.

⁶ Art. 316 de la Constitución.

De lo anterior se desprende que, en el Ecuador, la explotación de los recursos naturales no renovables debe observar ciertos condicionamientos. Asimismo, esta actividad se encuentra altamente regulada debido a que estos recursos pertenecen al Estado.

3. MODALIDADES CONTRACTUALES BAJO LA LEY DE HIDROCARBUROS

La Ley de Hidrocarburos regula la industria ecuatoriana de petróleo y gas; contiene la legislación básica para los diferentes tipos de contratos que se celebran con el Estado, para la terminación de los contratos, sobre los ingresos estatales y los términos fiscales, para el transporte, la comercialización, la exportación, la distribución y comercialización, entre otras disposiciones.

Las siguientes modalidades contractuales previstas en la Ley de Hidrocarburos permiten a una compañía privada intervenir en las actividades hidrocarburíferas, a saber⁷: contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, contratos de asociación, contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, y mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana⁸.

Nos centraremos en el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que, por su relevancia, nos permitimos transcribir el texto de su principal regulación normativa. Conforme al Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos:

Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados. Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere

⁷ Art. 2 de la Ley de Hidrocarburos.

⁸ Para evitar confusión con los contratos de obras o servicios específicos que se suscriben con la empresa operadora estatal (EP Petroecuador) se excluye a estos contratos de las modalidades contractuales referidas en este artículo académico.

encontrado en el área objeto del contrato hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido. (...) ⁹

Según lo anotado anteriormente, se debe aclarar que este tipo de contratos no otorgan, en ningún caso, un derecho al contratista (operador petrolero) a la propiedad y titularidad sobre los hidrocarburos del subsuelo ni de aquellos explotados (extraídos) ¹⁰. Al contrario, como se verá más adelante, a diferencia de otras modalidades, este es y continúa siendo un contrato de provisión de servicios en virtud del cual la contratista presta un servicio al Estado; y, como contraprestación, recibe el pago de una tarifa ¹¹ (que toma en cuenta la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable). Si bien la tarifa puede ser pagada en dinero o en especie, esto no desnaturaliza ni modifica la esencia de este tipo de contratos a recibir un pago por la prestación del servicio; por ello, en principio, la tarifa que recibe la contratista no depende de, ni está condicionada a, factores extrínsecos como la subsecuente venta de dicho petróleo por parte del Estado ¹².

Consecuentemente, la contratista no tiene la facultad de hacerse de los hidrocarburos extraídos al tener la obligación de entregarlos al Estado en el lugar señalado en el respectivo contrato. Por su parte, al Estado le corresponde transportarlo y comercializarlo, al ser de su propiedad. Por lo tanto, al amparo del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, el petróleo es de propiedad del Estado en todo momento, incluyendo cuando la contratista realiza sus actividades para

⁹ Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos.

¹⁰ La propia Ley de Hidrocarburos señala en su primer artículo que los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente.

¹¹ Para mayor referencia de los contratos de servicio, véase Ernest E. Smith, *From Concessions to Service Contracts*, 27 Tulsa L. J. 493 (1992).

¹² Aunque debemos mencionar que, bajo los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos, se establece que del valor del ingreso bruto del contrato se realizarán ciertas deducciones, que resulta en el ingreso disponible con el cual el Estado pagará a la contratista su tarifa, y de existir valores pendientes de pago, se acumularán en favor de esta, bajo la cláusula de acumulación.

extraerlo del subsuelo y llevarlo a superficie, así como para evacuarlo hasta el lugar señalado en el contrato.

Esto se confirma en los considerandos de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno¹³ (2010), la cual introdujo modificaciones al contrato de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos que existía en aquella época, la misma que dispuso claramente que:

(...) [P]ara atender las circunstancias actuales del sector resulta necesario reformar la Ley de Hidrocarburos, introduciendo disposiciones que permitan impulsar la actividad hidrocarburífera, incrementando los niveles de producción de los campos petroleros, **dentro de un esquema contractual de prestación de servicios, que devuelva la titularidad de la totalidad de la producción nacional a favor del Estado, estableciendo únicamente el reconocimiento de una tarifa por barril producido a favor de las Contratistas, que no fluctúe en función del precio del petróleo (...)**¹⁴. (Énfasis agregado).

Consiguientemente, no opera bajo esta modalidad una transferencia de la propiedad del hidrocarburo por parte del Estado hacia la contratista¹⁵.

Es relevante también mencionar que, a través de esta referida Ley Reformativa, se dispuso el cuestionado mandato de que los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que habían sido suscritos hasta dicha fecha, debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos. Esto ocurrió precisamente porque el legislador consideró, aunque de manera abiertamente ilegal, que este tipo de contratación protegía de mejor manera los intereses del Estado en comparación a las otras modalidades. Por ello, desde el año 2010 las compañías operadoras fueron obligadas a renegociar sus contratos

¹³ Registro Oficial Suplemento No. 244 de 27 de julio de 2010.

¹⁴ Véase la exposición de motivos de la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno.

¹⁵ Véase el modelo de contrato modificatorio suscrito en el año 2010 por la entonces Secretaría de Hidrocarburos, que estipula que “8.1.3. La Contratista tendrá el derecho exclusivo de ejecutar los servicios objeto de este Contrato Modificatorio, dentro del Área del Contrato. *En ningún caso el ejercicio de tales derechos por parte de la Contratista implicará una cesión de la titularidad de los derechos que corresponden al Estado sobre los recursos naturales ubicados en el Área del Contrato por parte de la Secretaría.*”

petroleros con el Estado para que acojan el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos.

Se pueden realizar importantes distinciones entre el contrato de participación y el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos; los cuales son las dos modalidades contractuales que se encuentran vigentes en la actualidad para operadores petroleros. Al respecto, recuérdese que esta primera modalidad contractual fue retomada por el Estado en el año 2018, luego de casi 10 años en los que exclusivamente se habían celebrado contratos bajo la segunda modalidad¹⁶. Bajo el esquema de participación, la contratista, una vez iniciada la producción, tiene derecho a una participación en la producción del área del contrato, la cual se calculará en base a los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, en función del precio de comercialización del petróleo crudo y el volumen de hidrocarburos producidos¹⁷. Es decir, que este contrato otorga a la contratista un derecho a participar en un porcentaje de la producción del área del contrato. De esta manera, la contratista y el Estado comparten el riesgo, pues la contratista no recibe una tarifa por sus servicios, sino una porción de la producción una vez que ha sido entregada al Estado en el centro de fiscalización; cuota respecto de la cual la contratista debe encargarse de transportarla y comercializarla, a su costo y riesgo¹⁸.

Podría pensarse entonces que la contratista bajo un contrato de participación tendría un derecho de propiedad sobre la cuota del hidrocarburo explotado una vez que el Estado toma su porción. No obstante, un sector de la doctrina precisa que:

[S]e ha llegado a afirmar que este tipo de contratos confiere al contratista un derecho real sobre la parte que le corresponde del hidrocarburo extraído, pero todo indica que no pasa de ser un derecho personal que lo faculta para exigir al Estado la tradición, real o simbólica, de la parte correspondiente a su participación-, y que es esta última el modo por el cual adquiere el dominio

¹⁶ En la denominada Ronda Intracampos I, lanzada por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables en el 2018, se incorporó la modalidad contractual referida.

¹⁷ Art. 12-A de la Ley de Hidrocarburos.

¹⁸ Art. 66 del Reglamento Codificado de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos, publicado en el Registro Oficial Suplemento 446 de 28 de noviembre de 2023. De igual manera, un texto similar constaba en el derogado Art. 5 del Reglamento para la Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, publicada en el registro Oficial 364 de 21 de enero de 1994, reformado.

sobre su cuota de hidrocarburo. (...) ¹⁹.

De todas formas, bajo el contrato de participación, una vez que el contratista recibe su cuota, puede disponer de aquella ejerciendo su derecho de dominio.

Como se ha visto, entonces, el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación no puede ser equiparado con un contrato de participación, partiendo de los derechos que existen sobre los hidrocarburos producidos.

4. DIFERENCIACIÓN CON OTROS CONTRATOS ADMINISTRATIVOS

Hay que considerar que los contratos previstos en la Ley de Hidrocarburos, referidos antes, y especialmente el contrato de prestación de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos, son contratos administrativos. Al respecto, el Código Orgánico Administrativo establece que el contrato administrativo “es el acuerdo de voluntades productor de efectos jurídicos, entre dos o más sujetos de derecho, de los cuales uno ejerce una función administrativa. Los contratos administrativos se rigen por el ordenamiento jurídico específico en la materia.”²⁰. La jurisprudencia administrativa del Ecuador ha estimado con un carácter general que los contratos administrativos se clasifican por su objeto en cuatro especies: (i) de ejecución de obras; (ii) de prestación de servicios; (iii) de adquisición de bienes o contratos de suministros; y, (iv) contratos de colaboración que se otorgan por la delegación²¹.

Por su parte, en el ámbito del derecho petrolero, resulta aún más significativa la diferencia entre un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (sistema contractual) frente a uno de concesión petrolera (sistema de concesión). Al respecto, se conoce que antes de 1960 a nivel mundial existía exclusivamente el esquema de las concesiones en la industria petrolera. Bajo este sistema era característico el pago de regalías al Estado concedente para que el concesionario ejecutara la explotación de

¹⁹ Parraguez Ruiz, Luis. (2018). Régimen Jurídico de los Bienes, p. 217. Editorial Jurídica Cevallos"

²⁰ Art. 125 del Código Orgánico Administrativo. Además, considérese que en el mismo sentido el ERJAFE regulaba al contrato administrativo.

²¹ Véase la sentencia de 23 de enero del 2002, publicada en la Gaceta Judicial, Año CIII, Serie, XVII, No. 8, p 2342.

hidrocarburos a cambio de la transferencia de la titularidad (dominio) de los hidrocarburos en favor de la operadora privada²². En cambio, con la venida del sistema contractual actual, a inicios de 1970, el Estado mantiene la titularidad del hidrocarburo producido, y solamente otorga a la compañía operadora un pago (que, además, no está condicionado al valor del petróleo). Por lo tanto, lo que distingue a ambos sistemas es que bajo la concesión petrolera el Estado anfitrión permite la transferencia de la propiedad de recursos hidrocarbúricos en favor de las operadoras petroleras; en tanto que bajo el sistema contractual (como el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos) el dominio de reservas de hidrocarburos se mantiene en favor del Estado²³.

Así entonces, reafirmamos que, aunque tanto la concesión petrolera como el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos son contratos administrativos (en sentido amplio), en el ámbito del derecho petrolero existen notables diferencias entre estos dos contratos que no permiten que los mismos sean equiparables.

5. CONCLUSIONES

Como se ha podido observar de esta breve reflexión, en el Ecuador, la titularidad del petróleo al amparo de la modalidad contractual de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos corresponde al Estado. Asimismo, la contratista bajo este esquema no es acreedora de una cuota o participación en la producción petrolera, a diferencia del contrato de participación, y en ninguno de estos dos casos se transfiere el dominio de las reservas de los hidrocarburos por parte del Estado en favor de la contratista, a diferencia del sistema de la concesión petrolera.

Tener claras estas diferencias contribuye a una mejor comprensión del régimen jurídico aplicable a los contratos petroleros en el Ecuador, así como a evitar interpretaciones erróneas sobre los alcances de los derechos y obligaciones de las partes involucradas, especialmente en lo relativo a la propiedad de los recursos naturales.

Mayo de 2025

²² Véase Laub Benavides, A. (2009). Los Production Sharing Agreements: ¿Qué son, cómo funcionan, por qué son populares, y son tan diferentes del Contrato de Concesión?. *Revista De Derecho Administrativo*, (8), 189-208. Obtenida de

<https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13993>

²³ Laub, 2009, pp. 189-208.



Alternativas de contratación de los Generadores adjudicatarios de las Subastas RER

Roberto Santiváñez Seminario Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP); y Magister (JSM) por Stanford Law School, California, Estados Unidos. Especialista con 30 años de experiencia en sector energía (electricidad y gas natural) en aspectos de contratación de suministros y transporte, regulación y competencia, desarrollo y financiamiento de proyectos, adquisiciones de activos y empresas operadoras o concesionarias.

Sandra Acosta Navarro

Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP); y egresada de la Maestría en Regulación con Mención en Energía de la Universidad Privada de Ciencias Aplicadas (UPC). Especialista en Mercado Mayorista de Electricidad, temas COES, regulación tarifaria y controversias en el sector eléctrico.

1. INTRODUCCIÓN

En el sector eléctrico peruano, las medidas estatales para promover el uso de recursos energéticos renovables (RER) en la generación eléctrica se iniciaron en el año 2008¹, en un momento en el cual los Costos Marginales (CMg) del

¹ Con la emisión del Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, publicado el 2 de mayo del 2008.

Mercado de Corto Plazo (MCP) se encontraban artificialmente deprimidos², y, en consecuencia, también lo estaban los precios que podían obtener los generadores en el mercado de contratos de suministro. Por entonces, a nivel mundial, las tecnologías de generación con RER tenían un Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés), muy superior al de las tecnologías convencionales³.

En este contexto, el principal desafío para la incorporación de generación renovable al mercado eléctrico peruano era lograr la viabilidad económico-financiera de los proyectos, lo que requería de subsidios para lograr hacer rentable la inversión. Por ello, las medidas de promoción planteadas por el Estado Peruano en el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (DL 1002), se orientaron a ofrecer un ingreso garantizado y de largo plazo a dichos proyectos.

Para acceder a este ingreso garantizado los proyectos⁴ de generación renovable debían resultar adjudicados en subastas competitivas, en las cuales el factor de competencia era la tarifa propuesta por cada unidad de energía activa⁵ inyectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Parte de dicha tarifa (Tarifa de Adjudicación) sería pagada por los ingresos que recibirían los generadores en el MCP y la diferencia (denominada Prima RER) sería cubierta mediante un mecanismo de subsidio cruzado, soportado por todos los usuarios de electricidad.

Así, desde finales del año 2009 hasta inicios del año 2016, se llevaron a cabo cuatro subastas RER para el suministro de energía al SEIN (Subastas RER)

² Situación que se prolongó hasta aproximadamente el año 2017, entre otras razones, por la existencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, vigente por casi 10 años, que estableció que dichos Costos Marginales debían determinarse considerando que no existían restricciones de producción o transporte de gas, o de transmisión de electricidad; y del esquema de declaración de precios de gas natural, superado finalmente en el año 2021, que permitía a los generadores termoeléctricos que utilizaban dicho combustible declarar un precio de gas sin límite inferior para el despacho que realizaba el COES.

³ Con el desarrollo tecnológico y el incremento exponencial de la demanda de energía renovable a nivel global dicho costo se ha reducido considerablemente, acercándose, y hasta colocándose, por debajo al de las tecnologías convencionales.

⁴ Debe precisarse que en la primera subasta también se permitió la participación de Centrales RER ya construidas.

⁵ En este artículo nos referiremos a la energía activa como “energía”; cuando queramos referirnos a otros conceptos como la energía firme, utilizaremos su denominación completa.

conducidas por el OSINERGMIN, para incentivar la inversión en centrales de generación que utilicen recursos energéticos renovables (Centrales RER). En total, fueron adjudicados sesenta y cuatro proyectos y centrales⁶; de los cuales actualmente se encuentran en operación comercial cuarenta y nueve⁷. Estos últimos cuentan con una potencia acumulada de 1059 MW⁸, aproximadamente.

Los titulares de los proyectos adjudicados (generadores adjudicatarios), suscribieron con el Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), los denominados contratos de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN (Contrato de Concesión RER), mediante los cuales se comprometieron a construir, poner en operación comercial, operar y mantener las centrales con la tecnología adjudicada, a cambio del pago de la Tarifa de Adjudicación por cada unidad de energía inyectada hasta el límite de la energía adjudicada anual (Energía Adjudicada).

Las Tarifas de Adjudicación eran considerablemente mayores que los CMg que podían obtener los generadores en el MCP al momento de las subastas, y también lo han sido durante la operación comercial de las Centrales RER hasta aproximadamente el año 2021, pues como ya hemos indicado hasta dicho año los CMg fueron mantenidos artificialmente deprimidos, idealizados⁹ (hasta el año 2017)¹⁰ y reducidos por efecto de la declaración de precios de

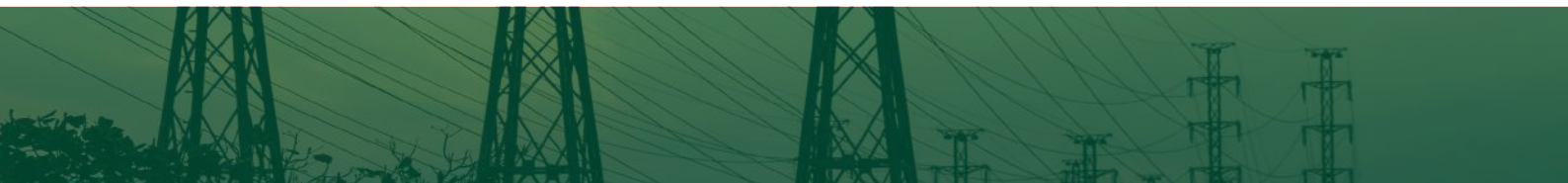
⁶ Siete eólicos, siete solares fotovoltaicos, uno con biomasa, cuatro con biogás, y cuarenta y cinco hidroeléctricos (con capacidad menor a 20 MW).

⁷ Siete eólicos (dos de ellos con el Contrato de Concesión RER resuelto), siete solares fotovoltaicos, uno con biomasa, cuatro con biogás, y treinta hidroeléctricos (con capacidad menor a 20 MW).

⁸ Las centrales hidroeléctricas representan 375 MW de dicha potencia, las centrales eólicas 364.3 MW, las centrales solares fotovoltaicas 285 MW y las centrales con biomasa 34.2 MW.

⁹ La idealización de los CMg consistió en determinarlos asumiendo un escenario ideal en el cual (contrariamente a la realidad) no existían restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.

¹⁰ Pues la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, prevista inicialmente hasta el 31 de diciembre de 2011, fue prorrogada en tres oportunidades: mediante el Decreto de Urgencia N° 079-2010, hasta el 31 de diciembre de 2013; mediante la Ley N° 30115, Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2014, hasta el 31 de diciembre de 2016; y finalmente mediante la Ley N° 30513, Ley que establece disposiciones para el financiamiento de Proyectos de Inversión Pública y dicta otras medidas prioritarias, hasta el 01 de octubre de 2017.



gas natural^{11,12}. Sin embargo, actualmente los CMg vienen alcanzando y superando en algunos escenarios las Tarifas de Adjudicación en las Subastas RER.

Además, en estos últimos años el mercado de Contratos de Suministro ha pasado de una situación de percepción de sobreoferta de generación y precios bajos de energía a enfrentar una realidad muy diferente, en la cual los precios de energía que se pueden obtener mediante la negociación directa e incluso mediante subastas privadas se han incrementado notablemente; y en el que los generadores ven necesario cubrir contractualmente el riesgo de los CMg pico que se vienen presentando ante la indisponibilidad de los recursos convencionales¹³ que generan casi el 87% de la energía del SEIN¹⁴.

En este escenario, los Generadores adjudicatarios tienen actualmente incentivos y oportunidades para comprometer la energía producida por sus Centrales RER mediante Contratos de Suministro o Contratos de Respaldo¹⁵ con terceros, incluso comprometiendo la Energía Adjudicada, por lo que surge la interrogante sobre si dicha contratación está permitida y cuáles serían sus consecuencias respecto a los Contratos de Concesión RER suscritos con el Estado Peruano. El presente artículo analiza dichas interrogantes.

Asimismo, en el presente artículo exploraremos las consecuencias a corto y largo plazo que podrían tener estas contrataciones en el mercado eléctrico peruano, y cómo la entrada de nuevos generadores RER no adjudicatarios podría verse impactada por dichas contrataciones.

¹¹ La declaración de precios de gas natural permitía que los titulares de centrales que utilizaban dicho combustible pudieran declarar, sin sustento alguno y sin un tope mínimo, el precio del gas natural; lo que fue utilizado para declarar precios iguales o cercanos a cero, que les aseguraba el despacho; desplazando a centrales más eficientes.

¹² La idealización de los CMg culminó cuando dejó de estar vigente el Decreto de Urgencia N° 049-2008; y, desde el 2020, se eliminaron del ordenamiento las disposiciones que permitían a los generadores que utilizan gas natural determinar el precio de dicho combustible para su uso en el despacho elaborado por el COES.

¹³ Tanto las bajas hidrológicas como las fallas de centrales de gran envergadura y mantenimientos en el ducto de gas natural de Camisea han producido estos picos, los cuales han tenido importantes repercusiones económicas tanto en generadores como en usuarios.

¹⁴ Según la Estadística Anual 2024 del COES, la producción con recursos hídricos no RER y con combustibles fósiles constituyó el 87.2% de la producción total en el año 2024, 47,8% la hídrica no RER, 37.7% el gas natural de Camisea y 1.7% otros combustibles fósiles.

¹⁵ Los contratos de respaldo son contratos suscritos entre generadores en los cuales uno de ellos respalda los retiros de los clientes del otro en el MCP.

De igual manera, en este artículo reflexionaremos acerca de los distintos incentivos que podría tener el Estado peruano en su doble rol de contraparte contractual y promotor de la generación RER frente a esta problemática

2. ¿PUEDEN LOS GENERADORES ADJUDICATARIOS SUSCRIBIR CONTRATOS DE SUMINISTRO U OTROS SIMILARES CON TERCEROS?

Para poder responder a esta interrogante analizaremos tanto los Contratos de Concesión RER resultantes de las cuatro subastas -incluyendo las bases de dichas subastas¹⁶-, los cuales establecen los compromisos y condiciones relativos a la construcción, operación, suministro de energía y régimen tarifario de las Centrales RER¹⁷; así como las normas que sirvieron de base legal para el diseño de dichos contratos, las cuales los inspiran y deben servir de base para la interpretación de sus alcances.

Como hemos indicado, los Contratos de Concesión RER fueron suscritos como consecuencia de las subastas llevadas a cabo por el OSINERGMIN, en el marco de las medidas promotoras instauradas por el DL 1002 y su reglamento¹⁸. Dichas medidas tuvieron como objetivo promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables mediante la promoción de la inversión en generación eléctrica que utilizara dichos recursos¹⁹.

El DL 1002 nos da una primera aproximación al tema que nos ocupa en su artículo 5²⁰ referido a la comercialización de la energía y potencia generada con RER. Señala que la venta de producción de energía de los generadores al precio del MCP complementado con la Prima RER, puede ser parcial o total.

¹⁶ Las Bases de las Subasta forman parte de los Contratos de Concesión RER resultantes de las mismas, conforme se establece en la Cláusula 1 numeral 1.1 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda y Tercera Subasta, y la Cláusula 1 numeral 1.2 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Cuarta Subasta.

¹⁷ Cláusula 1, numeral 1.4.8 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta; Cláusula 1, numeral 1.4.12 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda y Tercera Subasta; y Cláusula 1, numeral 1.5.13 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Quinta Subasta.

¹⁸ La primera subasta (en sus dos convocatorias) tuvo como base legal el Reglamento vigente en el 2010, aprobado mediante Decreto Supremo N° 050-2008-EM, actualmente derogado; mientras que las siguientes subastas tuvieron como base legal el Reglamento actualmente vigente, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM.

¹⁹ Conforme con lo señalado en el artículo 1 del DL 1002.

²⁰ Dicho artículo señala lo siguiente:

En otras palabras, según dicha norma, no toda la energía producida por la Central RER debe ser vendida a la Tarifa de Adjudicación (que es el precio del MCP complementado por la Prima RER).

Al respecto, el primer reglamento del DL 1002 aprobado mediante Decreto Supremo N° 050-2008-EM²¹, que estuvo vigente hasta marzo de 2011, reitera en su artículo 19²² que los Generadores adjudicatarios venden parte o la totalidad de su energía eléctrica producida por la Central RER al MCP; pero, además, precisa que la Tarifa de Adjudicación se aplica a las inyecciones netas de energía y que estas son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por compromisos contractuales con terceros, lo cual implicaría aceptar que los Generadores adjudicatarios podrían tener compromisos contractuales con terceros cuyos retiros se deducirían de la inyección de las Centrales RER.

Artículo 5.- Comercialización de energía y potencia generada con RER

(...)

Para vender, **total o parcialmente**, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, **al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)**, en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicadas en el párrafo precedente, el OSINERGMIN efectuará los cálculos correspondientes considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER. La tarifa y la prima se determinan de tal manera que garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. (Énfasis agregado)

²¹ Base legal de las dos convocatorias de la Primera Subasta RER.

²² En su artículo 19 numeral 19.4 del Decreto Supremo N° 050-2008-EM:

Artículo 19.- Ingreso por Energía

(...)

19.4 El Generador RER Adjudicatario conectado al SEIN, vende parte o la totalidad de su energía eléctrica producida en el Mercado de Corto Plazo. Los ingresos anuales por energía de estos Generadores están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:

a) La valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo; y,
b) Un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación, y la valorización referida en a). Este monto será pagado durante el año siguiente, considerando la tasa a que se refiere el artículo 79 de la LCE.

Las inyecciones netas de energía son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por compromisos contractuales con terceros. (Énfasis agregado)

Por su parte, el reglamento del DL 1002, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM, vigente actualmente²³, introduce en su artículo 1 numeral 1.15, la definición de Inyecciones Netas de Energía, manteniendo el mismo concepto que el reglamento derogado²⁴, el cual como ya indicamos presupone y acepta los compromisos contractuales con terceros que se deducen de la inyección de las Centrales RER. Asimismo, en su artículo 1 numeral 1.33²⁵ y su artículo 19 numeral 19.2²⁶ también indica, como el reglamento derogado, que la Tarifa de Adjudicación se aplica solo a las Inyecciones Netas de Energía.

²³ Base Legal de la Segunda, Tercera y Cuarta Subastas RER.

²⁴ Dicho numeral señala lo siguiente:

Artículo 1.- Definiciones

(...)

1.15 Inyecciones Netas de Energía: Son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por obligaciones contractuales con terceros.

²⁵ Dicho numeral señala lo siguiente:

Artículo 1.- Definiciones

(...)

1.33 Tarifa de Adjudicación: Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario en US\$/MWh. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene carácter de firme y es aplicada únicamente desde la Puesta en Operación Comercial hasta la Fecha de Término del Contrato, aplicando el Factor de Corrección y la fórmula de actualización establecida en las Bases.

Cabe indicar que en la versión original de dicha definición (la misma fue modificada en el 2013) también se indicaba que la Tarifa de Adjudicación se paga por las Inyecciones Netas de Energía.

²⁶ Dicho artículo señala lo siguiente:

Artículo 19.- Ingreso por Energía

19.1 El Generador RER no Adjudicatario puede vender parte o la totalidad de su producción de energía eléctrica a precio libremente contratado con terceros o en el Mercado de Corto Plazo.

19.2 Los ingresos anuales por energía de los Generadores RER Adjudicatarios conectados al SEIN, están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:

a) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía; y,

b) Un monto anual por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre:

i) La valorización a Tarifa de Adjudicación de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada; y

ii) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada, más los Ingresos por Potencia determinados conforme al Artículo 20.

Este monto anual por concepto de Prima será pagado en cuotas mensuales durante el año siguiente, considerando la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de actualización que se refiere el artículo 79 de la LCE.

Como puede apreciarse, la normativa aplicable reconoce, y siempre ha reconocido, que un Generador Adjudicatario puede tener compromisos contractuales con terceros que generen retiros que se deducen de las inyecciones de su Central RER. Asimismo, se han previsto las disposiciones necesarias para asegurar que la Tarifa de Adjudicación solo reconozca las inyecciones que no fueran atribuidas a un retiro de un tercero, para eliminar cualquier probabilidad de doble pago por una misma inyección.

Por su parte, los Contratos de Concesión RER no incluyen ninguna disposición que impida que los Generadores adjudicatarios puedan suscribir contratos con terceros; por el contrario, estos utilizan el término Inyecciones Netas de Energía²⁷, otorgándole el mismo significado dado por la normativa reseñada líneas arriba²⁸, que presupone la existencia de compromisos contractuales con terceros asumidos por los Generadores adjudicatarios. Así es claro que dichos contratos también reconocen y aceptan que el Generador Adjudicatario suscriba contratos con terceros que retirarán volúmenes de energía que se deducirán de las inyecciones de las Centrales RER.

Finalmente, debemos indicar que un Generador Adjudicatario cuenta con una concesión definitiva²⁹, otorgada al amparo de lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas³⁰ y su reglamento³¹; con un contrato de concesión de

²⁷ El término tiene el mismo significado para todos los contratos; sin embargo, debe precisarse que en los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta se hace referencia al término pero no se define, por lo que para aclarar su significado debemos recurrir a lo indicado en el artículo 19 del Reglamento del DL 1002 vigente a la suscripción de dichos contratos; mientras que, en los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda, Tercera y Cuarta Subasta, el término sí se encuentra definido en las Bases de Adjudicación, y también está definido en el artículo 1 numeral 1.15 del Reglamento del DL 1002 vigente actualmente.

²⁸ Cláusula 1 numeral 1.2.32 de las Bases de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda Subasta, cláusula 1 numeral 1.2.36 de las Bases de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Tercera Subasta y cláusula 1 numeral 1.2.39 de las Bases de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Cuarta Subasta.

Inyecciones netas de energía: *Son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por obligaciones contractuales por terceros.*

²⁹ Cabe indicar que los Contratos de Concesión RER (Cláusula 1 numerales 1.3 en la Primera, Segunda y Tercera Subasta y numeral 1.4 en la Cuarta Subasta) establecen que la suscripción de dichos contratos no elimina ni afecta la obligación de solicitar, suscribir y cumplir los requisitos para obtener la concesión definitiva de generación; y, de acuerdo al artículo 29 de la LCE, recogen algunas de las obligaciones del Contrato de Concesión RER.

³⁰ Aprobado mediante Decreto Ley N° 25844.

³¹ Aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.

generación³², que se suscribe como consecuencia de la emisión de la concesión³³; y son integrantes del COES y Participantes del MCP, todo lo cual les permite comercializar su energía mediante contratos con terceros que se liquidan en el MCP.

En resumen, las normas y contratos citados precedentemente, mediante la definición de las Inyecciones Netas de Energía, reconocen el derecho de los Generadores adjudicatarios de suscribir contratos con terceros cuya ejecución atribuya retiros de energía a dichos generadores que se deducen de las inyecciones (entregas) de las Centrales RER; es decir, permite que los Generadores adjudicatarios suscriban con terceros contratos de suministro, contratos de respaldo y otros con similar función.

3. CONSECUENCIAS DE LA CONTRATACIÓN CON TERCEROS EN EL CONTRATO DE CONCESIÓN RER

Dado que hemos concluido que la contratación con terceros está permitida a los Generadores adjudicatarios, en el presente apartado describiremos cuáles serían las consecuencias de dicha contratación respecto del Contrato de Concesión RER. Ahora bien, debido a que estas podrían ser distintas dependiendo de si la contratación con terceros involucra únicamente energía no adjudicada o si su magnitud es tal que excede dicha energía, en este apartado analizaremos ambos escenarios.

La cláusula 3 de los Contratos de Concesión RER -que establece sus alcances y objeto- señala las obligaciones más relevantes a cargo de los Generadores adjudicatarios: suministrar la Energía Adjudicada al SEIN durante el plazo de vigencia del contrato (numeral 3.1); gestionar y cumplir con los requisitos para obtener la Concesión Definitiva y para la construcción de la Central RER (numeral 3.2); y diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos para construir, operar y mantener la Central RER (numeral 3.3).

³² Debemos precisar que los Contratos de Concesión RER son distintos y no reemplazan al Contrato de Concesión Definitiva de Generación, la finalidad de este último es dar carácter contractual a la concesión definitiva, incluyendo los derechos y obligaciones que dicho título habilitante brinda al concesionario de generación, así como el calendario de ejecución de obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial de la central de generación.

³³ Artículo 29 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Para el tema que nos ocupa, debemos centrarnos en la obligación de suministro, lo que nos permitirá determinar si en algún caso la contratación con terceros podría generar un incumplimiento de dicha obligación. De la revisión de los Contratos de Concesión RER puede apreciarse que estos determinan la magnitud de la obligación: la Energía Adjudicada; y, el punto donde se cumple dicha obligación: la Barra de Conexión de la Central al SEIN donde se inyecta la energía.

En efecto, los Contratos de Concesión RER no determinan un usuario a favor del cual se pondrá a disposición la energía contratada³⁴, estando el compromiso de suministro referido a la inyección de energía de la Central RER al SEIN; esto los diferencia de los Contratos de Suministro (PPA, por sus siglas en inglés)³⁵ típicos, en los cuales la obligación de suministro se ejecuta en el punto donde el usuario toma la energía del SEIN, donde empiezan sus instalaciones, lo que es conocido como el Punto de Suministro, conforme a la definición contenida en el Reglamento de Usuarios Libres (RUL)³⁶, que viene a ser el punto de retiro (no de inyección) de energía desde el SEIN.

Cabe indicar que, en los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta se define el Punto de Suministro -donde se cumple la obligación de suministro-, pero de una forma muy diferente a aquella contenida en el RUL, pues se señala que dicho punto sería la Barra del SEIN en la cual el Generador adjudicatario inyecta su energía al SEIN³⁷, mientras que en la definición de la RUL usada en los PPA típicos, el Punto de Suministro es el

³⁴ Lo que sí se hace en los PPA típicos, en los cuales un usuario de energía específico y determinado contrata para que se le garantice el suministro de energía en su Punto de Suministro (donde inician sus instalaciones); y el generador se obliga a suministrar o hacer que se suministre la energía en dicho punto.

³⁵ *Power Purchase Agreement*

³⁶ Artículo 1 del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM:

Punto de Suministro: Es el punto de conexión eléctrica donde inician las instalaciones del Usuario Libre. En dicho punto es transferida, del Suministrador al Usuario Libre, la electricidad objeto del contrato de suministro.

³⁷ Cláusula 1 numeral 1.4.32 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta:

1.4.31 Punto de Suministro: *Es la Barra del SEIN seleccionada por cada Postor de la lista contenida en los Anexos 8-1 Y 8-2 de las Bases, según corresponda, en la cual referirá su oferta de precio y será la Barra en la cual la Sociedad Concesionaria inyectará su energía al SEIN. La Sociedad Concesionaria será responsable de los cargos que corresponden entre la barra de su conexión al SEIN y el Punto de Suministro.*

punto de conexión donde se inician las instalaciones del usuario, en donde es transferida a este la energía objeto del PPA.

Por su parte, en los Contratos de Concesión RER resultantes de las subastas siguientes (Segunda, Tercera y Cuarta) se descarta por completo el término Punto de Suministro³⁸, pues podía dar lugar a confusión por la existencia de la definición contenida en el RUL; y se utiliza, en su reemplazo, el término Barra de Conexión³⁹, como barra en la cual la Central RER se conecta al sistema para inyectar su energía al SEIN y cumplir su obligación de suministro.

Esto último es particularmente importante porque permite comprender que los Contratos de Concesión RER no implican suministrar (o hacer que se suministre) energía a un usuario determinado en el punto donde inician sus instalaciones; sino que la obligación de suministro está referida a inyectar la energía producida por la Central RER a la Barra de Conexión donde dicha central se conecta al SEIN. En este sentido, dicha obligación se cumple si la Central RER inyecta la Energía Adjudicada en la referida Barra.

Esto es así, independientemente de si esta energía inyectada luego es reducida por retiros de terceros que hayan contratado con el Generador adjudicatario, a efectos de determinar las Inyecciones netas de energía para la aplicación de la Tarifa de Adjudicación. En este sentido, si el Generador Adjudicatario está inyectando la Energía Adjudicada en la Barra de Conexión cumple con la obligación de suministro, pues dicha energía está siendo suministrada al SEIN en los términos del Contrato de Concesión RER.

Por tanto, si en los medidores de energía ubicados en la Barra de Conexión⁴⁰ la energía inyectada es igual o superior a la Energía Adjudicada, no podría imputarse al Generador Adjudicatario un incumplimiento a la obligación de suministro aunque los retiros resultantes de la ejecución de sus contratos con terceros produzcan que las Inyecciones Netas de Energía sean menores a la

³⁸ En dichos contratos se eliminó la definición de Punto de Suministro y cualquier referencia a dicho término.

³⁹ Cláusula 1 numeral 1.4.4 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda y Tercera Subasta y Cláusula 1 numeral 1.5.4 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Cuarta Subasta.

Barra de Conexión: Es la barra seleccionada por el Generador RER donde se conecta al Sistema para inyectar su energía.

⁴⁰ De conformidad con la cláusula 6, numeral 6.1 de los Contratos de Concesión RER, en dicha barra se encuentran los equipos de medición que sirven para registrar la información utilizada para la facturación mensual.

Energía Adjudicada; dado que la Central RER sí estaría inyectando o suministrando la energía en la Barra de Conexión, es decir, está cumpliendo con la obligación de suministro.

Así, los retiros que se deduzcan de la inyección en las valorizaciones de transferencias del MCP no son relevantes para determinar si ha existido o no un incumplimiento a la obligación de suministro contenida en el Contrato de Concesión RER; pues este se configura si en la Barra de Conexión no se inyecta la Energía Adjudicada, lo cual puede ocurrir, por ejemplo, por fallas, mantenimientos o indisponibilidad de la Central RER, causados por hechos que no constituyan Fuerza Mayor y que no sean imputables a terceros.

En resumen, aun cuando la ejecución de los compromisos contractuales de los Generadores adjudicatarios con terceros exceda la energía no adjudicada, esto no produce el incumplimiento de la obligación de suministro establecida en el Contrato de Concesión RER. En este sentido, el Estado Peruano no podría utilizar este hecho para sustentar una imputación de incumplimiento contra el Generador Adjudicatario, ni menos para resolver el Contrato de Concesión RER.

Lo anterior no significa que toda la energía inyectada que se registra en la Barra de Conexión⁴¹ será remunerada con la Tarifa de Adjudicación, por el contrario, las disposiciones referidas a las condiciones del suministro y los precios a ser aplicados contenidas en la Cláusula 6, numeral 6.2 de los Contratos de Concesión RER, establecen que serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación únicamente las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de la Energía Adjudicada.

Entonces, la primera consecuencia de suscribir contratos con terceros cuya ejecución reduzca las Inyecciones Netas de Energía por debajo de la Energía Adjudicada es que la Prima RER que se paga a los Generadores adjudicatarios se reduce, pues se remunera menos energía a la Tarifa de Adjudicación.

Esta consecuencia es parte de los presupuestos que debe considerar el Generador adjudicatario al realizar el análisis económico financiero para decidir la contratación con terceros de un suministro que exceda la energía no adjudicada; pues para que dicha contratación sea rentable debería obtener de

⁴¹ O Punto de Suministro en el caso de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta RER.

de ella un precio que considerando la oportunidad de pago de la Prima RER⁴² resulte mejor que esta última.

Cabe indicar que dado que la Prima RER⁴³ es asumida por todos los usuarios a través de un cargo tarifario incluido en el Peaje de Conexión, la reducción de la misma causada por la existencia de menos Inyecciones de Energía Neta que remunerar a la Tarifa de Adjudicación, reducirá también el monto de dicho cargo tarifario y, en consecuencia, producirá un beneficio directo a todos los usuarios.

Sin embargo, algunos de los contratos que podrían suscribir los Generadores adjudicatarios (como los Contratos de Respaldo) por la lógica económica que los justifica solo generan retiros y, en consecuencia, la disminución de las Inyecciones Netas de Energía cuando los CMg son altos, por lo que su ejecución alteraría el cálculo normal de la Prima RER pudiendo reducirlo o incrementarlo dependiendo de la ejecución concreta del contrato.

Por otro lado, la segunda consecuencia de suscribir contratos con terceros cuya ejecución reduzca las Inyecciones Netas de Energía por debajo de la Energía Adjudicada está establecida también en la Cláusula 6 numeral 6.2 de los Contratos de Concesión RER, la cual establece que, cuando en el año tarifario las Inyecciones Netas de Energía son menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación será reducida aplicando un Factor de Corrección⁴⁴.

El Factor de Corrección está definido como la proporción entre las Inyecciones Netas de Energía respecto de la Energía Adjudicada⁴⁵. De esta

⁴² La Prima RER es calculada a final de cada Periodo Tarifario y es liquidada en cuotas mensuales a lo largo de los doce meses inmediatamente siguientes al periodo de liquidación anual, aplicando la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de actualización anual establecida en el artículo 79 de la LCE.

⁴³ El Reglamento del DL 1002 define la Prima RER en los siguientes términos:

1.24 Prima: *Es el monto anual que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias determinadas por el COES.*

Esta misma definición se encuentra contenida en los Contratos de Concesión RER.

⁴⁴ El Reglamento del DL 1002 define el Factor de Corrección en los siguientes términos:

1.13 Factor de Corrección: *Es la proporción entre las inyecciones netas de energía más la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER, respecto de la Energía Adjudicada. Este factor, se aplica a la Tarifa de Adjudicación cuando su valor es menor a uno (1,0).*

⁴⁵ Conforme a las definiciones contenidas en la cláusula 1 numeral 1.4.15 de los Contratos

forma, mientras más grande sea la diferencia entre estas en un periodo tarifario, mayor será la reducción a la Tarifa de Adjudicación para determinar el correspondiente monto por concepto de Prima RER⁴⁶ y, en consecuencia, menor será la Prima RER.

Por tanto, el Generador adjudicatario en su análisis económico financiero para sustentar la suscripción de un contrato con un tercero que reduzca las Inyecciones Netas de Energía por debajo de la Energía Adjudicada y, en consecuencia, reduzca la Prima RER, debe considerar también si el beneficio que reporta dicho contrato es mayor a la pérdida afrontada por una menor Prima RER.

Finalmente, es preciso indicar que conforme al artículo 19 numeral 19.5 del Reglamento del DL 1002⁴⁷ y los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda, Tercera y Cuarta Subasta, si el promedio anual de las Inyecciones Netas de Energía de una Central RER es menor a su Energía Adjudicada, el Generador Adjudicatario puede solicitar al MINEM la reducción de su Energía Adjudicada en no más del quince por ciento (15%), por única vez.

de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta, en la cláusula 1 numeral 1.4.20 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda y Tercera Subasta, y en la cláusula 1 numeral 1.5.22 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Cuarta Subasta.

⁴⁶ Conforme con lo establecido en el artículo 19, numeral 19.5 del Reglamento del DL 1002 que señala lo siguiente:

Artículo 19.- Ingreso por Energía

(...)

19.5 Las Inyecciones Netas de Energía anual se contabilizan de manera individual por cada central de generación RER. Si en un Período Tarifario la Inyección Neta de Energía de una central de generación RER es menor a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación para determinar el correspondiente monto por concepto de Prima será reducida multiplicándola por el Factor de Corrección.

⁴⁷ Conforme con lo indicado en el artículo 19, numeral 19.5 del Reglamento del DL 1002, que señala lo siguiente:

Artículo 19.- Ingreso por Energía

(...)

19.4 A partir del segundo año de la Puesta en Operación Comercial, si el promedio anual de las inyecciones netas de energía de una central de generación RER es menor a su Energía Adjudicada, el titular podrá solicitar al Ministerio el reajuste de su Energía Adjudicada para reducirla por única vez, en no más del quince por ciento (15%) de su Energía Adjudicada. En este caso la determinación de la Prima corresponderá a la Energía Adjudicada reajustada, la misma que no podrá ser modificada en adelante.

En este sentido, el Generador Adjudicatario deberá evaluar si le es más rentable solicitar la reducción de la Energía Adjudicada y tener mayor energía que ofrecer sin penalización⁴⁸ en contratos con terceros, que mantener la magnitud de Energía Adjudicada y, en caso de que las Inyecciones Netas de Energía no alcancen a esta, sufrir la penalización en la Tarifa de Adjudicación y la Prima RER correspondiente a dicho Periodo Tarifario.

4. CONSECUENCIAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO Y ROL DEL ESTADO

En este apartado nos referiremos a las consecuencias a corto y largo plazo de las contrataciones de los Generadores adjudicatarios en el mercado eléctrico peruano y su impacto en la entrada de nuevos proyectos con RER. De igual manera, analizaremos el papel del Estado en este tema, considerando su doble rol de contraparte contractual y promotor de la generación RER.

La suscripción de un Contrato de Suministro o un Contrato de Respaldo implica que el Generador adjudicatario asuma retiros en el MCP; que como cualquier otro retiro debe estar respaldados por energía firme. En efecto, el generador que asume los retiros en el MCP debe contar con la energía firme⁴⁹ (propia o de terceros) suficiente para respaldar dichas obligaciones⁵⁰. En este sentido, si el Generador adjudicatario no cuenta con ellas en magnitud suficiente debe adquirirlas de terceros.

En este punto debe indicarse que la energía firme respecto de las Centrales RER eólicas y solares fotovoltaicas es igual al promedio aritmético de su producción de los últimos cinco años; y, en caso no cuenten con dicha información histórica, esta se completará considerando la Energía Adjudicada⁵¹. Por su parte, la energía firme de las Centrales RER hídricas se calcula considerando los aportes de los caudales naturales de los ríos que utiliza dicha central⁵².

⁴⁸ Con penalización nos referimos al ajuste de la Tarifa de Adjudicación por el Factor de Corrección prevista en los Contratos de Concesión RER y en las normas aplicables.

⁴⁹ Según la LCE es la máxima producción esperada de energía eléctrica, considerando probabilidades de excedencia y factores de indisponibilidad.

⁵⁰ De acuerdo a lo previsto en el numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley N° 28832 y el artículo 101 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

⁵¹ Conforme con lo indicado en el numeral 7.2.3.1 del Procedimiento Técnico del COES N° 13, Cálculo de la energía firme, verificación anual de la energía comprometida y balance mensual de la potencia comprometida (PR-13).

⁵² Conforme con lo indicado en el numeral 7.2.3.2 y 7.2.1 del PR-13.

Por tanto, es altamente probable que los Generadores adjudicatarios no requieran adquirir energía firme de terceros para respaldar los contratos suscritos con terceros, ya que la energía firme de sus Centrales RER es similar a los volúmenes de energía que producen típicamente. Además, en la verificación de la cobertura anual de la energía comprometida que realiza el COES⁵³, el Contrato de Concesión RER no figura como un compromiso contractual, por lo que la energía firme de la Central RER no requiere coberturar dicho contrato.

En este punto debe mencionarse que, actualmente a los Generadores adjudicatarios se le asignan Retiros No Declarados (los cuales son difíciles de gestionar y cobrar, y cuyo precio no es controlable), dado que estos se asignan considerando un Factor de Proporción que es más alto si se tiene energía firme de bajo costo variable (como la proveniente de las Centrales RER) y no se tienen compromisos contractuales⁵⁴. Por tanto, al suscribir contratos con terceros el Generador Adjudicatario también disminuye los Retiros No Declarados que le serán asignados, lo que constituye un beneficio de dicha contratación.

Por otro lado, con la oferta de energía de los Generadores adjudicatarios en el mercado de contratos los usuarios libres amplían sus opciones de contratación de energía limpia, la cual actualmente es requerida por muchos de estos para el cumplimiento de sus políticas de sostenibilidad y protección del medio ambiente. Sin embargo, para capturar dicho mercado los Generadores adjudicatarios deberían acreditar la energía producida por sus Centrales RER mediante la contratación de una empresa que emita certificados de generación renovable⁵⁵.

Asimismo, si una parte considerable de la energía de los Generadores adjudicatarios se compromete en Contratos de Respaldo, es probable que la percepción de riesgo de los generadores disminuya, pues no estaría expuestos a los picos de los CMg, por lo que podrían estar dispuestos a ofrecer precios

⁵³ Conforme al mandato establecido en el artículo 104 del RLCE y de acuerdo con las disposiciones del PR-13.

⁵⁴ Conforme con lo establecido en el numeral 7.6 y el Anexo A del Procedimiento Técnico del COES N° 10, Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas.

⁵⁵ Actualmente existen empresas certificadoras peruanas tales como AENOR Perú y SGS Perú. AENOR Perú incluso emite certificados I-REC que son muy valorados por los clientes actualmente, pues tienen valor internacional.

más bajos en los PPA que suscriban, lo que beneficiaría a los usuarios libres y a las empresas distribuidoras. En este sentido, estas contrataciones tienen el potencial para generar eficiencias en el mercado de generación.

Cabe indicar que la oferta de energía limpia de los Generadores adjudicatarios se encuentra ya disponible, puesto que las Centrales RER se encuentran en operación comercial en el SEIN, por lo que pueden atender necesidades inmediatas y de corto plazo; mientras que los nuevos proyectos de generación con RER tienen periodos de maduración largos y para empezar a ejecutarse necesitan obligaciones de compra y pago predecibles y de largo plazo, distinto de lo que puede contratarse con los Generadores adjudicatarios (que pueden contratar plazos cortos y volúmenes flexibles).

Debe tenerse en cuenta también que la última subasta RER se realizó hace casi 10 años y no existen señales del Estado Peruano que indiquen que se realizará una nueva subasta en el corto o mediano plazo; por el contrario, recientemente fue derogado el numeral 2.2 del artículo 2 del DL 1002 que establecía la obligación del MINEM de fijar un porcentaje objetivo en que debía participar en el consumo nacional de electricidad, la energía generada a partir de RER, por lo que no se espera la entrada de nuevos Generadores adjudicatarios.

Ahora bien, el Estado Peruano tiene un doble rol en el tema que nos ocupa, dado que, por un lado, es parte del Contrato de Concesión RER y, por otro lado, es promotor de las energías renovables; por tanto, sus incentivos en cada uno de esos roles podrían no estar alineados. Su rol de parte en un contrato lo obliga a realizar una interpretación correcta del Contrato de Concesión RER y aceptar la facultad de los Generadores adjudicatarios a suscribir contratos con terceros incluso si estos comprometen la Energía Adjudicada; sin embargo, en su rol de promotor podría intentar rechazar esta interpretación en el entendimiento de que esto frenaría la entrada de nuevos proyectos de generación RER.

Sin embargo, en nuestra opinión, los Generadores adjudicatarios no competirían con los proyectos de generación RER que actualmente se encuentran en desarrollo, ya que la contratación de suministro y de respaldo que estos suscriben o suscribirán atiende básicamente necesidades de corto plazo; mientras que contratar el suministro con un proyecto de generación RER en desarrollo responde a una necesidad de largo plazo. Por tanto, una visión de mercado también debería llevar al Estado Peruano a no poner trabas a la

contratación de los Generadores adjudicatarios con terceros incluso cuando esta comprometa la Energía Adjudicada

Sobre el particular, es necesario indicar que si bien en su rol de contratante, el Estado peruano tiene una obligación de satisfacer el interés público detrás del Contrato de Concesión RER, no debe olvidarse que este se materializa con la inyección al SEIN de la producción de energía de la Central RER, el mismo que no es afectado de ninguna forma con la suscripción de contratos con terceros aun si estos exceden la energía no adjudicada. Asimismo, debe tenerse en cuenta que dichos contratos pueden impactar (incrementar o disminuir) la Prima RER que pagan todos los usuarios, cuya tutela reviste interés público.

Adicionalmente, debe señalarse que el derecho de contratación con terceros de los Generadores adjudicatarios aun cuando comprometa la Energía Adjudicada es una expresión de la libertad de contratar, reconocida constitucionalmente, que el Estado Peruano no puede limitar, salvo en salvaguarda de la normativa vigente y el orden público; sobre el particular, como ya hemos señalado en este artículo, la normativa vigente reconoce y acepta dicha contratación, por lo que no existen razones para que el Estado Peruano la prohíba.

Finalmente, es preciso recordar que la promoción de la entrada al mercado de nuevos proyectos RER no puede efectuarse removiendo ilegal e injustificadamente la competencia, pues ello constituiría una actuación arbitraria e injustificada del Estado Peruano. La existencia de reglas claras que se cumplan y la ejecución e interpretación razonable de los Contratos de Concesión tiene mayores efectos promotores que este tipo de actuaciones.

5. CONCLUSIONES

Como hemos explicado en este artículo, las normas y Contratos de Concesión RER reconocen y aceptan que los Generadores adjudicatarios suscriban contratos con terceros cuya ejecución producirá retiros de energía que se deducirán de las inyecciones de energía de las Centrales RER, incluso por magnitudes que superen la energía no adjudicada.

La ejecución de los compromisos contractuales de los Generadores adjudicatarios con terceros que exceda la energía no adjudicada no produce el incumplimiento de la obligación de suministro establecida en los Contratos de Concesión RER. Por lo que, el Estado Peruano no puede sustentar una

imputación de incumplimiento contra el Generador adjudicatario en este hecho.

Esto no significa que exista un doble pago por la energía producida por la Central RER, pues tanto la normativa como los Contratos RER, establecen disposiciones que impiden ello, al indicar que solo se paga la Tarifa de Adjudicación por las inyecciones de la Central una vez descontados los retiros de energía por obligaciones contractuales por terceros.

Si bien la existencia de la oferta de energía limpia de los Generadores adjudicatarios podría percibirse como una amenaza para la entrada de nuevos proyectos de generación con RER, lo cierto es que ambas ofertas satisfacen necesidades de horizontes temporales diferentes; así, de ninguna manera el Estado Peruano tiene sustento para limitar el derecho de los Generadores adjudicatarios de suscribir contratos con terceros incluso si estos comprometen la Energía Adjudicada.

Noviembre de 2025



El Programa de Cumplimiento como factor atenuante de responsabilidad en los sectores de energía y minería

José Antonio Del Risco Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y asociado del área regulatoria de Santiváñez Abogados. Cuenta con una especialización en Derecho de la Energía y Minería en el Programa de Extensión Universitaria de OSINERGMIN, y una Segunda Especialidad en Derecho Administrativo por la PUCP.

Uno de los mayores beneficios que tienen los programas de cumplimiento normativo o *compliance* es que las empresas puedan implementar un sistema de prevención de infracciones, de tal forma que ello les permita deslindar su responsabilidad frente a la comisión de una falta o infracción. Como es de amplio conocimiento, este tipo de programas ha tenido bastante éxito en el ámbito del Derecho Penal. Por ejemplo, en el ámbito penal empresarial, la Ley N° 304241 establece que

¹ “Ley que regula la responsabilidad administrativa de las personas jurídicas por el delito de cohecho activo transnacional”, publicada el 21 de abril de 2016.

las personas jurídicas podrían llegar a eximirse de responsabilidad penal si demuestran que contaban con un modelo de prevención eficaz antes de la comisión del delito. Ello permite afirmar que, si se adopta un programa de cumplimiento debidamente implementado, se puede excluir la responsabilidad penal de la empresa, al evidenciar que se tomaron medidas razonables para prevenir conductas ilícitas por parte de sus trabajadores.

Sin embargo, cuando nos encontramos en el marco de un procedimiento administrativo sancionador, estos programas han venido siendo ignorados por parte de las entidades públicas peruanas, salvo valiosas excepciones como es el caso del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (en adelante, INDECOPI).

Para desarrollar esta idea, es necesario mencionar que, actualmente, los programas de cumplimiento normativo no son considerados por el régimen administrativo general como un factor atenuante o eximente de responsabilidad. Basta con revisar el artículo 257 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, TUO de la LPAG). El numeral 2 de este artículo considera las siguientes condiciones atenuantes de responsabilidad por infracciones:

- a) Si iniciado un procedimiento administrativo sancionador, el administrado reconoce su responsabilidad de forma expresa y por escrito. En los supuestos en que la sanción aplicable sea una multa, esta se reducirá hasta un monto no menor de la mitad de su importe.*
- b) Otros que se establezcan por norma especial.*

Si algo se puede desprender de forma evidente, producto de una lectura del citado artículo, es que se ha optado por transferir a los regímenes especiales la regulación específica de los factores atenuantes de responsabilidad administrativa. En otras palabras, serán las propias entidades (que cuenten con potestad fiscalizadora y sancionadora) las que estarán encargadas de tipificar cuáles son los factores atenuantes.

Actualmente, el tipo de norma más común que ha recogido los factores eximentes y atenuantes son los Reglamentos de Fiscalización y Sanción de las entidades públicas. A pesar de ello, en la gran mayoría de los regímenes sectoriales todavía no se ha podido efectivizar la utilización de programas de

cumplimiento como una herramienta que tengan los administrados para ser eximidos de responsabilidad, o atenuar el monto de las eventuales sanciones.

La excepción viene a ser representada por el INDECOPI, tal como lo hemos indicado anteriormente. Por ejemplo, el 30 de noviembre de 2019, se publicó el Decreto Supremo N° 185-2019-PCM, mediante el cual se aprobó el Reglamento que promueve y regula la implementación voluntaria de programas de cumplimiento normativo en materia de protección al consumidor y publicidad comercial.

Esta norma tiene la finalidad de complementar la regulación del Código de Protección y Defensa del Consumidor² en relación a los criterios de graduación de las sanciones administrativas. Uno de estos criterios se configura, precisamente, cuando el proveedor acredite que cuenta con un programa efectivo para el cumplimiento de la regulación contenida en materia de protección del consumidor.

Asimismo, podemos observar otro ejemplo en el área de libre competencia. En marzo de 2020, INDECOPI aprobó, en calidad de *soft law*, la Guía de Programas de Cumplimiento de las Normas de Libre Competencia³, en cuyo Anexo D podemos encontrar el Flujograma para analizar la implementación de un Programa de Cumplimiento como posible atenuante de la multa.

De acuerdo con dicho flujograma, la implementación de un Programa de Cumplimiento podrá ser considerada como atenuante de una multa si cumple con los siguientes requisitos: (i) si se contaba con el Programa al momento de incurrir en la conducta anticompetitiva; (ii) si la conducta se configuró sin la participación de la alta dirección de la empresa; (iii) si la conducta fue reportada al INDECOPI antes del inicio de una investigación; y (iv) si el Programa cuenta con los componentes esenciales previstos en la Guía.

Sin embargo, lo que viene ocurriendo en el régimen administrativo sancionador del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante,

² Ley N° 29571, publicada el 2 de septiembre de 2010.

³ La Guía puede encontrarse en el siguiente enlace:

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2131129/Gu%C3%ADa%20de%20Programas%20de%20Cumplimiento%20de%20las%20Normas%20de%20Libre%20Competencia.pdf?v=1629901602>

OSINERGMIN) resulta preocupante, pues, pese a que cuenta con una norma que considera al programa de cumplimiento normativo como un factor atenuante de responsabilidad administrativa, en la práctica, hasta el día de hoy, ningún administrado puede acogerse a dicho atenuante.

Ello se debe a que el organismo regulador, aun cuando existe un mandato expreso, no ha emitido ninguna disposición, guía o lineamiento que establezca el alcance y contenido de dichos programas, lo cual genera un impacto económico indirecto en los administrados al estar impedidos de reducir las multas que les imponen.

Ahora bien, desde el 2007 hasta la actualidad, OSINERGMIN ha contado con cinco Reglamentos de Fiscalización y Sanción. Estos fueron aprobados, respectivamente, por las siguientes Resoluciones:

- Resolución 324-2007-OS-CD
- Resolución 205-2009-OS-CD
- Resolución RCD 171-2013-OS-CD
- Resolución 040-2017-OS-CD
- Resolución 208-2020-OS-CD (Reglamento vigente)

Si revisamos todas las normas enumeradas, se puede concluir que, si bien todas incorporan criterios atenuantes para graduar la sanción, en ninguno de los Reglamentos derogados se ha considerado el Programa de Cumplimiento como una condición atenuante.

No fue sino hasta la aprobación de la Resolución N° 208-2020-OS-CD (en diciembre de 2020) que se incluyó esta causal. Es así que, actualmente, el artículo 26.4 del Reglamento de Fiscalización y Sanción de las actividades energéticas y mineras a cargo de OSINERGMIN regula los siguientes factores atenuantes de responsabilidad administrativa, en el marco de un procedimiento sancionador:

- a) Reconocimiento de responsabilidad, en función a la oportunidad en que se realice el mencionado reconocimiento*
- b) Acciones correctivas respecto de infracciones insubsanables.*
- c) Subsanación posterior al inicio del procedimiento administrativo sancionador*
- d) Programa de Cumplimiento*

En cuanto al Programa de Cumplimiento, el artículo señalado menciona que se podrá acceder al factor atenuante de responsabilidad en el siguiente caso:

Si el Agente Fiscalizado acredita haber implementado un programa efectivo de cumplimiento normativo que involucre a la conducta infractora, conforme a las disposiciones para su aplicación emitidas por el Consejo Directivo, y a los lineamientos resolutivos del respectivo órgano sancionador, según corresponda.

Como se puede observar, aunque para algunos resulte discutible, lo cierto es que la norma ha establecido un mandato hacia el OSINERGMIN, el cual consiste en aprobar los documentos normativos o lineamientos pertinentes, a fin de que puedan regular los alcances, requisitos y demás elementos a considerar al elaborar e implementar el Programa de Cumplimiento. Sin la emisión previa de dichos instrumentos, resulta imposible la aplicación práctica de este factor atenuante de responsabilidad.

Ahora bien, el órgano sobre el cual recae el mandato no solo es el Consejo Directivo, sino también los órganos sancionadores correspondientes a través de la emisión de lineamientos. Dentro de este tipo de órganos, claramente, se encuentran las Divisiones de Supervisión que tiene OSINERGMIN, ya sea la de electricidad, hidrocarburos líquidos, gas natural, minería, así como la propia División de Supervisión Regional, encargada de coordinar con las Oficinas Regionales que imponen sanciones de primera instancia. Sin embargo, también podríamos considerar como órgano sancionador al Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (TASTEM), al ser el órgano revisor de las sanciones y medidas administrativas a nivel de segunda instancia.

Pese a la obligatoriedad de la norma, el “Programa de Cumplimiento” como atenuante de responsabilidad aún no ha sido desarrollado por el OSINERGMIN. Recordemos que el Reglamento de Fiscalización y Sanción vigente fue publicado el 18 de diciembre de 2020, y entró en vigencia el 13 de junio de 2021. Es decir, han pasado más de cuatro años desde la publicación de la norma, y todavía no se han emitido los lineamientos, guías o disposiciones que permitan a los administrados acogerse al mencionado factor atenuante.

Actualmente, solo se cuenta con la propuesta normativa denominada “Disposiciones para la aplicación del Programa de Cumplimiento Normativo en materia de calidad de la prestación del servicio público de electricidad”⁴, la cual establece un margen de descuento entre el 10% y 5% dependiendo de la infracción imputada. Lo curioso es que OSINERGMIN sabe que se encuentra obligado a emitir dichos lineamientos y disposiciones, y ello ha sido reconocido expresamente en la parte considerativa de la mencionada propuesta normativa, como se aprecia a continuación:

Que, bajo dicho marco legal, en el “Reglamento de Fiscalización y Sanción de las actividades energéticas y mineras a cargo de Osinergmin”, aprobado por Resolución N° 208-2020-OS/CD, se ha previsto que constituye un factor atenuante de graduación de sanciones que el Agente Fiscalizado acredite haber implementado un programa efectivo de cumplimiento normativo que involucre a la conducta infractora, conforme a las disposiciones para su aplicación emitidas por el Consejo Directivo y a los lineamientos resolutivos del respectivo órgano sancionador, según corresponda.

Sin perjuicio de lo anterior, esta propuesta (que nunca llegó a aprobarse) solo está enfocada en incentivar la realización de acciones para la mejora de la calidad en el proceso de facturación, cobranza y atención al usuario. Pero si dicho proyecto de disposiciones solo se enfoca en ello, ¿qué sucede con los demás aspectos que se encuentran sujetos a supervisión y sanción en los sectores de energía y minería, en sus distintos tipos de actividades? Esta situación, evidentemente, viene vulnerando el derecho al debido procedimiento por parte de los administrados, al no poder acogerse a este atenuante de responsabilidad administrativa como resultado de la ausencia del desarrollo del mismo por parte de OSINERGMIN.

Sin embargo, también se vulnera el principio de razonabilidad del procedimiento sancionador, el cual se encuentra regulado en el artículo 248.3 del TUO de la LPAG. Según este artículo, “*las sanciones a ser aplicadas deben ser proporcionales al incumplimiento calificado como infracción, observando los siguientes criterios que se señalan a efectos de su graduación: [...] g) La existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor*”.

⁴ Se puede acceder al proyecto normativo a través del siguiente enlace:

<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/4423594-ria-propuesta-disposiciones-para-la-aplicacion-del-programa-de-cumplimiento-normativo-en-materia-de-calidad-de-la-prestacion-del-servicio-publico-de-electricidad>

Siguiendo lo anterior, es razonable afirmar que la autoridad debe tener en cuenta que la intencionalidad o el grado de descuido en la conducta del administrado constituyen elementos relevantes para determinar la proporcionalidad de la sanción. En el caso de personas jurídicas, más allá de la intención directa de sus representantes, la evaluación de responsabilidad debe considerar si la infracción se originó en un defecto de organización, es decir, en la falta de mecanismos internos eficaces para prevenir incumplimientos normativos.

En ese sentido, la culpabilidad de una empresa no se mide únicamente por la intención subjetiva, sino por su capacidad de estructurarse adecuadamente para actuar conforme al ordenamiento jurídico. Es por ello que son importantes los programas de cumplimiento normativo, pues permiten demostrar que el administrado realizó todas las medidas internas para prevenir la configuración de la infracción, y con ello solicitar un atenuante o incluso un eximente de responsabilidad.

Volviendo al caso que nos ocupa, como ya se ha señalado, lamentablemente, a la fecha OSINERGMIN aún no ha emitido la norma correspondiente o algún lineamiento en cumplimiento del artículo 26 del Reglamento de Fiscalización y Sanción. Frente a esta situación, y sin perjuicio de otro procedimiento que se pudiera iniciar, existe una alternativa constitucionalmente viable: la presentación de una acción de cumplimiento, conforme al proceso de cumplimiento regulado en el Nuevo Código Procesal Constitucional⁵.

Al respecto, considero que a través de este camino se podría obtener un pronunciamiento jurisdiccional que ordene a OSINERGMIN cumplir con su Reglamento de Fiscalización y Sanción, y así poder contar con disposiciones y lineamientos que regulen el programa de cumplimiento normativo en los sectores de energía y minería.

En conclusión, aunque el marco normativo vigente reconoce al Programa de Cumplimiento como un factor atenuante de responsabilidad administrativa en el ámbito de energía y minería, su inaplicabilidad práctica evidencia un incumplimiento por parte de OSINERGMIN que afecta directamente los derechos de los administrados. En ese sentido, resulta imprescindible que se

⁵ Ley N° 31307, publicada el 23 de julio de 2021.

aprueben de manera urgente los lineamientos y disposiciones pendientes, a fin de garantizar un procedimiento sancionador razonable y conforme al debido procedimiento.

Agosto de 2025



Aporte al FONCEPRI: ¿Un tributo que grava al inversionista?

Joaquín Carrera Luna Bachiller en Derecho por la Universidad San Martín de Porres (USMP) y asistente legal del área tributaria de Santivañez Abogados. Cuenta con una especialización en Derecho de la Competencia y Regulación otorgada por la USMP.

1. INTRODUCCIÓN

La Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión) ha sido un actor clave en el desarrollo del sector eléctrico, impulsando proyectos a través de sus herramientas disponibles para canalizar la inversión privada en el sector público, siendo uno de sus principales medios las Asociaciones Público Privadas (APP). Gracias a herramientas como esta se ha logrado un avance significativo en la adjudicación de proyectos que la Ley de Contrataciones¹ por sí sola no ha conseguido alcanzar.

Sin embargo, para sostener y escalar este impacto, Proinversión necesita contar con una base sólida de recursos que financien su actividad y expansión

¹Antes, Ley N° 30225, Ley de Contrataciones del Estado y, ahora, Ley N° 32069, Ley General de Contrataciones Públicas, publicada el 24 de junio de 2024 y vigente desde el 22 de abril de 2025.

Es ahí donde entra en juego el Aporte al Fondo de Promoción de la Inversión Privada (Aporte al FONCEPRI), un recurso estratégico recaudado por la entidad, el cual es una obligación de pago a cargo de los inversionistas adjudicatarios, destinado exclusivamente a financiar las actividades a cargo de Proinversión, las que principalmente consisten en llevar a cabo la promoción de la inversión privada en obras y servicios de interés del sector público, destino que ha sido establecido normativamente.

En ese contexto, delimitar la naturaleza jurídica de este Aporte es determinante a efectos de definir legalmente a quién le corresponde su administración y utilización, ya sea al Tesoro Público a través del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) o directamente a Proinversión de forma autónoma. Ante esta situación, y con el objetivo de definir a quién le corresponde la administración de este recurso, surge la necesidad de analizar y definir la naturaleza exacta del Aporte al FONCEPRI. Esto es, ¿estamos ante un tributo?, ¿es un recurso no tributario del tesoro público? o ¿se trata de un recurso institucional propio?

Más allá de la discusión jurídica o doctrinal, lo que está en juego, según el resultado de este análisis, es la definición de quién tiene el control legítimo sobre su recaudación y uso. Creemos que aclarar este punto es clave para dotar de seguridad jurídica al sistema de promoción de inversiones que lidera Proinversión, permitiéndole planificar con certeza la base financiera con la que cuenta para sostener y ampliar sus actividades.

2. EL APORTE AL FONCEPRI: ORIGEN, FINALIDAD Y CARACTERÍSTICAS

La promoción de la inversión privada fue declarada de interés nacional mediante el Decreto Legislativo N° 1362², norma que establece un marco legal para el desarrollo de proyectos bajo las modalidades de APP y Proyectos en Activos (PA). A través de esta declaratoria se buscó dinamizar la economía nacional, reducir las brechas en infraestructura y servicios públicos, fomentar el empleo productivo y mejorar la competitividad del país.

Bajo esos mismos objetivos, con fecha 16 de septiembre de 2025, se promulgó la Ley N° 32441, llamada la “Nueva Ley de APP”, la cual derogará al Decreto Legislativo N° 1362 al momento de la publicación de la norma reglamentaria.

² Publicado en el diario oficial “El Peruano” el 23 de julio de 2018.

Cabe indicar que esta nueva ley rescata en gran medida las disposiciones de la vigente ley de APP. No obstante, introduce una serie de cambios importantes, dirigidos principalmente a reforzar el rol de Proinversión en el trámite y aprobación de las APP.

En este contexto, bajo el marco de la antigua como la nueva ley de APP, Proinversión ha sido designada como la entidad responsable de liderar los procesos de promoción de inversiones, asumiendo un rol integral en el diseño, conducción y conclusión de dichos procesos. Su labor abarca desde la formulación inicial hasta la transacción, pasando por la estructuración, incluyendo la asistencia técnica a las entidades públicas involucradas. Para cumplir con estas funciones, la entidad ha establecido oficinas desconcentradas a lo largo del país, fortaleciendo así su capacidad operativa año tras año.

Como es lógico, esta actividad tan relevante supone una gran demanda de recursos para ser llevada a cabo, desde la asistencia técnica necesaria para la formulación del proyecto hasta la conducción de las etapas respectivas para su licitación y cierre. En ese marco, Proinversión cuenta con el Fondo de Promoción de la Inversión Privada (FONCEPRI), el cual constituye la principal herramienta que alberga los fondos destinados al financiamiento de sus actividades.

El FONCEPRI, tal y como indica el artículo 21 del Decreto Legislativo N° 1362, es un fondo administrado y dirigido por Proinversión, cuyos recursos son destinados a financiar las actividades propias de los procesos de promoción de los proyectos desarrollados bajo las modalidades a cargo de dicha entidad.

Cabe indicar que, la regulación del FONCEPRI se ha mantenido en los mismos términos en la nueva ley, encontrándose establecida ahora en el artículo 22 de la misma.

Ambas disposiciones coinciden en que el FONCEPRI se encuentra constituido por los siguientes recursos recaudados:

- El monto que se establezca en cada caso, mediante acuerdo del Consejo Directivo, sobre la base del tipo de proyecto de que se trate.³

³ Respecto a la recaudación de este recurso la norma indica que por decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas se determina el mecanismo general para el cálculo del monto indicado.

- El monto equivalente al 2% del producto de la venta de los activos de las entidades públicas, para el caso de Proyectos en Activos bajo su competencia.
- Las donaciones internas y externas que se obtengan para el cumplimiento del presente Decreto Legislativo.⁴
- Los ingresos financieros que genere la administración a partir de sus propios recursos.
- Otros que se le asignen.

Asimismo, el artículo 28 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362⁵, ratifica que Proinversión está a cargo, administra y dirige el FONCEPRI. Cabe anotar que esta disposición es la primera norma a través de la cual se prevé el Aporte al FONCEPRI en términos expresos, definiéndolo como aquel pago a realizarse por el Inversionista en los proyectos autofinanciados, ascendente hasta el dos por ciento (2%) del Costo Total de Inversión (CTI) o Costo Total del Proyecto (CTP).

De este modo, el artículo menciona expresamente lo siguiente:

“Artículo 28. Fondo de Promoción de la Inversión Privada

28.1. Proinversión está a cargo, administra y dirige el Fondo de Promoción de la Inversión Privada - FONCEPRI. Los recursos de dicho fondo son destinados a financiar las actividades propias de los procesos de promoción de la inversión privada de los proyectos regulados en la Ley.

28.2. El aporte al FONCEPRI a ser pagado por el Inversionista en los proyectos autofinanciados, asciende hasta el dos por ciento (2%) del CTI o CTP, según corresponda. El porcentaje del aporte está contenido en las Bases y es determinado por Proinversión.” (Énfasis agregado)

En este contexto, se verifica que el Aporte al FONCEPRI es una obligación de pago impuesta al inversionista adjudicatario en los proyectos autofinanciados, cuyo destino –por ser parte integrante del FONCEPRI– es garantizar el financiamiento de la promoción de la inversión privada llevada a cabo por Proinversión.

⁵ Aprobado mediante Decreto Supremo N° 240-2018-EF.

Este aporte tiene un carácter obligatorio y la determinación de su cuantía se da en cada caso (dependiendo del proyecto autofinanciado), aplicando una alícuota de hasta el 2% sobre el CTI o el CTP, según corresponda. Esta alícuota es fijada en las bases de cada proyecto, siendo determinada por Proinversión de forma previa.

De la lectura de las normas antes citadas, se aprecia que la administración y dirección de los recursos que integran el FONCEPRI se ha reservado legalmente a Proinversión. Sin embargo, según el funcionamiento real de este mecanismo de financiación, se verifica que este recurso estratégico está siendo recaudado directamente por el MEF y su disposición por parte de Proinversión depende de la aprobación periódica de su recaudador. Con lo cual, Proinversión carece de autonomía en la administración y planificación del uso de la totalidad del recurso, lo que supone una restricción a su desarrollo.

Bajo ese contexto, para absolver el aspecto controvertido que se genera sobre la titularidad de la recaudación y administración exclusiva del Aporte al FONCEPRI, surge la necesidad de analizar su naturaleza jurídica desde la perspectiva tributaria, comenzando por verificar si se trata o no de un tributo, específicamente, una tasa.

Esto es importante, ya que, de verificarse que se trata de una tasa, legitimaría al MEF como administrador del Aporte, por cuanto calificaría como un tributo del Tesoro Público administrado por una entidad del Gobierno Nacional.

3. ¿SE TRATA DE UN TRIBUTO?

Determinar si el Aporte al FONCEPRI constituye o no un tributo exige revisar los elementos esenciales que caracterizan esta categoría jurídica, para lo cual debemos recurrir a las definiciones jurisprudencial y doctrinales que se han constituido históricamente, ante la ausencia de una definición normativa.

Podemos definir a los tributos como prestaciones económicas que el Estado exige a los contribuyentes en ejercicio de su poder de imperio, sin que medie una relación contractual entre las partes ni tampoco una sanción. Esta exigencia económica debe necesariamente estar prevista por una norma con rango de ley que establezca los elementos esenciales del tributo en cuestión: el hecho generador, el sujeto activo, el sujeto pasivo, la base imponible y la alícuota.

Estas exigencias responden a la previsión constitucional del Principio de Reserva de la Ley Tributaria (“Principio de Reserva de Ley”), establecido en el artículo 74 de la Constitución Política, según el cual, la creación, modificación o extinción de tributos requiere de una norma con rango de ley (Ley o Decreto Legislativo), cuyo contenido normativo sea respetuoso de los derechos fundamentales, tales como la igualdad y no confiscatoriedad.

Bajo esta premisa, de una revisión de la norma creadora del Aporte al FONCEPRI, se detecta un apartamiento de los requisitos antes descrito, lo cual impediría otorgarle la categoría de tributo, principalmente porque no se cumple con el Principio de Reserva de Ley. Ello es así, ya que, este Aporte fue creado mediante el artículo 28 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362⁶, norma de carácter infralegal, que establece que el aporte debe ser pagado por los inversionistas en proyectos autofinanciados y que puede alcanzar hasta el 2% del CTI o del CTP.

Se verifica que ni el Reglamento (disposición infralegal) ni tampoco el Decreto Legislativo N° 1362 (norma con rango de ley), contienen una disposición cuya estructura normativa permita calificar al aporte como tributo. En efecto, no están presentes los elementos esenciales para la creación de un tributo, los cuales deberían estar previstos expresamente y con la técnica legislativa correcta en norma con rango de ley. Así, la previsión normativa del Aporte presenta los siguientes defectos que impiden que se trate de un tributo:

- No se establece en ninguna de estas normas un hecho generador claro.
- No se identifican formalmente al sujeto activo ni al sujeto pasivo.
- No se define con precisión la base imponible ni se establece una alícuota determinada.

Se verifica que la determinación de la alícuota del aporte queda supeditada a cada proceso de selección específico, en función de las bases que aprueba el Consejo Directivo de Proinversión. Esta metodología de cálculo, flexible y ajustada caso por caso y determinada a discrecionalidad de Proinversión, es incompatible con la rigidez que exige el Principio de Reserva de Ley antes mencionado. Siendo así, queda claro que el Aporte al FONCEPRI no constituye un tributo, no pudiendo ser una tasa, ni impuesto, ni contribución.

⁶ Aprobado mediante Decreto Supremo N° 240-2018-EF el 30 de octubre de 2018.

3.1. OBLIGACIÓN DE PAGO CON CARACTERÍSTICAS DE TRIBUTO ¿UN TRIBUTO MAL FORMULADO?

Sin perjuicio de que ya hemos determinado que no se trata de un tributo al no seguir los lineamientos del Principio de Reserva de Ley, nos daremos a la tarea de analizar si -en caso se promulgara una norma con rango de ley que prevea el Aporte- podría constituirse en un impuesto, tasa o contribución en función de sus características y espíritu normativo.

Al respecto, se debe tener presente que la norma peruana ha recogido la clasificación tripartita del tributo en impuestos, contribuciones y tasas. Adicionalmente, la doctrina también ha clasificado al tributo en función del criterio de vinculación. Por un lado, se encuentran los tributos no vinculados (impuestos) que financian las actividades estatales generales y proveedoras de servicios universales (salud, seguridad y educación básica); por el otro lado, se encuentran los tributos vinculados que suministran servicios específicos y divisibles, vale decir, servicios que pueden identificar a su beneficiario específico y a la unidad de actuación estatal prevista para suplir una determinada necesidad particular.⁷

De acuerdo con Sandra Sevillano (2019), la vinculación está definida por la relación que se puede establecer entre el pago que realiza el particular a título de tributo y una actuación estatal que se dirige o se refiere a él; es decir que exista una vinculación o nexo entre la obligación de pagar y la actividad del Estado que alcanza, beneficia o modifica la situación del obligado a asumir el tributo. Por el contrario, no habrá vinculación cuando el pago tributario se deba hacer en ausencia de actividad estatal referida al obligado. Así, son tributos vinculados aquellos que se establecen a partir de una actuación estatal que alcanza al obligado, situación que se produce en las tasas y en las contribuciones.⁸

En ese contexto, Paulo Caliendo (2014) afirma que los tributos pueden diferenciarse en su utilización, cuando se concretizan las políticas públicas de bienestar, de la siguiente forma:

⁷ Paulo Caliendo (2014). Derecho Tributario y Análisis Económico del Derecho. Editorial Grijley.

⁸ Sevillano, S. (2019). Lecciones de derecho tributario: principios generales y código tributario. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

i) “En cuanto a la actuación estatal: los impuestos se dirigen a financiar las actividades generales y universales del Estado, con el pago realizado por todos nosotros en una sociedad. Las tasas, por su parte, se destinan a financiar los servicios específicos, que son usufructuados por beneficiarios individualmente considerados, pero que corresponden a servicios de interés público. Las contribuciones sociales, por su parte, se dirigen a financiar a un determinado grupo indivisible, vale decir, es incapaz de permitir una individualización de los beneficiarios, pero representa a un sector necesitado, tal como ocurre en el caso de la salud;

ii) En cuanto al modo de imposición: los impuestos inciden sobre los hechos económicos que manifiestan riqueza, tales como la renta, la prestación de servicios, consumo, etc. Las tasas, por su parte, tendrán por base de cálculo el costo del servicio prestado y tendrán, por lo tanto, una naturaleza remuneratoria del costo del servicio. Las contribuciones sociales podrán tener la base de cálculo de impuestos, vale decir, inciden sobre hechos económicos, pero su destino estará vinculado al motivo de su institución. De este modo, las contribuciones serán denominadas por algunos autores como impuestos finalísticos.

iii) En cuanto a la naturaleza del tributo: podemos afirmar que tanto las contribuciones sociales como las tasas poseen una naturaleza contraprestacional. Los impuestos, por su parte, poseen una naturaleza no contraprestacional, dado que son no vinculados, vale decir, los recursos recaudados no tienen un destino específico;

iv) En cuanto a la política de bienestar social: podemos afirmar que los impuestos se dirigen a realizar políticas que atiendan a toda la población. Por lo tanto, son universales (universal welfare policy). Las tasas y las contribuciones sociales se caracterizan porque realizan políticas selectivas de bienestar (selective welfare policy)”.

En base a lo anterior, recogemos el esquema elaborado por Caliendo para clasificar a los tributos:

Tabla 1*Clasificación de Tributos*

TIPO DE TRIBUTO	IMPUESTOS	TASAS	CONTRIBUCIONES SOCIALES
ACTUACIÓN ESTATAL	General <i>(universal allocation)</i>	Específica <i>(discretionary allocation)</i>	Específica <i>(discretionary allocation)</i>
POBLACIÓN ATENDIDA	Toda la población	Determinados particulares	Determinado grupo
MODO DE IMPOSICIÓN	Sobre hechos económicos	Sobre el costo del servicio	Sobre hechos económicos
NATURALEZA DEL TRIBUTO	No contraprestacionales (universal)	Contraprestacionales	No contraprestacionales (solidario)
POLÍTICA DE BIENESTAR SOCIAL	Universales <i>(universal welfare policy)</i>	Políticas selectivas de bienestar <i>(selective welfare policy)</i>	Políticas selectivas de bienestar <i>(selective welfare policy)</i>

Nota: Esta tabla ha sido elaborada en base al esquema desarrollado por Caliendo (2014)

Siendo así, entendemos que, en el caso de las tasas, la vinculación se identifica fácilmente, puesto que la actuación estatal que justifica el cobro tributario tiene como característica particular que puede ser individualizada en el contribuyente. En las contribuciones, por el contrario, la actuación estatal se refiere a un grupo de personas; no hay individualización, pero existe un elemento adicional que permite conectar **la actuación estatal con los individuos pagadores, y es que la actuación del Estado reporta un beneficio diferencial a ese grupo de personas.**⁹

⁹ Ibidem.

Tomando como base tales nociones así como la investigación y análisis realizados sobre la materia, pasaremos a revisar qué especie de tributo sería el Aporte al FONCEPRI, en el hipotético caso de que estuviera previsto en una norma con rango de Ley.

3.1.1. IMPUESTO

De acuerdo con el criterio de vinculación antes descrito, así como de la delimitación normativa de los impuestos, podemos identificar que el Aporte al FONCEPRI no es afín a esta categoría, ya que, mientras que el impuesto es un tributo no vinculado, en el caso del Aporte al FONCEPRI se evidencia una clara naturaleza de vinculación, por las siguientes razones:

i) El pago del Aporte se vincula directamente con una actividad estatal específica. A diferencia de los impuestos, el Aporte al FONCEPRI tiene como finalidad específica financiar actividades directamente relacionadas con la promoción de la inversión privada, particularmente en proyectos regulados por el Decreto Legislativo N° 1362. Esto implica que existe un nexo directo entre el aporte realizado por los inversionistas y las actividades de Proinversión destinadas a garantizar el éxito de la promoción de la inversión privada.

ii) La actividad que financia este aporte genera un beneficio directo para el obligado al pago. Ello en la medida que, las actividades de promoción que realiza Proinversión están orientadas a viabilizar los procesos de adjudicación en los que el inversionista participa para llegar a ser adjudicatario y beneficiarse económicamente de la ejecución del proyecto. Cabe indicar que, si bien se origina un beneficio directo, eso no convierte al Aporte al FONCEPRI en un pago contraprestativo por un servicio individualizado, lo cual se explica a detalle en el análisis del Aporte como tasa.

iii) No existe una afectación general e indistinta. Los impuestos, por definición, no están condicionados a un beneficio específico ni a la prestación de un servicio o actividad en particular, sino que, tienen la característica de afectar de forma general e indistinta a los ciudadanos. En cambio, el Aporte al FONCEPRI limita su afectación a los inversionistas adjudicatarios de proyectos autofinanciados y su destino está claramente delimitado a financiar actividades de promoción de la inversión a cargo de Proinversión.

Por lo expuesto, el Aporte al FONCEPRI no cumple con las características esenciales de un impuesto, ya que no constituye una obligación pecuniaria genérica ni desvinculada de un quehacer específico del Estado.

3.1.2. CONTRIBUCIÓN

Conforme al Código Tributario, la contribución es el tributo cuya obligación tiene como hecho generador beneficios derivados de la realización de obras públicas o de actividades estatales.

De acuerdo a Sandra Sevillano (2019) las contribuciones son los tributos que se crean en razón del beneficio generado en un determinado grupo de personas y que ha sido ocasionado por una actuación estatal, como puede ser la prestación de un servicio público o la construcción de una obra pública. Sevillano indica que, en este tipo de tributo, el hecho saltante para reconocer su naturaleza estará dado por el denominado beneficio diferencial que se constata en un determinado grupo o colectivo y que deja abierta la vía para que el Estado pueda exigirlo. Esto implica que, aunque la actuación del Estado, traducida en una obra o servicio especial, redundará siempre en toda la población, es posible constatar que existe un grupo que se beneficia de modo particular.¹⁰

Al respecto, el Tribunal Fiscal en su Resolución N° 00416-1-2009 precisa lo siguiente:

*“Se afirma que la contribución es un tributo vinculado porque se asocia en su generación a una actividad estatal (actuación u obra pública) **que además de producir beneficios generales a toda la colectividad, genera beneficios diferenciales a cierto número de sujetos dentro de dicha colectividad.** En ese sentido, Sotelo Castañeda, afirma que ‘El beneficio es diferencial porque la obra pública o la actuación estatal provoca un beneficio general primero, a toda la colectividad, pero, a la vez, es posible identificar dentro de esa colectividad, un subgrupo diferencialmente beneficiado, con relación a dicha colectividad. Este subgrupo muestra o proyecta (en la contribución por obra pública el beneficio no es actual al momento de aprobar el tributo) un incremento de capacidad contributiva proveniente de la obra o actuación públicas, ergo, el Estado se legitima para pedirle, exigirle una porción de esa capacidad contributiva provocada en calidad del tributo contribución”¹¹. (Énfasis agregado).*

¹⁰ Ibidem.

¹¹ Al respecto, véase a Sotelo Castañeda (2008). En igual sentido, véase a Ríos Grandos (2010, p. 128). Ambas fuentes fueron citadas en la resolución 00416-1-2009 del Tribunal Fiscal (2009).

Por su parte, el Tribunal Constitucional en su Sentencia recaída en el Expediente N° 1520-2004-AA/TC, establece que las contribuciones son tributos vinculados cuya obligación surge a partir de los beneficios derivados de la realización de obras públicas o actividades estatales. Según este pronunciamiento, el hecho generador de una contribución no se fundamenta en una manifestación de capacidad contributiva, como ocurre con los impuestos, sino en el beneficio real o potencial que el contribuyente puede obtener de una actividad estatal. El Tribunal enfatiza que este beneficio puede ser directo o indirecto, real o potencial, pero siempre debe existir una vinculación entre la actividad estatal y el sujeto obligado al pago.

Asimismo, la sentencia aclara que la situación financiera del contribuyente, es decir, si presenta utilidades o pérdidas, no exime del cumplimiento de esta obligación tributaria, ya que estas variables están asociadas a la capacidad contributiva y no a la vinculación con el beneficio estatal. Este criterio refuerza la naturaleza específica de las contribuciones como tributos que no se miden exclusivamente por la capacidad económica del contribuyente, sino por la relación de causalidad entre la actividad estatal y el beneficio generado para el obligado, consolidando su diferenciación respecto de los impuestos y las tasas.

En ese marco, debe tomarse en cuenta que el Aporte al FONCEPRI es pagado teniendo como contrapartida la generación de un beneficio diferencial para los inversionistas, el cual se materializa en la actividad estatal de promoción de la inversión llevada a cabo por Proinversión, que redundando en la viabilización de los procesos de adjudicación a través de los cuales el inversionista llega a ser adjudicatario y se beneficia económicamente mediante la suscripción del contrato y la ejecución del proyecto.

Adicionalmente, cabe observar que el Aporte no ha sido fijado atendiendo a la capacidad contributiva de los obligados al pago, sino que, se ha establecido atendiendo a la finalidad de sostener y financiar las actividades que generan el beneficio en cuestión. Lo cual se asemeja a la estructura de una contribución.

Este último razonamiento se desprende de las normas que prevén el Aporte, en donde se dice expresamente que este constituye un recurso del FONCEPRI, cuyo destino es ***“financiar las actividades propias de los procesos de promoción de la inversión privada de los proyectos regulados en la Ley”***.

Siendo así verificamos que el Aporte al FONCEPRI posee una naturaleza que

guarda mayor afinidad con la categoría de contribución, debido a los siguientes motivos:

i) El Aporte al FONCEPRI financia exclusivamente actividades de promoción de la inversión privada realizadas por Proinversión, las cuales además de generar un beneficio general a la colectividad, generan un beneficio diferencial para un grupo específico de contribuyentes: los inversionistas adjudicatarios de proyectos regulados por el Decreto Legislativo N° 1362. Este beneficio, aunque derivado de una actuación estatal de interés general, puede identificarse y atribuirse a dicho grupo, conforme a los principios que caracterizan las contribuciones.

ii) A diferencia de las tasas, que se vinculan a servicios públicos individualizados, el Aporte al FONCEPRI no tiene como hecho generador la prestación directa de un servicio público a cada inversionista obligado al pago. Más bien, su fundamento se encuentra en el beneficio colectivo derivado de actividades estatales que impactan de manera particular a un grupo definido, lo cual es característico de las contribuciones.

Por lo tanto, en el hipotético caso de que Aporte al FONCEPRI se hubiera previsto en norma con rango de ley, este podría ser calificado como una contribución, debido a que posee los elementos característicos de esta especie, pues, se legitima en el beneficio diferencial que genera para los inversionistas obligados, pero a su vez genera un beneficio susceptible de ser aprovechado por la colectividad.

3.1.3. TASA

De acuerdo con el Código Tributario, la tasa es el tributo cuya obligación tiene como hecho generador la prestación efectiva por el Estado de un servicio público individualizado en el contribuyente.

Además, las tasas se clasifican en arbitrios, derechos y licencias. Los arbitrios corresponden a los pagos realizados por la prestación o mantenimiento de un servicio público; los derechos se refieren a los pagos efectuados por la prestación de un servicio administrativo público o el uso de bienes públicos; y las licencias gravan la obtención de autorizaciones específicas para realizar actividades de carácter particular que están sujetas a control o fiscalización.

Tanto Héctor Villegas como Gerardo Ataliba (1987), califican a la tasa como aquel tributo cuyo hecho generador es la actividad que el Estado cumple y que está vinculada con el obligado al pago. Los citados autores entienden que la actuación estatal vinculante es la característica más importante para reconocer si al enfrentarnos con determinado tributo estamos realmente ante una tasa¹².

Por su parte, Bravo Cucci (2006) sostiene que desde una perspectiva dinámica -entendiendo al tributo como fenómeno normativo- se considera tasa a una norma de incidencia tributaria cuyo aspecto material guarda vinculación directa con una actividad estatal consistente en la prestación efectiva por el Estado de un servicio público individualizado en el contribuyente graduado por el principio de capacidad contributiva. El autor nos indica que el principio rector de las tasas es el principio de provocación del costo del servicio¹³.

Así también, Robles Moreno *et al.*, sobre las tasas indica que:

“la tasa tiene como nota esencial que el hecho gravado es el servicio público individualizado. Su fundamento radica en el gasto provocado al ente estatal en la prestación del servicio divisible (tributo vinculado); - el servicio público prestado en forma individual como hecho gravado genera importantes consecuencias jurídicas; - la cuantía de la tasa no debe exceder del gasto provocado en la prestación del servicio. Debe existir una razonable equivalencia entre el servicio público prestado y la cuantía de la tasa.”¹⁴ (Énfasis agregado)

Rodrigo Rohrhirsch (2020) entiende que para que un tributo califique como tasa, su hipótesis de incidencia debe necesariamente contemplar una actividad estatal que esté directamente individualizada en el contribuyente y que la cuantía del tributo se determine por el costo de la actividad estatal¹⁵.

Bullard González y Zumaeta Castro (2015) señalan lo siguiente sobre las tasas:

¹² Ataliba, G. (1987). Hipótesis de incidencia tributaria. Lima: Instituto Peruano de Derecho Tributario.

¹³ Bravo Cucci, J. (2006). Fundamentos de derecho tributario. Lima: Palestra.

¹⁴ Robles Moreno, C., Ruiz de Castilla, F., Villanueva Gutiérrez, W. & Bravo Cucci, J. (2014). Código Tributario Comentado. Volumen I. Tercera Edición. Pacífico Editores.

¹⁵ Rodrigo Rohrhirsch, L. (2020). El aporte por regulación a favor del OEFA bajo la lupa: ¿Transgresión al principio de no confiscatoriedad? THĒMIS - Revista de Derecho, (77), 579-590.

“El límite es que el servicio, además de estar perfectamente identificado, no permite cobrar más que el costo de suministrarlo. La razón es lógica. Lo que se pague por encima del costo es en realidad un impuesto, pues no está asignado a financiar la prestación del servicio individualizado”¹⁶. (Énfasis agregado)

Al respecto, la Corte Suprema estableció en la Casación N° 24028-2017, que será una tasa-derecho aquella contraprestación que en principio cumpla con las características de una tasa, esto es, que su pago tenga como origen la prestación de un servicio estatal, y por ello, **exista una correspondencia entre la cuantía de la tasa con el gasto que le genere al Estado prestar dicho servicio**.

En virtud de este criterio entendemos que el monto de la tasa debe guardar una razonable equivalencia con el costo del servicio prestado. Sin embargo, en el caso del Aporte materia de análisis, es evidente que, por su forma de cálculo y los cuantiosos montos recaudados, no hay una relación de correspondencia entre el costo del servicio estatal y el monto pagado en virtud del Aporte. Más aún porque no lo precede una estructura de costos que permita calcularlo en virtud del costo efectivo del servicio.

De esa forma, tomando en cuenta lo establecido previamente, se evidencia que el Aporte al FONCEPRI no podría calificar como un Tasa a causa de lo siguiente:

i) Para que una tasa sea válidamente tal, debe existir una prestación efectiva del Estado en favor del contribuyente, con un beneficio concreto, individualizable y medible.¹⁷ Además, debe existir una razonable equivalencia entre el costo del servicio y el monto exigido, conforme lo ha reconocido la Corte Suprema en diversos pronunciamientos, como la Casación N° 24028-2017.

¹⁶ Bullard González, A., & Zumaeta Castro, F. (2015). Contrabando tributario: El aporte de regulación de cómo hacer pasar un impuesto como si fuera una contribución. Themis-Revista de Derecho, (67), 239-254.

¹⁷ Tribunal Constitucional, Sentencia del 16 de mayo del 2005, recaída en el Expediente N° 053-2004-PI/TC.

ii) En el caso del Aporte al FONCEPRI, no hay una prestación individualizada del Estado al inversionista. El proceso de adjudicación de un proyecto mediante una Asociación Público-Privada no constituye un servicio prestado al inversionista, sino un procedimiento de selección pública cuyo objetivo es elegir la mejor oferta para el Estado. Este proceso no se orienta a beneficiar al postor en particular, sino a garantizar la eficiencia y transparencia en la asignación de proyectos estratégicos, como parte de la actividad de Promoción de la Privada en el sector público, la cual es de interés nacional.

iii) El monto del Aporte no se encuentra vinculado a una estructura de costos que permita establecer su proporcionalidad con el servicio prestado. Por el contrario, la fórmula de cálculo basada en un porcentaje del CTI o CTP puede dar lugar a montos significativamente elevados que no guardan relación con los costos reales de la participación de Proinversión en el proceso. Este desbalance refuerza la idea de que el Aporte no cumple con los requisitos esenciales para ser considerado una tasa.

Por todo lo anterior, podemos concluir el presente capítulo bajo la siguiente síntesis: el Aporte al FONCEPRI carece de las características jurídicas necesarias para ser calificado como tributo, en tanto no ha sido creado mediante norma con rango de ley y su previsión en norma reglamentaria carece de elementos esenciales como el hecho generador, la base imponible y la alícuota.

Sin embargo, se verifica que esta obligación de pago guarda importantes similitudes con lo que sería una contribución, en tanto su pago tiene como contrapartida un beneficio diferencial en favor del inversionista adjudicatario del proyecto autofinanciado, pero además reporta un beneficio para la colectividad proveniente de la existencia de un mecanismo de adjudicación de proyectos que serán ejecutados y beneficiarán a la población.

4. ¿SE TRATA DE UN RECURSO NO TRIBUTARIO DEL TESORO PÚBLICO?

El análisis previamente glosado proporciona una conclusión que no es menor, ya que tiene implicancias directas en la forma en que el Estado gestiona y distribuye los recursos del FONCEPRI. Atribuirle la calidad de tributo a este aporte implica su sujeción al Sistema Nacional de Tesorería y limita la autonomía de Proinversión para administrar los fondos provenientes de este Aporte, necesarios para cumplir su función.

Por tanto, superar este malentendido conceptual tiene mayor importancia de la que se aprecia a simple vista, pues es una discusión que resulta urgente para garantizar una gestión coherente y eficiente de los recursos públicos destinados a la promoción de la inversión privada.

Así, para el desarrollo de este punto cabe formularnos la siguiente interrogante: ¿a pesar de no ser un tributo, la naturaleza jurídica del Aporte al FONCEPRI permite su calificación como recurso del Tesoro Público?

Para encontrar la respuesta resulta indispensable revisar la normativa del Sistema Nacional de Tesorería, empezando por el artículo 15 del Decreto Legislativo N° 1441, el cual indica lo siguiente sobre la gestión de ingresos del Tesoro Público:

“Artículo 15.- Gestión de Ingresos

[...]

15.3 Los Recursos Directamente Recaudados se rigen de acuerdo a lo siguiente:

1. Constituyen recursos del Tesoro Público los provenientes de las tasas, ingresos no tributarios y multas que recaudan las entidades referidas en los numerales i. y ii. del literal a. del inciso 1 del artículo 3, en el marco de la legislación aplicable.” (Énfasis agregado)

Como se aprecia, este artículo establece que constituyen recursos del Tesoro Público los provenientes de: (i) las tasas; (ii) los ingresos no tributarios provenientes de la venta de bienes, servicios y/o activos; y (iii) las multas administrativas por infracciones y penalidades.

Al respecto, el artículo 3 del Decreto Supremo N° 043-2022-EF, que reglamenta el previamente citado artículo 15.3, establece con el siguiente nivel de detalle los recursos que forman parte del Tesoro Público:

5. ¿QUIÉN DEBERÍA TENER LA EXCLUSIVIDAD EN LA RECAUDACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL APORTE AL FONCEPRI?

Estando a las anteriores conclusiones, según las cuales no existe amparo legal para indicar que el Aporte al FONCEPRI constituye recurso del Tesoro Público, entonces cabe desarrollar los motivos por los cuales Proinversión es aquella entidad que debe tener la exclusividad en la recaudación y administración del aporte, el cual, según nuestro análisis **tiene la naturaleza de un gravamen al inversionista que constituye un recurso institucional propio de Proinversión.**

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 21 del Decreto Legislativo N° 1362, Proinversión es la entidad encargada de la gestión y dirección del FONCEPRI. Los recursos que conforman este fondo están destinados a cubrir las acciones vinculadas a la promoción de proyectos de inversión, los cuales son desarrollados bajo las modalidades que establece dicho marco legal, como las APP y los PA, siempre bajo la conducción de Proinversión.

Asimismo, conforme al artículo 28 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, aprobado mediante Decreto Supremo N° 240-2018-EF, se confirma que Proinversión tiene a su cargo la administración y dirección del FONCEPRI. De acuerdo con ello, los fondos de este mecanismo se utilizan específicamente para financiar las actividades de promoción de inversión privada previstas en la normativa aplicable.

Por su parte, el artículo 23 del citado reglamento establece que Proinversión debe implementar la política nacional de promoción de la inversión privada. Para ello, le corresponde formular directivas internas, gestionar propuestas de iniciativa privada, y liderar los procesos de promoción, velando por el cumplimiento de los principios jurídicos pertinentes. También se le asignan funciones de análisis, supervisión y aprobación de los componentes técnicos y financieros de los proyectos, así como participación en modificaciones contractuales y acciones estratégicas para fortalecer la imagen del país como destino de inversión. Igualmente, se encarga de otorgar la Buena Pro y de validar documentos modelo para los procesos bajo su competencia, con la participación del MEF cuando así se requiera.

De todo el bagaje normativo antes citado, incluida la Nueva Ley de APP, se desprende que el legislador ha pensado en el FONCEPRI como un elemento esencial del presupuesto de Proinversión, cuyo destino exclusivo es financiar las actividades a cargo de la entidad, que, en suma, son las actividades de promoción de la inversión. Y como es lógico, la norma le ha dado la titularidad

en la gestión, administración y dirección de este fondo y consecuentemente de los recursos que lo integran, pues, constituye la forma óptima de que la entidad gestione su propio presupuesto para lograr un desarrollo eficiente.

Lo anterior adquiere firmeza al verificar que el Aporte al FONCEPRI (uno de los recursos principales del fondo) no constituye un recurso del Tesoro Público, con lo cual, en virtud del principio de legalidad reconocido constitucionalmente, cabe respetar el destino preestablecido legalmente para este recurso, el cual es, estar dirigido a formar parte del presupuesto de Proinversión como un recurso institucional propio destinado al financiamiento de su actividad más esencial: la promoción de la inversión privada.

Por todo lo anterior, somos de la opinión que corresponde a Proinversión la recaudación, el uso y la administración del Aporte al FONCEPRI, como uno de los recursos del fondo. Consideramos que este recurso es estratégico y esencial para financiar las actividades de promoción de la inversión privada, como la contratación de consultorías, la organización de eventos, la adquisición de bienes y servicios, y todo tipo de costos necesarios para la conducción y promoción de los proyectos de inversión con participación del sector público y privado.

6. ¿QUÉ TRATAMIENTO TRIBUTARIO DEBE DAR EL INVERSIONISTA AL PAGO REALIZADO POR APORTE AL FONCEPRI?

No cabe duda de que el pago del Aporte al FONCEPRI constituye para el inversionista adjudicatario un gasto que resulta necesario hacer a efectos de continuar con el desarrollo del proyecto de inversión que le generará una utilidad a mediano o largo plazo. Dicho pago, al estar establecido en las bases del proyecto, constituye una obligación a cargo del inversionista, la cual de no ser cumplida podría originar la resolución del convenio de inversión y la pérdida del proyecto adjudicado.

En tal sentido, cabe analizar si dicho pago tiene el carácter de un gasto deducible en favor del inversionista para efectos de su cálculo del Impuesto a la Renta empresarial.

Al respecto, es importante señalar que no todo desembolso efectuado por una empresa puede ser considerado automáticamente como deducible para efectos del Impuesto a la Renta. Solo serán deducibles aquellos gastos que

guarden una relación directa y necesaria con las actividades que desarrolla el contribuyente en el marco de su negocio y que estén orientados a la obtención de ingresos. Para ello, resulta indispensable que dichos gastos cumplan con el denominado “principio de causalidad”, recogido en el artículo 37 de la Ley del Impuesto a la Renta (LIR)¹⁸.

Este artículo establece como regla general que, para calcular la renta gravada, se podrán deducir los gastos necesarios para generar la renta o conservar su fuente, así como aquellos asociados a la obtención de ganancias de capital, siempre que la deducción no se encuentre expresamente prohibida por ley.

Por su parte, la jurisprudencia de la Corte Suprema ha precisado que, al momento de evaluar si un gasto es deducible, se deben identificar dos elementos: uno subjetivo, referido a la intención de generar renta; y otro objetivo, vinculado a la actividad económica del contribuyente. En esa línea, se ha establecido que no podrán deducirse aquellos gastos que carezcan de relación con la actividad empresarial ni aquellos que no persigan como finalidad la producción de rentas gravadas.¹⁹

En ese orden de ideas, como primer punto de análisis, verificamos que el Aporte al FONCEPRI no se encuentra como deducción expresamente prohibida bajo los alcances del artículo 44 de la LIR. Con lo cual, podemos evaluar su deducibilidad bajo lo establecido por el artículo 37 de la misma LIR.

Al respecto, como hemos indicado previamente, conforme al artículo 28 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, Proinversión determina y consigna en las bases del proyecto el Aporte al FONCEPRI a ser pagado por el inversionista adjudicatario. De esa forma, al estar contenido en las bases del proyecto, constituye una obligación a cargo del inversionista, la cual será un requisito esencial para llevar a cabo el proyecto que generará las ganancias que posteriormente son gravadas con el Impuesto a la Renta.

Bajo esa lógica, se aprecia que el pago del Aporte al FONCEPRI cumple con el principio de causalidad, pues su pago tiene la causa subjetiva de conseguir la generación de rentas, en tanto la ejecución del proyecto adjudicado producirá

¹⁸ Aprobada mediante Decreto Supremo N° 179-2004-EF.

¹⁹ Sentencia de Casación N° 17082-2021 Lima, emitida por la Quinta Sala de Derecho Constitucional y Social Transitoria de la Corte Suprema.

utilidad para el inversionista; pero además cumple con una causa objetiva, puesto que es un pago directamente vinculado a la actividad empresarial, en tanto, está legalmente establecido que el inversionista adjudicatario debe realizar dicho pago, lo que constituye un requisito para el desarrollo de dicha actividad empresarial consistente en la ejecución de un proyecto de inversión promovido por Proinversión, bajo cualquiera de las modalidades del Decreto Legislativo N° 1362.

Por tanto, cabe concluir que el pago realizado por Aporte al FONCEPRI constituye un gasto deducible al cumplir con el principio de causalidad, pues guarda una directa vinculación con las actividades empresariales del inversionista adjudicatario, siendo un gasto necesario para la generación de los ingresos gravados con el Impuesto.

7. CONCLUSIONES

Al tenor de todo lo expuesto, podemos concluir el presente trabajo con las siguientes premisas:

- **El Aporte al FONCEPRI no constituye un tributo ni un recurso del Tesoro Público, es un recurso institucional propio de Proinversión.** Del análisis del marco constitucional y legal aplicable se desprende que el Aporte al FONCEPRI carece de los elementos esenciales exigidos para su calificación como tributo, en tanto fue creado mediante norma reglamentaria y no por norma con rango de ley, y no presenta una definición clara de hecho generador, base imponible, alícuota ni sujetos de la relación jurídico-tributaria. Asimismo, el Aporte no encaja en las categorías de recursos del Tesoro Público previstas en el Decreto Legislativo N° 1441 y su reglamento, pues no es tasa, ni multa, ni ingreso no tributario derivado de la venta de bienes, servicios o activos; por lo que no corresponde subsumirlo en el ámbito de gestión del Sistema Nacional de Tesorería. En tal sentido, la suma recaudada constituye un recurso institucional propio de Proinversión
- **Su estructura guarda similitud con la del tributo tipo contribución.** Si bien el Aporte no puede ser considerado tributo en sentido estricto, en un plano de análisis hipotético su configuración revela una mayor afinidad con la categoría de contribución, al financiar una actividad estatal

estatal específica -la promoción de la inversión privada- que genera un beneficio diferencial para un grupo determinado de sujetos: los inversionistas adjudicatarios de proyectos autofinanciados. Esta característica de generar un beneficio diferencial, sumada a la previsión reglamentaria que encarga a Proinversión la gestión, administración y dirección del FONCEPRI, genera que el cobro se asemeje en gran medida a la contribución, falta únicamente para ser tal su previsión en norma con rango de ley.

- **Para el inversionista adjudicatario el Aporte es un gasto deducible.** Desde la perspectiva del inversionista, el pago del Aporte al FONCEPRI constituye un desembolso necesario para acceder y mantener la condición de adjudicatario del proyecto, configurándose como un requisito esencial para la ejecución de la inversión que generará rentas gravadas a mediano y largo plazo. Al no encontrarse prohibido como deducción en el artículo 44 de la LIR y cumplir con el principio de causalidad recogido en su artículo 37 -tanto en su dimensión subjetiva (intención de generar rentas) como objetiva (vinculación con la actividad empresarial)- dicho pago debe ser reconocido como gasto deducible para efectos del Impuesto a la Renta empresarial.

Diciembre 2025