Revista Peruana de Energía N° 13
EDICIÓN 2026
Octava entrega



La columna vertebral energética del Perú, a contrarreloj

Ronald Sebastián Yaipén Polo

Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Egresado en el décimo superior de la Facultad de Derecho de la PUCP, y con estudios en la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y la Universidad de Ciencias Aplicadas de Tréveris (Hochschule Trier). Egresado del Programa de Extensión Universitaria del OSINERGMIN (2026). Actualmente, se desempeña como Asociado junior en LQG Energy & Mining Consulting, brindando asesoría en regulación del sector eléctrico e hidrocarburos. Correo: sebastianyaipenpolo@gmail.com

Introducción

El mercado energético peruano se aproxima a un nuevo hito en su historia: el término de dos de los contratos de concesión que comprenden instalaciones clave para la prestación de servicios de transmisión eléctrica y transporte de gas natural. En este escenario, son diversas las preguntas que caen por sí solas: ¿Qué pasará con la futura operación de las instalaciones involucradas? ¿Quiénes serán los nuevos responsables a cargo? ¿Cuál es el rol del Estado ante esta situación? ¿El Estado es consciente de la importancia que revisten estas concesiones?

Como paso a explicar a continuación, la particular naturaleza de estos mercados (el de transmisión eléctrica y el de transporte de gas natural) exige la adopción de medidas estratégicas para que los servicios que se brinden al usuario se realicen de la manera más eficiente posible. Por ello, resulta de suma importancia tener claro cuáles son las opciones a su alcance para garantizar la prestación de estos servicios que inciden en el bienestar social, así como su desarrollo y la mejora de estos –claro está– de la mano con la inversión privada.

Lo cierto es que, a partir del marco normativo vigente y las disposiciones contractuales pactadas a la fecha, es posible identificar algunos atisbos de cuáles podrían ser las líneas de acción que podría adoptar el Ministerio de Energía y Minas ("MINEM"), entidad rectora del sector, para gestionar el futuro de estas concesiones. Son estos caminos los que propongo explorar a continuación.

I. Pero primero, una cuestión previa: ¿Cuál es la naturaleza particular de estos mercados?

La estructura del mercado energético peruano posee una naturaleza particular, pues cuenta con dos elementos que considero conveniente repasar para, por un lado, comprender mejor el funcionamiento del sector eléctrico y de gas natural; y, por otro lado, entender por qué la discusión sobre el futuro de su infraestructura resulta sumamente relevante no solo desde un punto de vista contractual, sino también desde una lógica económica y regulatoria. Estos elementos son (i) la presencia de industrias de redes y (ii) la existencia de monopolios naturales.

1.1. Las industrias de redes: la infraestructura como elemento esencial

Las industrias de redes son aquellas industrias que se caracterizan por la necesidad de contar con una red de infraestructura que conecte puntos de producción, transporte y consumo para la prestación de un servicio (De Los Llanos, 2002). Estas industrias están presentes en diversos sectores y, con el paso de los años, la tecnología ha permitido inclusive que ya no sólo se conciban redes físicas, sino también digitales[1].

[1] Al respecto, Pascual, J. J. M., & Finger, M. (2022) afirman que "*Las plataformas digitales en mercados multilaterales pueden considerarse las nuevas industrias de red debido a la relevancia de los efectos de red directos, indirectos y algorítmicos.*" (p.1)

Ejemplos clásicos incluyen al sector de telecomunicaciones, agua, electricidad, gas natural; y actualmente también las plataformas digitales, como las redes sociales, *e-commerce*, entre otros.

Ahora bien, en lo concerniente a industrias como la electricidad y el gas natural, Vasquez *et al*. (2016) han señalado que estas consisten en una serie de nodos de producción y consumo conectados por infraestructura física, que puede adoptar configuraciones enmalladas, radiales o en forma de árbol. Sin esta infraestructura, los mercados no funcionarían: sin redes de transmisión, la generación eléctrica no puede llegar a los hogares; sin ductos de transporte, el gas natural tampoco puede trasladarse desde los yacimientos o plantas de procesamiento hacia las industrias.

Un punto de particular interés es que las industrias de redes pueden combinar, en una misma cadena de valor, segmentos competitivos con segmentos monopólicos[2]. Por ejemplo, la actividad de generación eléctrica puede admitir competencia entre agentes, sin perjuicio de que la actividad de transmisión conserve características de monopolio natural. De forma similar, en gas natural puede existir competencia en determinadas actividades de producción, pero el transporte por ductos mantiene una estructura de red que no es replicable económicamente.

En el amplio sentido del término, resulta evidente que la infraestructura en las industrias de redes cumple un rol esencial: la existencia de competencia en los segmentos abiertos al mercado (donde usualmente se genera el recurso a ser comercializado, como la electricidad o el gas natural) depende de que los agentes puedan acceder a dicha infraestructura de manera libre y bajo condiciones objetivas[3]. Caso contrario, no sería posible la entrega física del bien o servicio que se pretenda ofrecer.

---

[2] De acuerdo con Lafuente y Pérez de Tudela (2001) "(...) *uno de los principios básicos de la nueva regulación de las industrias de red es la distinción entre las actividades de red (o transporte), que son presumiblemente monopolísticas, y las actividades que hacen uso de la red, que pueden estar sujetas a la competencia.*" (p.21)

[3] De hecho, es en ese sentido que se contemplan mecanismos regulatorios como el "*Open Access*", que obliga a los concesionarios de infraestructura considerada esencial a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, a cambio de que estos asuman los costos y las compensaciones por el uso.

1.2 Los monopolios naturales: una respuesta de eficiencia

Un monopolio natural es una estructura de mercado en el que, por las características tecnológicas y/o los costos de una actividad, resulta más eficiente que una sola empresa atienda la demanda de un mercado antes que dos o más competidores[4].

Para quien sea nuevo en el tema, puede resultarle paradójica la idea de que resulte más beneficioso para el mercado que un solo agente sea el encargado de asumir de manera exclusiva la operación de todo este, más aún considerando que la libre competencia es la regla en un Estado que posee una economía social de mercado (como es el caso peruano[5]). Sin embargo, esta duda se puede despejar entendiendo la situación de los costos que asumen los agentes que participan en este modelo de mercado.

Como explican Dammert *et al*. (2008), los monopolios naturales se presentan en actividades caracterizadas por altos costos fijos, costos hundidos y economías de escala. Aquí, los agentes deben realizar grandes inversiones iniciales para construir la infraestructura necesaria para prestar un servicio, asumiendo costos que no podrán recuperarse si la demanda es insuficiente. La rentabilidad de la actividad económica depende, en buena medida, de que la infraestructura sea utilizada a una escala suficiente, de modo que su costo de producción se reduzca conforme aumenta el volumen (de demanda) que es atendido. Dicho de otro modo, esta actividad posee una significativa economía de escala[6].

¿Qué sucedería si cada agente construye la misma infraestructura dos, tres o más veces en estos mercados? Resultaría ineficiente, pues supondría repartir la demanda entre ellos, elevándose los costos del sistema, lo que

---

[4] Es así que Barrantes, R. (2018) afirma que "*(...) estamos en presencia de un monopolio natural cuando la sociedad alcance la eficiencia productiva si la demanda es abastecida únicamente por un proveedor único. En otras palabras, una sola firma minimiza costos para la sociedad cuando produce toda la demanda de mercado.*" (p.10)

[5] Recuérdese lo establecido en el artículo 58 de la Constitución, según el cual en el Estado peruano se ejerce una "economía social de mercado", en el que la iniciativa privada es libre, y el Estado orienta el desarrollo del país para actuar principalmente en las áreas de promoción de servicios públicos, infraestructura, entre otros sectores determinados.

[6] Económicamente hablando, "*[c]uando el costo total promedio a largo plazo disminuye conforme aumenta la cantidad producida, se dice que hay economías de escala*" (Mankiw, 2012, p.272).

eventualmente impactaría en precios más altos para el consumidor final. Es por ello que el concepto de monopolio natural se vincula con la existencia de "subaditividad de costos[7]": es menos costoso producir una determinada cantidad mediante una única infraestructura que producir mediante varias infraestructuras duplicadas.

Para fines prácticos, propongo observar el sector que nos interesa. En la actividad de transmisión eléctrica, la naturaleza monopólica se relaciona con la necesidad de contar con redes de alta tensión que conecten las centrales de generación y los puntos de consumo eléctrico. Sin embargo, no es útil construir líneas de transmisión donde otra ya ha sido construida, pues este negocio presenta economía de escala, y desde un punto de vista físico, se busca también reducir las pérdidas de energía que involucra el traslado eléctrico. Similar es el caso de la actividad de transporte de gas natural: las redes de ductos presentan economías de escala porque las tuberías de mayor capacidad pueden transportar mayores volúmenes con menores costos.

Vinculándolo a la promoción de la competencia, queda claro que al menos en estas actividades energéticas (transmisión y transporte) no hay espacio para ella. Sin embargo, como ya he explicado, la existencia de esta infraestructura monopólica es indispensable para que en otros sectores del mercado sí pueda existir competencia. Por tanto, dado que finalmente será un único agente el que tome el control de la actividad monopólica, es indispensable que quien asuma la titularidad de la misma posea la *expertise* necesaria para operar la infraestructura subyacente. He aquí la importancia de conocer a detalle quiénes son los titulares de estas actividades del mercado energético.

II. Los proyectos que estructuran la "columna vertical energética" del Perú

Durante los años 90, el mercado peruano atravesó un complejo proceso de privatización[8], no siendo ajena la industria energética, que hasta ese momento

---

[7] De acuerdo con Soto (2009), la subaditividad de costos "*refleja que es socialmente mejor que una empresa opere como única en la provisión del servicio o producción de bienes. Esta situación aparece en industrias de infraestructuras de red, en las cuales las inversiones son muy grandes y buena parte de ellas constituirá costos hundidos*." (p.80)

momento se caracterizaba por contar con un mercado eléctrico integrado verticalmente, a cargo de la estatal monopólica Empresa de Electricidad del Perú ("Electroperú"). Por su parte, el mercado de hidrocarburos se preparaba para la inminente llegada de nuevas inversiones sobre aquel combustible que pocos años más tarde generaría una revolución en la matriz energética peruana: el gas natural.

Es así que, para la década de los 2000, fueron muchos los proyectos en el sector energético que habían sido puestos a disposición del mercado mediante procedimientos licitatorios, entre los cuales resaltan por su envergadura principalmente dos:

- El Sistema de Transmisión ETECEN-ETESUR, conformado por un grupo de redes que en conjunto acumulaban la red más extensa que recorría longitudinalmente el Perú; y

- El proyecto Camisea, donde además de adjudicarse la explotación del yacimiento más importante de gas natural del Perú, se adjudicó el servicio de transporte a un agente independiente para que construyera el gasoducto principal que hoy alimenta las principales centrales termoeléctricas e industrias del país.

A continuación, procedo a contextualizar cada uno de ellos.

2.1 La red de transmisión más grande del Perú: el Sistema de Transmisión ETECEN-ETESUR

Tras la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, el mercado eléctrico fue segmentado en tres actividades[9]: generación, transmisión y distribución. Con ello, la nacional Electroperú atravesó un proceso de reorganización[10], dando pase a la creación de:

---

[8] Cuya habilitación legal fue otorgada inicialmente mediante el Decreto Legislativo N° 674, Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado, publicada en el año 1991, según detalla la Contraloría General de la República (2015).

[9] Si bien la Ley de Concesiones Eléctricas reconoce a la Comercialización como una cuarta actividad, hasta la fecha esta figura no ha sido desarrollada normativamente; en su lugar, ha sido un rol asumido como parte de la actividad de distribución eléctrica.

[10] A mayor detalle, Santiváñez y Venero (2022) explican cuáles fueron las empresas

- La Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. (“ETECEN”), a cargo del Sistema Interconectado Centro Norte (“SICN”) con una longitud de 3,626 km.; y

- La Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (“ETESUR”), a cargo del Sistema Interconectado Sur (“SISUR”) con una longitud de 787 km[11].

En conjunto, ambos sistemas conformaban la mayor parte del Sistema Principal de Transmisión del país, en adición a los sistemas secundarios.

No obstante, a fin de fortalecer el sistema eléctrico nacional y consolidar la unidad de su gestión, se evaluó la conveniencia de formar un único sistema interconectado a nivel nacional. Sin embargo, la inversión que suponía esta hazaña superaba la capacidad de las empresas estatales involucradas (De La Cruz Sandoval & García, 2003). Debido a ello, durante la década de los noventa, fueron adjudicados y suscritos diversos contratos de concesión con la finalidad de lograr la interconexión eléctrica del SICN y del SISUR, y fortalecer las líneas de transmisión mediante la construcción de nuevas redes y optimización de las ya existentes (Afin, 2025).

En este contexto, entre los años 2001 y 2002, el Comité Especial de Promoción de la Inversión Privada – CEPRI llevó a cabo el proceso de “Licitación pública especial internacional para la entrega en concesión de los sistemas de transmisión eléctrica del Estado (ETECEN-ETESUR)”. El proyecto fue adjudicado a Red de Energía del Perú S.A. (REP), una empresa filial del grupo colombiano ISA Energía, quien pagó USD 262 millones al Estado por los activos involucrados (Shiguiyama, 2025).

Por un lado, REP asumió la operación y mantenimiento de toda la infraestructura que se encontraba bajo la titularidad de ETECEN y ETESUR, así como la ampliación de la misma. Por otro lado, el Estado estableció un mecanismo de remuneración anual garantizada en favor de REP ascendente a USD 58,638,000.00[12].

---

resultantes de la reestructuración de Electroperú, como Cahua, Etevensa, Egasa, Egemsa, en el sector Generación; Electro Centro, Electro Nor Oeste, Electro Sur, en la actividad de distribución; por mencionar algunas.

[11] Datos obtenidos a partir del estudio de Bonifaz (1999).

[12] Según lo previsto en la cláusula décimo tercero del Contrato de Concesión ETECEN-ETESUR.

La concesión fue otorgada por un plazo de 30 años; su vencimiento contractual está previsto para el año 2032.

El Sistema ETECEN-ETESUR constituía el activo de transmisión más relevante del país al momento de su concesión. De acuerdo con OSINERGMIN (2001), la cantidad de líneas que conformaban el sistema ETECEN-ETESUR suponían, hasta 2001, un 72.4% de la facturación total del sistema de transmisión peruano, ya que concentraban alrededor del 85% de la infraestructura de transmisión del Perú en ese momento. Hoy, con las nuevas ampliaciones ejecutadas, la concesión abarca un total de 5,488 km. de líneas (OSINERGMIN, 2025), siendo la concesión más grande adjudicada y vigente.

2.2 La troncal del gas natural: el sistema de transporte

En 1996, el Estado peruano firmó un contrato de licencia por cuarenta años con el Consorcio Shell-Mobil[13], a través del cual otorgó el derecho a la explotación de los Lotes 88A y 88B, yacimientos ubicados en Camisea, Cusco; donde una década antes se habían descubierto importantes reservas de gas natural. No obstante, en 1998, el consorcio anunció su decisión de no continuar con sus operaciones por presuntas discrepancias en las condiciones que involucraba el trabajo en los yacimientos (OSINERGMIN, 2014).

Es así como, en mayo de 1999, el Estado peruano convocó a un concurso público internacional para el desarrollo del hoy famoso “Proyecto Camisea”. La Comisión de Promoción de la Inversión Privada - COPRI había elaborado un esquema de mercado dividido en dos líneas de negocios: (i) la explotación de las reservas del Lote 88, y (ii) el transporte y distribución del gas natural extraído.

Así, en el año 2000, junto a la firma del contrato para la explotación del yacimiento cuzqueño, en octubre se celebró un contrato de concesión para las actividades de transporte y distribución de gas natural. En 2002, no obstante, el negocio de distribución en las ciudades de Lima y Callao fue cedido a otro agente[14] (OSINERGMIN, 2014).

---

[13] Consorcio formado por Shell Prospecting and Development (Peru) B.V. y Mobil Exploration and Producing Peru INC.

[14] A la fecha, el concesionario del sistema de distribución de gas natural en las ciudades de Lima y Callao es la compañía Gas Natural de Lima y Callao S.A., conocida comercialmente como Cálidda.

Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) fue el adjudicatorio –y hoy el titular– de la denominada "Concesión de Transporte de Gas Natural por ductos de Camisea al City Gate". Desde su inicio de operación comercial en el año 2004 hasta la actualidad, la concesionaria opera una red de gasoductos con una capacidad de 920 MMPCD para el transporte de gas natural desde los yacimientos de Camisea hasta el City Gate de Lurín (demanda interna) y una capacidad de 130 MBPD para el transporte de líquidos de gas natural (demanda exportadora) (OSINERGMIN, 2025). El gasoducto cuenta con una longitud aproximada de 730 km. y permite que el gas de Camisea llegue a la costa central y al principal nodo de demanda del país (Lima e Ica), lo que facilita el abastecimiento de las industrias, el mercado vehicular (GNV) y, sobre todo, la generación eléctrica. El contrato de concesión tiene previsto su vencimiento en el año 2034.

Como se podrá advertir, tanto el Sistema de Transmisión ETECEN-ETESUR como el Sistema de Transporte de Gas Natural constituyen la infraestructura troncal –esto es, la columna vertebral– que hace posible el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico peruano, así como del mercado de gas natural, respectivamente. Dado el rol de vital importancia que esta infraestructura salvaguarda, y a menos de una década para el eventual vencimiento de ambas concesiones, es necesario identificar cuáles son los futuros alternativos que podrían configurarse en torno a su administración.

III. ¿Dos caras de una misma moneda?

Los contratos de concesión asociados tanto a la línea de transmisión ETECEN-ETESUR como al gasoducto de transporte de gas natural fueron suscritos bajo un régimen de promoción de la inversión privada que, en su momento, apenas daba sus primeros pasos en el Perú. De hecho, ambos proyectos fueron gestados en el marco del Decreto Supremo N° 059-96-PCM, que aprobó el Texto Único Ordenado de las normas con rango de ley que regulaban la entrega en concesión al sector privado de las "Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos"; y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 060-96-PCM.

Es así que, en ambos casos, el Estado peruano entregó a un privado la explotación de una infraestructura energética de carácter estratégico mediante contratos de concesión de largo plazo. Mientras el Estado conservó la titularidad del interés público, sometió la ejecución de la infraestructura a un esquema de regulación y supervisión.

Así, aunque no recibieron la etiqueta “formal” de Asociación Público-Privada (APP), los contratos salvaguardaron su lógica típica: mientras el privado asumió compromisos de inversión y de gestión de riesgos, el Estado conservó funciones de regulación y control[15].

Considero necesario hacer hincapié en esta afirmación porque conocer cuál es el régimen aplicable a estos contratos es indispensable para identificar el tratamiento legal bajo el cual corresponden ser analizados. La operación de los concesionarios no está sujeta, pues, al solo texto contractual, el cual si bien configura un buen punto de partida para el análisis, el punto de llegada será un ecosistema normativo mucho más amplio.

En efecto, ambos contratos reconocen que existe un conjunto normativo de disposiciones las cuales deberán ser observadas en la ejecución contractual. Este bloque de normas denominado “Leyes aplicables” se encuentra conformado tanto por las normas indicadas en los antecedentes de los contratos (tales como las incluidas en las Bases[16]), así como por las que son referenciadas a lo largo del texto contractual, incluyendo las normas que las complementan, suplementan y reglamentan.

En ese sentido, debe advertirse que los antecedentes de estos contratos son claros al remitir al régimen de promoción de la inversión privada en infraestructura y servicios públicos entonces vigente, el cual estaba conformado, entre otras disposiciones, por el Decreto Supremo N° 059-96-PCM y el Decreto Supremo N° 060-96-PCM. Por ello, aunque al momento de su suscripción no existiera todavía la denominación formal de “APP”[17], sí existía el régimen jurídico precedente que cumplía la misma función económica y regulatoria que posteriormente sería sistematizada bajo dicha categoría.

---

[15] De hecho, la exposición de motivos del Decreto Legislativo N° 1012, norma precedente más próxima al Decreto Supremo N° 059-96-PCM; reconoció que, a la fecha de su emisión, el Estado peruano ya había venido impulsando “*(...) la participación del sector privado en proyectos de inversión en infraestructura y servicios públicos mediante contratos bajo la modalidad de APPs*”, confirmando que ya existían proyectos bajo el esquema de APP a pesar de la ausencia de la calificación jurídica.

[16] Por ejemplo, el Contrato ETECEN-ETESUR establece en su numeral que 1.1.4 que “Cualquier referencia a “Leyes Aplicables” deberá entenderse efectuada a las leyes y disposiciones mencionadas en el numeral 1.3 de las Bases, así como a todas las regulaciones y reglamentos que sean emitidos por una Autoridad Gubernamental, incluyendo normas complementarias, suplementarias, modificatorias y reglamentarias.”

[17] Jurídicamente hablando, la categoría legal expresa de “Asociación Público-Privada - APP”

Desde esta perspectiva, la normativa vigente de APP no resultaría ajena a estos contratos. Por el contrario, puede ser entendida como la evolución normativa del régimen de promoción de la inversión privada que formaba parte de su bloque de Leyes Aplicables. En consecuencia, sus disposiciones asociadas pueden ser tomadas como parte del régimen jurídico aplicable, sobre todo para efectos de integración e interpretación de aspectos no expresamente previstos por el contrato o por la normativa sectorial original.

Quiero aclarar que esto no supone afirmar que las normas APP vigentes puedan modificar automáticamente el contenido contractual ni desplazar las condiciones esenciales originalmente pactadas. Considero que las normas posteriores solo pueden incidir en la relación contractual en la medida en que no afecten los derechos y obligaciones conferidos a las partes. Así, la relevancia de la normativa APP vigente no deriva de una aplicación retroactiva, sino de una continuidad normativa.

Por otro lado, debo precisar también que cada uno de estos proyectos se encuentra gobernado por una normativa sectorial particular. Mientras la concesión ETECEN-ETESUR se inserta en el subsector electricidad y, por tanto, se articula con el Decreto Ley N° 25844, su Reglamento, la Ley N° 28832 y la reglamentación de la actividad de transmisión; el sistema de transporte de gas natural, en cambio, se inserta en el subsector hidrocarburos-gas natural, y se rige por su normativa correspondiente, como la Ley N° 27133 y la reglamentación específica a la actividad de transporte por ductos.

Con todo ello en mente, el análisis que procedo a realizar parte entonces: (i) de la premisa general de que ambos contratos, si bien fueron celebrados bajo el régimen de promoción de inversión privada entonces vigente, hoy son materialmente reconducibles a la categoría de APP como a su legislación asociada debido a su similar lógica concesional y antecedentes normativos; y, (ii) de la identificación de las reglas sectoriales específicas que modulan esa base común.

---

no surgió sino hasta el año 2008, tras la aprobación del Decreto Legislativo N° 1012, que aprobó la “Ley Marco de Asociaciones Público-Privadas para la generación de empleo productivo” y buscó agilizar los procesos de promoción de la inversión privada en el Perú. La definición exacta fue establecida mediante el artículo 3 de esta norma.

IV. ¿Cuáles son los escenarios que se avecinan?

Frente al eventual vencimiento del plazo de un contrato de concesión que involucra la operación de infraestructura indispensable en la prestación de servicios como los que analizamos, el Estado cuenta con diversas opciones para gestionar la operación de la infraestructura involucrada y, sobre todo, garantizar la prestación de los servicios asociados.

Al respecto, considero que las principales opciones son las siguientes:

(i) **Opción N° 1:** Dejar que el contrato venza, recibir los bienes y volver a licitar la concesión.
(ii) **Opción N° 2:** Acordar una extensión del plazo contractual y dejar constancia mediante modificatoria del contrato vigente antes de su vencimiento.
(iii) **Opción N° 3:** Recuperar el activo y asumir directamente la prestación.
(iv) **Opción N° 4:** Usar mecanismos transitorios de continuidad mientras se prepara la solución definitiva.

Desde mi punto de vista, las opciones N° 1 y 2 contemplan la posibilidad de que agentes privados (ya sean los actuales titulares u otros nuevos) continúen encargándose de la operación y mantenimiento de la infraestructura energética. Por su parte, las opciones N° 3 y 4 son opciones que otorgarían al gobierno, sea de manera temporal o permanente, el protagonismo de la operación de la infraestructura y excluirían la posibilidad de compartir los riesgos administrativos y económicos con los agentes del sector privado.

Sin embargo, ante esta variedad de posibles escenarios, es necesario aplicar filtros que permitan dilucidar cuáles son los caminos jurídicamente válidos que puede escoger el Estado de cara a estos proyectos. Los filtros que propongo utilizar suponen identificar: (i) lo pactado en el contrato y (ii) las disposiciones normativas generales y sectoriales aplicables en cada caso.

4.1 Análisis del futuro de la concesión ETECEN-ETESUR

El contrato de concesión ETECEN-ETESUR fue suscrito en setiembre de 2002. La cláusula tercera de este contrato regula el plazo de vigencia de la concesión, en el que se estipula lo siguiente:

*"**CLÁUSULA TERCERA***
PLAZO DEL CONTRATO DE CONCESIÓN
*Salvo que se produzca la Caducidad de la Concesión antes del vencimiento del plazo estipulado en esta Cláusula, **el plazo por el que se otorga la Concesión es de treinta (30) años contados a partir de la Fecha de Cierre** de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.1 de las Bases y el Numeral 5.3 del presente Contrato, siendo de aplicación lo dispuesto en la Cláusula Décimo Novena del presente Contrato.*

Este Contrato estará vigente y surtirá plenos efectos jurídicos durante el plazo indicado en el párrafo anterior, concluyendo por cualquiera de las causales de caducidad establecidas en la Cláusula Vigésima del presente Contrato."

(Subrayado propio)

Al respecto, es importante mencionar que la Cláusula Décimo Novena del contrato regula los supuestos de suspensión y prórroga del plazo de la concesión, estableciendo que solo en caso suscitase alguno de los eventos previstos como "Causal de Suspensión", el contrato podrá ser prorrogado[18].

Por tanto, –y al menos hasta el momento de la redacción del presente artículo– la caducidad del contrato está prevista para el año 2032 y contractualmente no se prevé la posibilidad de ampliar la vigencia de la concesión por un plazo mayor a los 30 años.

---

[18] **CONTRATO DE CONCESIÓN ETECEN-ETESUR -CLAÚSULA DÉCIMO NOVENA**
"SUSPENSIÓN Y PRÓRROGA DEL PLAZO DE LA CONCESIÓN
19.1 En caso se produzca alguno de los siguientes eventos (cada uno, una "Causal de Suspensión") las obligaciones de la Sociedad Concesionaria quedarán suspendidas en lo que resulten afectadas.
En tales casos, a petición de la Sociedad Concesionaria, los plazos estipulados en el Contrato de Concesión serán también prorrogados, día a día, automáticamente. Para tal efecto, la Sociedad Concesionaria deberá acreditar ante el Concedente la existencia del evento correspondiente:

a) Fuerza Mayor que impida la prestación del Servicio conforme a este Contrato y a las Leyes Aplicables.

b) Destrucción parcial del Sistema de Transmisión o de alguno de sus equipos o instalaciones principales, de manera que imposibilite el Servicio,

Sin perjuicio de ello, la falta de previsión expresa de ampliación del plazo contractual no impide que las partes, mediante adenda, puedan pactar un nuevo acuerdo al respecto. Como he venido explicando, la concesión ETECEN-ETESUR (como la concesión de transporte de gas natural) se encuentra enmarcada en la lógica de un contrato APP y, consecuentemente, los aspectos no regulados pueden ser integrados con una evaluación de la normativa vigente de esta modalidad de promoción de la inversión privada[19].

En ese sentido, el artículo 151 del Reglamento de la Ley N° 32441, Ley que regula la promoción de la inversión privada mediante Asociaciones Público-Privadas y Proyectos en Activos, aprobado por Decreto Supremo N° 316-2025-EF; regula expresamente la posibilidad de que las partes pacten la ampliación o renovación del plazo de un contrato de APP. Para que esta voluntad proceda, la norma dispone que deberá cumplirse con al menos una de las tres condiciones previstas reglamentariamente:

> *"**Artículo 151. Ampliación y renovación del plazo de un contrato de APP***
> *151.1. Las Partes puede acordar la ampliación o renovación del plazo de un contrato de APP, siempre que la EPTP evalúe y sustente que concurre **al menos una de las siguientes condiciones:***
> *1. La prórroga genera mayor beneficio neto para el Estado que un nuevo proceso de promoción u otra alternativa conforme a ley.*

---

c) Acuerdo entre las Partes.

19.2. La extensión del Plazo del Contrato de Concesión por cualquiera de las causales indicadas en el Numeral 19.1, será por un lapso igual al de la Suspensión del Contrato."

[19] En el caso en particular de este contrato (concesión ETECEN-ETESUR), su cláusula 4.2.8 precisa que "*la validez y alcances de las estipulaciones de este Contrato no podrán ser variados por cambios en las Leyes Aplicables, en especial en la relativa a concesiones de electricidad y otorgamiento de concesiones de obras públicas de infraestructura y servicios públicos, en materias que han sido específicamente objeto de estipulación en este Contrato*.". Es decir, el contrato impide que una norma posterior –por sí sola– modifique lo pactado. Sin embargo, en tanto una adenda es una nueva manifestación de voluntad contractual entre el concedente y el concesionario, no es una variación legal impuesta al Contrato y, por consiguiente, su empleo no está vetado. De igual manera, la ampliación contractual no es una materia que haya sido objeto de estipulación en el contrato.

2. La propuesta incluye inversiones adicionales que devengan en mejoras de las condiciones materiales, económicas o tecnológicas de la infraestructura pública y/o servicio público respecto a los términos previstos en el Contrato de APP.

3. Se presentan circunstancias que impiden el inicio, avance o culminación de un nuevo proceso de promoción u otra alternativa conforme a ley, que ponen en riesgo la prestación y/o continuidad del servicio público."

(Subrayado propio)

La evaluación del cumplimiento de la condición necesaria para justificar una ampliación o renovación contractual debe realizarse con una anticipación no menor de tres años a la caducidad del contrato[20]. Asimismo, debe sustentarse en un "Informe de Análisis Multicriterio de Alternativas", comparando la adenda con otras opciones: nueva licitación, prestación directa, prestación por terceros u otra alternativa que garantice la continuidad del servicio[21]. Y aun en el escenario en el cual la ampliación o renovación lograse justificarse, en ningún caso el plazo total de concesión podrá exceder los sesenta años[22].

Por tanto, a la luz del marco normativo expuesto, resulta jurídicamente válida la posibilidad de que el MINEM pueda acordar con los ahora titulares de las concesiones una ampliación y/o renovación de los respectivos contratos en ejecución.

Ahora bien, en el ámbito normativo sectorial, corresponde evaluar lo dispuesto en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. De acuerdo con lo establecido en su Sexta Disposición Complementaria Final, las instalaciones de transmisión involucradas en contratos de concesión celebrados en el marco del Decreto Supremo N° 059-96-PCM pasan a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión ("SGT")[23] a la expiración del contrato, conforme se aprecia en el siguiente detalle:

---

[20] De acuerdo con el numeral 151.2 del artículo 151 del Reglamento de la Ley N° 32441, aprobado por Decreto Supremo N° 316-2025-EF.

[21] De acuerdo con el numeral 151.3 del artículo 151 del Reglamento de la Ley N° 32441, aprobado por Decreto Supremo N° 316-2025-EF.

[22] De acuerdo con el numeral 112.1 del artículo 112 del Reglamento de la Ley N° 32441, aprobado por Decreto Supremo N° 316-2025-EF.

[23] De acuerdo con el numeral 20.1 del artículo 20 de la Ley N° 28832, el Sistema de Transmisión del SEIN está estructurado por cuatro sistemas: (i) el Sistema Garantizado de Transmisión, (ii) el Sistema Complementario de Transmisión, (iii) el Sistema Principal de Transmisión y (iv) el Sistema Secundario de Transmisión.

> ***"SEXTA.- Armonización del marco legal de transmisión***
> *(...) Lo dispuesto en la presente Ley no será aplicable a las* ***concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado por el Decreto Supremo Nº 059-96-PCM****, y de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en aquello que se oponga a lo estipulado en los respectivos contratos de concesión.* ***A la expiración de dichos contratos, las instalaciones de transmisión correspondientes pasarán a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión considerando lo dispuesto en el numeral 22.2, inciso d), del artículo 22 de la presente Ley."***
> *(Subrayado propio)*

La particularidad de categorizar a la infraestructura de transmisión concesionada como parte del SGT no es una precisión de menor relevancia. Por el contrario, marca la directriz que deberá seguir el Estado para la administración de esta infraestructura. Esto es la aplicación del mencionado inciso d) del numeral 22.2 del artículo 22 de la Ley N° 28832, el cual establece lo siguiente:

> ***"Artículo 22.- Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión***
> *(...)*
> *22.2 Para las instalaciones comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:*
> *(...)*
> *d) Dos (2) años previos al vencimiento de la concesión, el COES evaluará, dentro del Plan de Transmisión, la necesidad y el plazo de mantener en uso la instalación de transmisión.* ***En caso de que resulte conveniente continuar con su utilización, el Ministerio procederá a licitar nuevamente la concesión****, empleando como factor de competencia la remuneración garantizada que cubra los Costos de Explotación durante el siguiente plazo de concesión."*
> *(Subrayado propio)*

Como se mencionó anteriormente, el Contrato ETECEN–ETESUR fue celebrado en el marco del Decreto Supremo N° 059-96-PCM[24].

[24] Según lo expuesto en el apartado "BASE LEGAL" del Contrato de concesión ETECEN-ETESUR.

Por lo tanto, estas disposiciones que exigen la convocatoria a un nuevo concurso público son de obligatorio cumplimiento al Estado peruano[25].

Desde mi punto de vista, considero importante precisar que la Sexta Disposición Complementaria Final parte de una premisa específica: la "expiración" de los contratos. Por tanto, cabe la posibilidad de que en caso se firmase una adenda contractual que amplíe la vigencia del Contrato ETECEN–ETESUR antes de su fecha de vencimiento, este contrato no califique como "expirado" y, por consiguiente, no se cumpla con el supuesto de hecho previsto en la señalada disposición normativa. Caso contrario, tras vencido el contrato, la licitación pública automáticamente se convertiría en la regla de procedencia para la concesión.

4.2 Análisis del futuro de la concesión de transporte de gas natural

El Contrato de concesión de transporte de gas natural fue celebrado en diciembre del 2000 y su vencimiento se encuentra previsto para el 2034[26]. La cláusula 4 del Contrato establece las disposiciones que regulan el plazo del mismo, acorde el siguiente detalle:

> ***"CLÁUSULA 4***
> ***PLAZO DEL CONTRATO***
> *4.1. Salvo que se produzca la Caducidad de la Concesión antes del vencimiento del plazo estipulado en esta Cláusula,* ***el plazo por el que se otorga la Concesión (el "Plazo del Contrato") es de treinta y tres (33) años****, contado a partir de la Fecha de Cierre de acuerdo con lo establecido por las Bases y la Cláusula 6.4.*
> *(...)*

[25] Cabe señalar que el procedimiento que regiría la señalada licitación pública se encuentra regulado por Reglamento de Transmisión, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2007-EM, cuyo numeral 20.2 del artículo 20 señala que el MINEM tendrá a su cargo la convocatoria, difusión y conducción del proceso de licitación, así como la adjudicación y firma del Contrato de Concesión de SGT. Asimismo, el MINEM podrá mediante Resolución Ministerial, encargar a ProInversión la conducción del proceso de licitación hasta la adjudicación de la buena pro.

[26] Si bien el plazo previsto es de 33 años contados desde la fecha de cierre, debido a retrasos en su puesta en operación comercial por razones de fuerza mayor, el plazo del Contrato se extendió a enero de 2034.

> *4.3* ***La Sociedad Concesionaria podrá, de conformidad con el Reglamento, solicitar la prórroga del Plazo del Contrato con una anticipación no menor de cuatro años al de su vencimiento o el de sus prórrogas. Cada plazo de prórroga no podrá ser superior a diez (10) años y podrá otorgarse sucesivamente, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de sesenta (60) años.*** *La solicitud será presentada ante la DGH y deberá reunir los requisitos mínimos que sean exigibles según las Leyes Aplicables. El Concedente determinará la procedencia de cada solicitud de prórroga y de ser ésta aceptada, determinará los nuevos términos y condiciones que regularán la prórroga.”*
>
> (Subrayado propio)

Como se podrá apreciar, a diferencia del Contrato ETECEN-ETESUR, el Contrato de concesión de transporte de gas natural sí prevé de manera expresa la posibilidad de que el actual concesionario solicite una prórroga del plazo contractual, aunque bajo determinadas condiciones:

(i) La solicitud debe presentarse por lo menos cuatro años antes del vencimiento contractual.

(ii) El plazo de prórroga solicitado no excederá los diez años.

(iii) La solicitud se presentará ante la Dirección General de Hidrocarburos del MINEM.

(iv) La solicitud debe cumplir con los requisitos mínimos exigibles por las “Leyes Aplicables”[27].

Asimismo, resulta interesante advertir que el concesionario podrá solicitar, antes del vencimiento del Contrato, el número de prórrogas que este

---

[27] De acuerdo con la definición contenida en el Contrato de concesión de transporte de gas natural: “*Son las leyes, regulaciones y reglamentos emitidos por una Autoridad Gubernamental que se detallan en los Antecedentes del Contrato, así como cualquier otra disposición mencionada o incorporada como referencia en el Contrato, incluyendo las normas complementarias, suplementarias y reglamentarias, vigentes a la fecha de suscripción del Contrato o la de sus modificaciones. Las normas legales o administrativas dictadas con posterioridad sólo serán aplicables en la medida que no afecten o alteren los derechos y obligaciones contractuales de la Sociedad Concesionaria o del Concedente en violación del artículo 62º de la Constitución Política del Perú de 1993.*”

este considere conveniente siempre que el plazo total del Contrato, contando prórrogas previas, no resulte mayor de sesenta años. Mismo plazo tope que, cabe precisar, coincide con el previsto en el artículo 112 del Reglamento de la Ley N° 32441.

Ahora bien, en el supuesto de que la concesión llegue a su vencimiento sin una prórroga acordada, el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece cuál es el procedimiento que deberá adoptar el Estado para administrar los activos involucrados en la concesión.

En específico, el artículo 45 del Reglamento de Transporte por Ductos establece que, a la terminación de la concesión y luego de que los bienes involucrados sean transferidos al Estado, este deberá convocar a una "subasta pública" para transferir la concesión. A mayor detalle:

> **Terminación de la Concesión**
> ***"Artículo 45.- Causales de terminación de la Concesión***
> *(...) A la terminación de la Concesión, los Bienes de la Concesión serán transferidos o devueltos al Estado, según sea el caso, que el Concesionario haya construido o aportado los bienes que integran los Bienes de la Concesión, o que los ha recibido del Estado al momento del otorgamiento de la Concesión, respectivamente.*
>
> ***El Estado convocará a subasta pública para transferir la Concesión, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo 54."***

Así pues, el artículo 54 al que se hace mención regula el procedimiento para la realización de la subasta pública de la concesión, encargándole al MINEM la tarea de dirigir el proceso de subasta para encontrar un nuevo interesado a quien adjudicarle la buena pro.

Adicionalmente, es importante mencionar que, para garantizar la continuidad del servicio de transporte de gas natural, el artículo 57 del Reglamento de Transporte por Ductos contempla, para los casos de terminación por vencimiento del plazo del Contrato de Concesión, la participación del "Comité Interventor de las Operaciones del Concesionario", quien iniciará sus actividades desde el primer día del último año del contrato. Sin perjuicio de ello, la norma precisa que, vencido el plazo contractual, se procederá a la subasta pública de la concesión.

V. ¿Qué corresponde hacer ahora?

En el presente artículo he buscado exponer cuál es el marco jurídico aplicable ante un eventual vencimiento de los contratos de concesión mencionados. A partir de este análisis, deseo dejar dos ideas claras:

- Las opciones N° 3 y 4 –que otorgaban al Estado el encargo directo de asumir la operación de la infraestructura involucrada– no son jurídicamente viables. En ambos sectores, la normativa aplicable prevé de manera expresa que, producido el vencimiento contractual, corresponde convocar a un proceso de licitación o subasta pública para transferir las concesiones a nuevos interesados.

- Las opciones N° 1 y 2, en consecuencia, son las alternativas jurídicamente disponibles para el Estado. La posibilidad de ampliar los plazos contractuales vigentes, así como convocar a una nueva licitación tras el término de los contratos, son opciones legalmente previstas. En cualquiera de los casos, la administración de la infraestructura se mantendría bajo la titularidad de un agente concesionario.

Actualmente, nos encontramos a seis años del vencimiento del Contrato de concesión ETECEN-ETESUR y a ocho años del vencimiento del Contrato de concesión de transporte de gas natural. Es decir, entramos a un periodo contrarreloj, en el que el Estado debe evaluar cuál de estas dos opciones es el mejor camino para asegurar la continuidad de los servicios involucrados, los cuales son esenciales para el funcionamiento del sistema energético nacional.

Los concesionarios, por su parte, tampoco son ajenos a esta situación. Es de conocimiento público que, en 2024, se presentó ante el MINEM una propuesta de adenda al Contrato de concesión de transporte de gas natural, la cual tendría como propósito principal prorrogar el plazo del mismo por diez años. Durante este periodo, el concesionario actual se obligaría a asumir la ejecución de nuevas inversiones que mejorarían y expandirían la infraestructura de transporte existente. Sin embargo, a la fecha no se cuenta con información suficiente sobre la evaluación final que hubiera realizado el MINEM[28].

[28] A la fecha del presente artículo, se tiene que, mediante Carta TGP-GLCR-4456-2025 de fecha 21 de octubre de 2025, la concesionaria levantó las observaciones planteadas por el MINEM al proyecto de adenda al Contrato de concesión del sistema de transporte de gas natural presentado.

No ha sido propósito del presente artículo determinar cuál es la alternativa que necesariamente debe adoptar el Estado. Sin perjuicio de ello, soy de la opinión que esta decisión no debería postergarse más ni, eventualmente, reducirse a una evaluación meramente formal de viabilidad jurídica. Como expliqué en un comienzo, la naturaleza económica particular de estos mercados exige que las medidas que se adopten atiendan también a la lógica propia de las industrias de redes y de los monopolios naturales. Tratándose de infraestructuras cuya duplicación es económicamente ineficiente, el Estado debe asegurar que se otorgue a los agentes que asuman la titularidad de las concesiones los incentivos regulatorios necesarios para garantizar la rentabilidad de la actividad, así como la promoción de su desarrollo.

Es por tanto pendiente del Estado ponderar las necesidades actuales y futuras del país, los retos de seguridad energética, las condiciones técnicas de la infraestructura existente y, especialmente, las oportunidades que el mercado puede ofrecer para garantizar una prestación eficiente y competitiva de estos servicios estratégicos.

Lima, abril de 2026

LISTA DE REFERENCIAS

Asociación para el Fomento de la Infraestructura Nacional. (2025). Informe especial: Impactos de los contratos de concesión en transmisión eléctrica. https://afin.org.pe/wp-content/uploads/2015/12/INFORME-ESPECIAL-Impacto-de-los-contratos-de-concesio%CC%81n-en-transmisio%CC%81n-ele%CC%81ctrica-.pdf

Barrantes, R. (2018). Teoría de la Regulación. *Pontificia Universidad Católica del Perú. Departamento de Economía. Lima, Perú*. http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/ME004.pdf

Bonifaz, J. (1999). Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia. *Investigaciones*. https://repositorio.up.edu.pe/item/c4ad03aa-ee96-4328-afe4-791c6938c90e

Contraloría General de la República. (2015). Estudio sobre las Causas y efectos de las renegociaciones contractuales de las Asociaciones Público – Privadas en el Perú. https://doc.contraloria.gob.pe/estudios-especiales/estudio/2015/Estudio_renegociaciones_contractuales_APP_.pdf

Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR

Contrato BOOT Concesión de Transporte de Gas Natural por ductos de Camisea al City Gate

Dammert Lira, A., García Carpio, R., & Molinelli, F. (2008). Regulación y supervisión del sector eléctrico. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Regulacion_Supervision_del_Sector%20Electrico.pdf

De la Cruz Sandoval, R., & García, R. (2003). La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política. *Consorcio de Investigación Económica y Social*, 1-63. https://cies.org.pe/wp-content/uploads/2016/07/problematica-de-la-activida-de-transmision-de-energia-y-opciones-de-politicas.pdf

De Los Llanos, M. (2002). Consideraciones en torno a la regulación de las industrias de red: su ampliación al caso español. *Economía industrial*, (344), 129-136. https://www.mintur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/344/129-LLANOS.pdf

Pascual, J. J. M., & Finger, M. (2022). La regulación de las plataformas digitales como industrias en red. *Revista General de Derecho de los Sectores Regulados*: RSR, (9), 1. https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8384694

Mankiw, G. (2012). Principios de economía, Sexta edición. ISBN-13: 978-607-481-829-1. https://clea.edu.mx/biblioteca/files/original/bd2711c3969d92b67fcf71d844bcbaed.pdf

Vásquez Cordano, Arturo; Tamayo, Jesús; Vilches, Carlo y Edison Cháves (2016). La Regulación del Sector de Energía. Documento de Trabajo No 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf

Lafuente, A., & Pérez de Tudela, C. (2001). Panorama de las Industrias de Red. *Ekonomiaz: Revista vasca de economía*, (46), 12-37. https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=717250

Organismo supervisor de la inversión en energía y minería. (2001). Anuario Estadístico. https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/anuario/Anuario2001.pdf

Organismo supervisor de la inversión en energía y minería. (2025). Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación. Diciembre 2025. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion.pdf

Organismo supervisor de la inversión en energía y minería. (2025). Boletín Estadístico de Gas Natural – Trimestre 2025-I. https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/7069087-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2025-i

Santívañez, R. & Venero. A. (2022). Retrospectiva: A treinta años del inicio de la reforma eléctrica en el Perú. En Revista Peruana de Energía. Edición diciembre 2022. https://santivanez.com.pe/wp-content/uploads/2024/08/2.-Santivanez-R.-y-Venero-A.-Retrospectiva-a-treinta-anos-del-inicio-de-la-reforma-eletrica-en-el-Peru.pdf

Shiguiyama, D. (2025). Tres décadas de Concesiones en el Sector de Transmisión Eléctrica en el Perú. En Revista Peruana de Energía. Edición diciembre 2025. https://santivanez.com.pe/wp-content/uploads/2026/03/Segundo-articulo-RPE-1_.pdf

Soto Carrillo, G. (2009). Regulación por precios tope. *Economia*, *32*(63), 79–102. https://doi.org/10.18800/economia.200901.003