

REFLEXIONES SOBRE LA PLANIFICACIÓN DE LA INVERSIÓN EN LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL: LECCIONES Y TAREA PENDIENTE

REFLECTIONS ON INVESTMENT PLANNING IN THE ELECTRICITY AND NATURAL GAS SECTORS: LESSONS AND PENDING HOMEWORK

Ricardo Leyva Flores*
UL Energía e Infraestructura

In this article, the author presents an analysis of the positive and negative aspects of state planning in the electricity and natural gas sectors. In both sectors, it indicates how the planning intervention by the State has been strengthened over the years. However, it also points out the problems that it still presents.

The author highlights the importance of state planning in a social market economy regime, in addition to this, he points out the problems that are generated for the State when companies do not have sufficient incentives to satisfy demand, since that is where the State has to intervene through public companies.

Likewise, the author presents certain recommendations made by the Multisectoral Commission for the Reform of the Electricity Subsector to contribute to the problems that have been generated in various cases due to the lack of efficient state planning.

KEYWORDS: *State planning; social economy; public enterprises; tariff; electricity; natural gas.*

En el presente artículo, el autor presenta un análisis de los aspectos positivos y negativos de la planificación estatal en los sectores de electricidad y de gas natural. En ambos sectores señala como la intervención planificadora por parte del Estado se ha ido fortaleciendo con el paso de los años. Sin embargo, indica también los problemas que aún presenta.

El autor recalca la importancia de la planificación estatal en un régimen de economía social de mercado, y en complemento a ello, señala la problemática que se genera para el Estado cuando las empresas no tienen incentivos suficientes para atender la demanda, pues es ahí dónde el Estado tiene que intervenir por medio de empresas públicas.

Asimismo, el autor presenta ciertas recomendaciones que realiza la Comisión Multisectorial de Reforma del Subsector Eléctrico para contribuir con la problemática que se ha generado en diversos casos por la falta de una eficiente planificación estatal.

PALABRAS CLAVE: *Planificación estatal; economía social; empresas públicas; tarifa; electricidad; gas natural.*

* Abogado. Maestría en Regulation con mención en Utilities Regulation por The London School of Economics and Political Science. Magíster en Gestión de la Energía por ESAN. Profesor de Derecho en la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC) y en la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (UNMSM). Socio de UL Energía e Infraestructura (Lima, Perú). Contacto: rleyva@ulenergia.com.pe

El contenido del presente artículo solo refleja la opinión del autor y sirve, únicamente, para fines académicos. En este sentido, el desarrollo de las ideas vertidas en el artículo no involucra ni representa la posición de alguna institución.

Nota del Editor: El presente artículo fue recibido por el Consejo Ejecutivo de THÉMIS-Revista de Derecho el 20 de agosto de 2022, y aceptado por el mismo el 3 de octubre de 2022.

I. INTRODUCCIÓN

Con la adopción del régimen de economía social de mercado y el destierro del modelo de economía de bienestar, la 'planificación estatal' tuvo también una sentencia de muerte. La alusión a la planificación de los mercados por parte del Estado generaba remembranzas del régimen anterior y causaba pánico entre los inversionistas, quienes aspiraban a que los mercados se desarrollen únicamente en función de señales y precios. De esta manera, en función a las señales de mercado, se definirían tanto la oferta como la demanda, y en especial, se tomarían las decisiones de inversión.

Así fue como se diseñaron las primeras normas jurídicas, tanto en el sector eléctrico como en el sector de gas natural, con nula planificación por parte del Estado, siendo que las decisiones de inversión en estos sectores se debían basar en las señales regulatorias de las tarifas, ya sea que nos encontráramos en subsectores sujetos a regulación de precios, tal como la transmisión o la distribución eléctrica, o las señales de precios, si nos encontrábamos en subsectores sujetos a libertad de mercado, tales como la generación eléctrica o la explotación de yacimientos de hidrocarburos. Adoptándose, de esta manera, el modelo de regulación por mercado.

Sin embargo, este modelo provocó una crisis de inversión en el sector energético, puesto que las señales naturales del mercado no eran lo suficientemente contundentes como para incentivar la inversión privada en nueva infraestructura energética. Esta situación generó la necesidad de activar el rol subsidiario del Estado, que implementó esquemas de planificación del mercado energético, lo cual se realizó principalmente mediante procesos de promoción a la inversión privada por iniciativa estatal.

La planificación introducida resultó exitosa en algunos casos, tal como la planificación de la transmisión eléctrica. No obstante, también ha sido fuertemente cuestionada en otros, tal como la sobre oferta de generación eléctrica ocasionada por proyectos desarrollados por iniciativa del Estado.

La planificación del Estado en el mercado energético nacional, así como en otros sectores regulados, no siempre ha traído los resultados deseados y, en definitiva, existe una importante tarea pendiente. Por ello, el presente artículo tiene por objeto analizar los aspectos positivos y negativos de la planificación estatal en los sectores electricidad y gas natural, a efectos que pueda ser valorada

cuando se decida redefinir el rol planificador del Estado en la economía.

II. LA PLANIFICACIÓN EN EL MODELO DE ECONOMÍA SOCIAL DE MERCADO

El Perú tuvo una gran transformación en los primeros años de la década de 1990, el país viró de un régimen económico de estado de bienestar o economía planificada (en la teoría) a un régimen de economía social de mercado. En el primer caso, el Estado detentaba la primacía en la actividad empresarial, es decir, el Estado mediante un ejército de empresas públicas asumía la labor de atender la demanda en los diferentes mercados. En cambio, la labor del Estado en una economía social de mercado es diferente, pues aquí es la iniciativa privada la que tiene primacía para realizar la actividad empresarial, y el Estado mantiene un rol subsidiario para actuar empresarialmente en casos de necesidad pública o manifiesta conveniencia nacional.

En el régimen de bienestar era innato al Estado la planificación de la economía. Por lo menos en teoría, el Estado debía estimar la demanda de los mercados y determinar la oferta necesaria para atender dicha demanda. Fue en función de esta actividad de planificación que el Estado decidía cómo debía crecer la oferta a través de las empresas públicas.

La actividad empresarial del Estado era común y de particular necesidad en el caso del sector energía, debido a que esta se encuentra fuertemente marcada por la presencia de monopolios naturales. En electricidad, las actividades de transmisión y distribución eléctrica se consideran monopolios naturales (Comisión de Tarifas Eléctricas [CTE]¹, 1998; 2001). Por su parte, en el caso del gas natural, el transporte y la distribución por red de ductos también son monopolios naturales. En ese sentido, el control del monopolio no era una tarea sencilla, por lo que se pensó que dicho problema se 'solucionaría' con el modelo del Estado empresario (CTE, 1998), lo cual, sin embargo, significó el sacrificio de la inversión privada.

Ahora bien, la ausencia de inversión privada y la limitada capacidad de inversión del Estado frustró la adecuada atención del suministro de los servicios a los usuarios de electricidad y gas natural, lo cual motivó el abandono del modelo de Estado empresario y la apertura a la inversión privada. No obstante, el Estado mantiene el deber de resolver el problema del servicio universal, que se presenta cuando las empresas no tienen los incentivos necesarios para atender al íntegro de la demanda

¹ Actualmente, es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin.

(Guzmán Napurí, 2004, pp. 115-127), con lo cual se reorientó la visión del Estado planteando nuevos esquemas de intervención en la economía, dando inicio al modelo del Estado Regulador (CTE, 1998).

En el sector eléctrico el modelo del Estado regulador inició en la década de los 80, con la gran reforma emprendida en Chile en el año 1982, y se volvió universal cuando fue implementada por Estados Unidos en el año 1996 (CTE, 2001).

A. El régimen económico en la Constitución de 1979 y la tarea del Estado en la planificación y gestión de la economía

La Constitución Política de 1979 previó para nuestro sistema económico, sin definirlo, el régimen de economía social de mercado. La falta de definición permitió que los gobiernos de turno interpretaran que la economía social de mercado puede ser entendida como una economía intervenida, e inclusive, como una economía planificada. Por este motivo, durante el reinado de la Constitución de 1979, la intervención indiscriminada del Estado en la economía mediante subsidios, control de precios, expropiaciones, intervención en los contratos, entre otros, se consideraban sometidas al marco legal constitucional (Guzmán Napurí, 2004, pp. 115-127).

Ahora bien, esto último fue posible, entre otras razones, por las diferentes reglas intervencionistas que contenía la Constitución de 1979. Por ejemplo, esta preveía que el Estado se encontraba facultado para realizar actividad empresarial con el objeto de lograr el desarrollo del país y la prestación de servicios públicos (Rodríguez Cairo, 2016, pp. 121-136). Además, la Constitución de 1979 no consideró reglas para la actuación subsidiaria del Estado en la economía, lo cual fue finalmente corregido con la Constitución de 1993. Asimismo, la Constitución reservó a favor del Estado la prestación de ciertas actividades económicas consideradas estratégicas, tales como electricidad, telecomunicaciones, correo, transporte, entre otros (Huapaya Tapia, 2015, pp. 368-397). Como se podrá apreciar, la economía social de mercado en la Constitución de 1979 fue puro nombre, pura etiqueta (Ezcurra Rivero & Moreyra Mujica, 1993, pp. 206-211).

Conforme se desarrollará en la sección 3, los resultados económicos que se obtuvieron durante la vigencia de la Constitución de 1979 fueron contraproducentes para la economía del país, situación que se produjo no sólo por la ideologías políticas de los gobernantes de turno, ideologías que también han diferido en gran modo a lo largo de todos los gobiernos durante la Constitución de 1993 sin replicar los resultados económicos que tuvimos en la década de los años 80, sino especialmente porque

la Constitución de 1979 no contenía los parámetros adecuados para facilitar el desarrollo económico nacional (Álvarez Miranda, 2014, pp. 256-269).

B. El régimen económico en la Constitución del 93 y la tarea del Estado en la planificación, con la sustitución del rol gestor por el rol regulador y garante

La Constitución de 1993, en el artículo 58, adopta el régimen de economía social de mercado al igual que su antecesora, nuevamente sin definirla, lo cual inicialmente generó diversas situaciones de incertidumbre sobre el grado de intervención admisible del Estado en la economía (Guzmán Napurí, 2004, pp. 115-127; Ezcurra Rivero & Moreyra Mujica, 1993, pp. 206-211). No obstante, desde hace varios años existe un amplio consenso sobre el contenido del régimen de la economía social de mercado previsto en nuestra Constitución, como un modelo intermedio de dos extremos, es decir, entre economía planificada y economía de mercado (Álvarez Miranda, 2014, pp. 256-269; Rodríguez Cairo, 2016, pp. 121-137), que se puede resumir en un modelo de economía abierta con incrustaciones de un Estado social, que cohesiona valores constitucionales de libertad y justicia (sentencia recaída en el Expediente 00228-2009-PA/TC, 2011). Efectivamente, la doctrina y la jurisprudencia se han encargado de dotarla de contenido, esta vez, acercándola al modelo donde se promueve la libre iniciativa privada, reservando al Estado un rol subsidiario en su intervención.

Uno de los primeros y más importantes precedentes interpretativos sobre el significado de la 'economía social de mercado' fue la sentencia emitida por el Tribunal Constitucional en el caso Roberto Nesta Brero (sentencia recaída en el Expediente 0008-2003-AI/TC), en la cual se realizó un importante desarrollo con relación al capítulo económico de la Constitución, indicándose que el régimen de economía social de mercado contradice tanto al modelo de economía planificada como al modelo de economía de mercado, donde el Estado no debe intervenir en los procesos económicos (sentencia recaída en el Expediente 00228-2009-PA/TC, 2011). De esta manera, el régimen de economía social de mercado se encuentra caracterizado por, primero, la búsqueda del bienestar social, que se reflejará a través del desarrollo del mercado laboral y una adecuada distribución de las utilidades. Segundo, por un mercado libre, que se sostiene en el respeto a la libre iniciativa privada, el derecho de propiedad y la defensa de la libre competencia —léase precios y condiciones de mercado que se rigen por las reglas de la oferta y la demanda—. Y tercero, por un Estado subsidiario y solidario, lo cual demanda al Estado que la intervención directa en los mercados

sea auxiliar, complementaria y temporal (sentencia recaída en el Expediente 0008-2003-AI/TC; Landa Arroyo, 2015, pp. 191-204). Por tanto, la economía social de mercado se basará en el mercado, tanto como sea posible, mientras que se apoyará en la intervención del Estado, tanto como sea necesario (Álvarez Miranda, 2014, pp. 256-269).

De esta manera, la economía social de mercado empodera la libre iniciativa privada, reconociendo en la persona la capacidad y confianza, no solo para generar riqueza y progreso económico, sino también para administrar responsablemente el bienestar producido, por lo que restaura en la persona humana su capacidad para autorregularse y, principalmente, para regir su vida y destino (sentencia recaída en el Expediente 00228-2009-PA/TC).

A su vez, los límites a la intervención del Estado están delimitados por el principio de subsidiariedad, según el cual la intervención del Estado en la economía debe estar limitada a lo esencial, con lo que propicia el restablecimiento del equilibrio entre las necesidades públicas y privadas, pues si bien se favorece la libre iniciativa privada, el Estado mantiene dentro de sus objetivos la satisfacción del interés general (sentencia recaída en el Expediente 0008-2003-AI/TC; Álvarez Miranda, 2014). Así expresamente lo dispone nuestra Constitución cuando remarca en su artículo 58 el rol orientador del Estado para el desarrollo del país, así como su deber especial de atención en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura. Por este motivo, bajo el régimen de economía social de mercado, donde prima la libre iniciativa privada, el Estado se reserva un rol supervisor, correctivo o regulador del mercado (sentencia recaída en el Expediente 0008-2003-AI/TC).

Cabe señalar que el Tribunal Constitucional ha desarrollado jurisprudencia sobre el deber tuitivo del Estado en materia de servicios públicos, precisando que el Estado debe garantizar la prestación efectiva en condiciones de calidad, continuidad, suficiencia y no discriminación (sentencia recaída en el Expediente 02151-2018-PA/TC, 2022). Más aún, el referido Tribunal ha señalado que ciertos servicios públicos constituyen derechos fundamentales no enumerados, dentro de los cuales se encuentra la energía eléctrica (sentencia recaída en el Expediente 02151-2018-PA/TC, 2022).

De conformidad con lo señalado por el profesor Huapaya Tapia, el régimen de economía social de mercado está fuertemente caracterizado por el principio de subsidiariedad, donde el Estado tiene 3 principales funciones: regulador, prestacional y garante (2015).

1. Estado regulador

La función reguladora se manifiesta en la Constitución cuando el artículo 61 delega al Estado la defensa de la competencia, así como combatir el abuso de posiciones dominantes o monopólicas (sentencia recaída en el Expediente 0008-2003-AI/TC), habilitación que resulta especialmente gravitante para mercados como el de energía, que está fuertemente marcado por la existencia de monopolios naturales.

El Estado mediante el ejercicio de la función reguladora se encuentra presente en todos los mercados de la economía peruana, pues así define las reglas de funcionamiento de los mercados, corrige las fallas de mercado y protege a los consumidores. Como se ha indicado, en virtud del artículo 58 de la Constitución, el Estado orienta el desarrollo de las actividades económicas en el país, y tendrá una actuación preponderante en los mercados de servicios públicos e infraestructura.

Es así que el rol regulador se explica como la intervención del Estado en la economía mediante el establecimiento de reglas, que afectan el precio, la calidad, las condiciones de seguridad, o promueven la competencia. La intervención se justifica en la existencia de fallas de mercado, tales como asimetría informática, monopolios naturales, entre otros (Guzmán Napurí, 2004, pp. 115-127).

2. Estado prestacional

La actuación prestacional del Estado se plasma principalmente en los mercados calificados como servicios públicos sociales, mercados en los cuales el Estado interviene directamente para asegurar la satisfacción de las necesidades de la población, en temas como salud, educación, seguridad social, entre otras.

La intervención del Estado en los servicios públicos sociales no significa la exclusión de la oferta privada. Al contrario, la oferta privada existe y el Estado la fomenta, pero el Estado mantiene la obligación de atender a la población que por alguna razón no pueda acceder a la oferta privada (Álvarez Miranda, 2014, pp. 256-269).

3. Estado garante

Un nuevo enfoque en la función tuitiva del Estado para el correcto desenvolvimiento de los mercados está expresado en la llamada función garante (Huapaya Tapia, 2015, pp. 368-397). La función garante parte de la premisa de que, si bien el Estado ya no atiende directamente las necesidades de la población —dejando atrás la visión del Estado

empresario—, sí mantiene el compromiso de garantizar que el mercado atienda las necesidades de la población de manera adecuada, en especial, en los mercados calificados como servicios públicos. La función garante se encuentra preferentemente en los mercados calificados como servicios públicos económicos (energía, telecomunicaciones, agua y saneamiento, etc.) o en la provisión de infraestructura.

De esta manera, el Estado diseñará los marcos jurídicos para propiciar la inversión privada; asimismo, podrá utilizar la figura de la concesión, o inclusive podrá promover asociaciones público-privadas, con el objeto de garantizar la satisfacción de las necesidades de los consumidores. No obstante, en caso estas técnicas no resulten suficientes para promover la inversión privada y en aras de evitar que las necesidades de la población permanezcan desatendidas, como última *ratio*, el Estado se encuentra habilitado para intervenir directamente en la prestación mediante empresas públicas, siguiendo el procedimiento que prevé el artículo 60 de la Constitución (Huapaya Tapia, 2015, pp. 368-397).

En ejercicio de esta atribución, hoy se cuenta con un universo de 54 empresas públicas, de las cuales 35 se encuentran en funcionamiento ordinario, operando principalmente en los mercados de infraestructura pública, el sector financiero y el sector energía (Huapaya Nava & Terrazos Poves, 2008), mientras que el resto de las empresas públicas se encuentran en proceso de salida del mercado.

El régimen de la economía social de mercado estuvo marcado inicialmente por el alejamiento del Estado de la actividad empresarial, lo cual se concretó rápidamente mediante el proceso de privatización de las empresas públicas y el otorgamiento de concesiones para la prestación de servicios públicos, siendo que las bases jurídicas primordiales que alentaron este proceso fueron la Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, aprobada por Decreto Legislativo 757, publicada el 13 de noviembre de 1991, y la Constitución Política de 1993 (Banco Interamericano de Desarrollo [BID], 2016).

En el régimen de economía social de mercado, el sector energía resulta de especial relevancia, dado que contiene actividades de servicio público o interés público. Adicionalmente, porque hay un uso intenso de recursos naturales que constituyen patrimonio de la nación (sentencia recaída en el Expediente 0031-2004-AI/TC), sea porque se explotan yacimientos de hidrocarburos, o porque se utilizan fuentes de energía primaria para la producción de electricidad, tales como la fuerza del agua, del sol o del viento.

De esta manera, se corrobora que el régimen de economía social de mercado no proscribió la intervención del Estado en la economía, y con mucho menos razón, en el sector energía. Al contrario, el Estado debe intervenir con el objeto de garantizar la adecuada prestación de los servicios. El estándar de intervención dependerá de las necesidades específicas, para lo cual podría utilizar herramientas como la regulación de precios, la planificación, las asociaciones público-privadas, entre otras, y siempre como herramienta de último recurso, la actividad empresarial del Estado.

III. LA PLANIFICACIÓN EN LOS SECTORES ELÉCTRICIDAD Y GAS NATURAL

En los sectores electricidad y gas natural la intervención planificadora del Estado tuvo un 'borrón' y luego un renacimiento que se ha venido fortaleciendo en los últimos años. En el período que nosotros llamamos pre-reforma y que básicamente está concebido por la década de los 80, la intervención del Estado mediante la planificación y la empresa pública era lo común. No obstante, el fracaso de este sistema propició el nuevo régimen de economía social de mercado de la Constitución de 1993 antes descrito. Con este nuevo marco veremos que el diseño normativo priorizó, tanto en el sector eléctrico como en el sector gas natural, el desarrollo en función de 'señales', desterrando la planificación. Luego, el Estado reparó que estos sectores estratégicos no pueden ser dejados únicamente al funcionamiento de las reglas de la oferta y demanda, por lo que hizo importantes reformas rescatando la actividad planificadora, en especial en el sector eléctrico. Sin embargo, la intervención no siempre fue adecuada, pues en muchos casos el remedio fue peor que la enfermedad.

A. Situación del sector energía pre-reforma

1. Electricidad

Previamente a la reforma, nos encontrábamos en una situación en la cual el servicio público de electricidad se atendía únicamente a través de empresas públicas, por lo que el Estado simultáneamente ejercía las funciones de empresario y de regulador (CTE, 1998; 2001). Bajo esta condición, la industria se caracterizaba principalmente por operar como un monopolio estatal verticalmente integrado, a través de Electroperú S.A. (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin], 2017). Las tarifas que se determinaban para la retribución de los servicios difícilmente lograban dar viabilidad a las empresas, puesto que la recaudación no superaba el 40% de los costos operativos en los que incurrieron las empresas (CTE, 1993, 1992 & 1998). Es decir, se consideraba que

la electricidad debía ser muy barata para que nadie se incomode (CTE, 1992). Con estas tarifas, las empresas no contaron con los recursos económicos suficientes como para mantener y ampliar sus instalaciones, lo cual ocasionó que no más del 40% de la población contara con suministro eléctrico (CTE, 1992; 1998).

Es sorprendente que durante el período 1987-1989, los gastos en personal podrían representar más del 50% de los gastos operativos (CTE, 1993). A pesar de los magros ingresos de las empresas públicas, los sueldos de los empleados se ajustaban automáticamente de acuerdo con la inflación, sin que ello guarde correspondencia con su aporte a la generación de valor en la compañía (CTE, 1992; 1998).

Más aún, durante este período el costo de la electricidad estuvo altamente distorsionado, debido a la creación de diversos impuestos y arbitrios municipales (CTE, 1993), que incluso podrían llegar a duplicar el costo del consumo eléctrico. Los recargos a las tarifas eléctricas tenían como destino la ampliación de la frontera eléctrica, aportes al tesoro público, la reparación y reposición de las instalaciones afectadas por la subversión, aportes para el sostenimiento de Electroperú, aportes para el cuerpo general de bomberos, aportes para el desarrollo universitario, alumbrado público, limpieza pública y parques y jardines, relleno sanitario, entre otros (CTE, 1993). Esto se mantuvo hasta febrero de 1992, pues a partir de dicha fecha únicamente se empezó a añadir al costo de la electricidad el Impuesto General a las Ventas (IGV) (CTE, 1993).

La crisis de las empresas eléctricas no fue un caso de excepción, sino que fue parte de un profundo malestar económico caracterizado por inflación, recesión, control de precios y ausencia de fuentes de financiamiento debido a la decisión del gobierno de turno de suspender el pago de la deuda internacional (CTE, 1992), así como por la intervención en la banca privada (CTE, 1998). Bajo esta coyuntura, el Estado no tenía acceso a las fuentes de financiamiento necesarias para permitir la reposición y la expansión de sus instalaciones (CTE, 1992).

Las tarifas políticas aplicadas durante el período que inició en el año 1985 fueron posibles gracias al poder que se otorgó al sector economía y finanzas para la fijación de tarifas en el ámbito de los servicios públicos. En el sector eléctrico, esto significó excluir de sus competencias a la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE, 1993; 1992).

Por lo menos en teoría, el sistema tarifario en el Perú estaba basado en un sistema de reconoci-

miento de costos contables, siendo que las tarifas para cada tipo de usuario se definían, principalmente, según el uso productivo que realizaban de la energía eléctrica (CTE, 1989; 1992; 1998). Este modelo no generaba las señales adecuadas a los usuarios ni a las empresas acerca de la repercusión de sus decisiones de consumo y producción, respectivamente, en el sistema eléctrico (CTE, 1992).

2. Gas Natural

El subsector de gas natural recién se ha desarrollado con intensidad con la explotación de los yacimientos de Camisea, en Cusco; de hecho, se ha requerido una legislación específica para el desarrollo de dicho proyecto, la cual se ha complementado, a la par, con una legislación general que también aconteció en la década de los 90.

La regulación normativa preexistente se encontraba contenida, principalmente, en la Ley 11780, denominada Ley del Petróleo, que data del 11 de marzo de 1952. Este cuerpo normativo regulada lo concerniente a la exploración y explotación de yacimientos de petróleo, asfalto, gas natural y todos aquellos productos, sean líquidos, sólidos o gaseosos, que se encuentren asociados al petróleo o que sean de composición química similar.

De acuerdo con el artículo 3 de la referida Ley, el Estado podía realizar por sí mismo todas las operaciones de exploración, explotación, manufactura, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos. Asimismo, podía otorgar concesiones para estos fines a personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras.

Posteriormente, durante el gobierno de Juan Velasco Alvarado, se emitieron una serie de decretos ley que tuvieron por objeto el fortalecimiento de la actividad estatal en la exploración y explotación de hidrocarburos, como es el caso de los siguientes cuerpos normativos:

- Decreto Ley 18930 (1971), que establece que el Estado será el único importador de petróleo crudo y/o de los derivados necesarios para atender la demanda nacional.
- Decreto Ley 18890 (1971), que faculta al Banco Central de Reserva del Perú a intervenir en los contratos que celebre el Estado con empresas petroleras extranjeras.
- El Decreto Ley 22774 (1979), que aprueba las bases generales para contratos petroleros de exploración y/o explotación de hidrocarburos, las cuales establecen que los hidrocarburos in situ son de propiedad del

Estado y los hidrocarburos extraídos son de propiedad de Petroperú, quien se relacionará contractualmente con un contratista para llevar a cabo las operaciones de exploración y explotación de yacimientos.

Este cuerpo normativo quedaría derogado con la Ley 26221 (1993), Ley Orgánica de Hidrocarburos, vigente hasta la fecha. Esto lo desarrollamos en la sección B.2.

B. Inicios de la reforma en los sectores electricidad y gas natural: Sustitución del modelo de planificación por la promoción de la libre iniciativa privada mediante las señales de mercado y la regulación

1. Electricidad

Para la reforma no sólo se requería la privatización de las empresas públicas y la gestión de la operación por parte del sector privado, sino también el establecimiento del marco regulatorio que brindara las señales adecuadas para la inversión (CTE, 2001). Para ello, sin lugar a duda, el principal hito en el cambio del régimen económico provino con la expedición de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE), aprobado por el Decreto Ley 25844, publicada el 19 de noviembre de 1992 (CTE, 1998; Cambridge Economic Policy Associates Ltd [CEPA] & Negocios Globales Inteligentes [NEGLI] [CEPA-NEGLI], 2016; Comisión MEM-OSINERG, 2005). El objetivo más importante de la corrección del modelo anterior significaba, desde un punto de vista tarifario, sustituir el viejo modelo contable por un sistema que brinde señales de escasez (CTE, 1989), tanto a los usuarios como a las empresas eléctricas, de las implicancias de sus decisiones de consumo y producción, respectivamente, en el sistema eléctrico (CTE, 1992). Para esto último, se introdujo la regulación mediante Costos Marginales, según la cual la energía eléctrica se valoriza según el costo que representa producir una unidad adicional (CTE, 1992).

La regulación por ‘costo marginal’ permite diferenciar el costo de la energía entre períodos de horas punta y fuera de punta, siendo el primero aquel momento donde existe mayor consumo y la energía cuesta más, mientras que, en el segundo, la demanda es menor y la energía es más económica. En las horas de punta se paga el costo de la ampliación del sistema eléctrico, por lo que se debe remunerar el costo operativo más el costo de capital, es decir, el costo marginal de energía más el costo marginal de potencia, mientras que en las horas fuera de punta sólo se remunera el costo operativo, es decir, solo se paga el costo marginal de energía (CTE, 1989; 1992).

Ahora bien, la reforma no solo estuvo centrada en la política regulatoria de las tarifas, sino también en el rol de Estado. El Estado dejó su rol de operador e inversionista (CEPA-NEGLI, 2016), y asumió el rol normativo, concedente, regulador y fiscalizador, conforme al diseño establecido por la LCE (CTE, 1998).

Asimismo, a nivel de diseño de mercado, la LCE llevó a cabo un proceso de desintegración vertical, dividiendo las actividades eléctricas en tres categorías: generación, transmisión y distribución (CTE, 1998; CTE, 2001; CEPA-NEGLI, 2016; Comisión Multisectorial de Reforma del Subsector Eléctrico [CRSE], 2021c). Esta separación se hizo con el objeto de evitar que las empresas que operan en los sectores monopólicos –léase transmisión y distribución– puedan extender su dominio y afectar la competencia en el sector generación (Osinermin, 2017).

El nuevo modelo regulatorio del sector eléctrico también creó un mercado para la atención de los usuarios con un consumo importante, denominados “Usuarios Libres” (CTE, 1998; CEPA-NEGLI, 2016). Los “Usuarios Regulados”, al ser pequeños consumidores, permanecían bajo el monopolio del distribuidor (CTE, 2001; CEPA-NEGLI, 2016). No obstante, para ambos casos, las actividades de transmisión y distribución se mantienen bajo un esquema de precios regulados (Osinermin, 2017).

Los resultados positivos de la reforma se evidenciaron rápidamente, pues en el año 2001 la reserva de generación eléctrica que antes era inexistente ascendía a 50%, la electrificación del país subió de 56% al 73%, y los niveles de pérdidas se redujeron de 22% a 10% (CTE, 2001).

De esta manera, al adoptarse el criterio de regulación por mercado, se dejó de lado el viejo sistema de inversión estatal planificado y se reemplazó por un mercado de electricidad, en el cual se esperaba que las inversiones, de naturaleza privada, lleguen como resultado de las señales de los precios y de las tarifas (CEPA-NEGLI, 2016; CRSE, 2021a), mientras que al Estado únicamente le competía esperar.

2. Gas Natural

La reforma en el sector de gas natural inició con la expedición de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley Orgánica 26221, en el año 1993 (CRSE, 2021a). La regla principal de dicha ley consiste en la creación de un mercado de exploración y explotación de los hidrocarburos (Osinermin, 2017). Este modelo consiste en que Perupetro S.A., en representación del Estado, firme contratos de licencia para la exploración o explotación con inversionistas,

contratos en los cuales se pactan los derechos de los licenciatarios, así como el régimen de regalías a favor del Estado.

Esto quiere decir que no existe regulación tarifaria de los hidrocarburos y que los precios se determinan de acuerdo con la oferta y la demanda. De esta manera, las empresas que decidan invertir en exploración y tengan la fortuna de obtener resultados positivos, tienen como derecho vender su producción a precios de mercado con lo que pueden rentabilizar rápidamente las inversiones realizadas.

Para el caso específico del gas natural, la exploración y explotación se regula por las reglas de oferta y la demanda, mientras que el transporte y la distribución por red de ductos, al constituir monopolios naturales, se encuentran sujetos a regulación de precios (CRSE, 2021a).

Ahora bien, como se indicó previamente, el mercado de gas natural al inicio de la reforma era prácticamente inexistente. Durante la década de los años noventa, básicamente existieron dos yacimientos en explotación de gas natural: Aguaytía, ubicado en la selva central, con reservas probadas de 0.44 trillones de pies cúbicos (en adelante, TCF), y un conjunto de yacimientos ubicados en la costa y el zócalo norte de los departamentos de Piura y Tumbes, cuyas reservas probadas aumentaron en el año 2012 a 1 TCF (Osinermin, 2014). Los principales compradores del gas natural en la zona fueron generadores eléctricos.

Al igual que en el caso eléctrico, en general se puede afirmar que se adoptó el régimen regulatorio de mercado, por lo que el Estado únicamente tenía como función emitir las reglas de juego y esperar que las inversiones lleguen.

C. Ajustes a las reformas iniciales mediante la participación planificadora del Estado ante los déficits de inversión en los mercados de electricidad y gas natural: El camino al infierno está lleno de buenas intenciones

1. Electricidad

En primer lugar, es importante resaltar que la privatización del sector eléctrico es una tarea que nunca concluyó. Aún el 25% del parque de generación eléctrica, así como el 40% de la distribución eléctrica se encuentra bajo la administración de empresas públicas (CEPA-NEGLI, 2016). Esta tarea pendiente va a coadyuvar en los problemas que aún perviven en el sector eléctrico, siendo estos más agravados y obvios para las actividades de transmisión y distribución eléctrica, como se verá posteriormente.

La reforma inicial para el sector de generación eléctrica suponía que con la remuneración del costo marginal de energía (CTE, 2001), representado por los costos operativos, y de los costos de inversión, equivalentes al menor costo de capital para desarrollar una unidad de generación para suministrar energía en las horas de punta, se remuneraban los costos totales de los generadores (CTE, 1998; 2001), lo cual constituía señal suficiente para promover la inversión en generación. De esta manera, durante el período 1992-2006 el parque de generación eléctrica creció en 699 MW (megavatio) en centrales hidroeléctricas y 731 MW en centrales termoeléctricas (CEPA-NEGLI, 2016).

Para la transmisión y distribución, la regulación tarifaria se realizaba en función de costos medios (CTE, 2001) mediante el Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante, VNR) del Sistema Económicamente Adaptado (en adelante, SEA) (CTE, 1998). El VNR buscaba acercar la regulación al mercado, pues en este último la valorización de los activos no se realiza en función de costos históricos o contables, sino en función de la tecnología y precios vigentes (De la Cruz & García Carpio, 2003). Por su parte, el SEA permite introducir la señal de inversión eficiente, de manera que solamente se acepten las inversiones que se requieran para atender la demanda, léase, en un equilibrio entre oferta y demanda, descartando la remuneración de excesos de inversión (CTE, 2001).

Sin embargo, se evidenció que las señales económicas no fueron lo suficientemente fuertes como para impulsar la expansión del mercado eléctrico a los niveles esperados, situación que se hizo más evidente durante la sequía del año 2004, pues no había centrales 'económicas' para la producción de energía eficiente (Osinermin, 2017; Comisión MEM-OSINERG, 2005; García Carpio, 2006). Más aún, el sistema eléctrico se encontraba expuesto a riesgo de precios excesivos, ocasionados por la costosa energía, y a racionamiento prolongado, por falta de generación (Comisión MEM-OSINERG, 2005). Los precios altos no podían ser transferidos a los usuarios y las tarifas aprobadas por el regulador estaban, en promedio, permanentemente atrasadas respecto del costo marginal de mercado, USD 35 versus USD 29 por MWh (megavatio-hora) (García Carpio, 2006), respectivamente, lo cual coadyuvó el incremento de los riesgos para la inversión en generación.

Es así como se aprobaron diversas medidas que permitieron al Estado intervenir en la expansión de la oferta de generación mediante subastas, tales como la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica; el Decreto Legislativo 1002, Decreto Legislativo de promoción

de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (norma que promueve el desarrollo de oferta de generación con energía renovable, tales como energía solar, eólica, entre otras); el Decreto de Urgencia 037-2008, Se dictan medidas necesarias para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN); el Decreto de Urgencia 032-2010, Decreto de Urgencia que dicta medidas para acelerar inversión y facilitar financiamiento para la ejecución de proyectos de electricidad; y la Ley 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (en adelante, LASE). Cabe destacar que las intervenciones estatales antes citadas, si bien tenían como efecto final la ampliación de la capacidad de generación, lo hacían mediante diversos objetivos, tales como la diversificación de las fuentes de generación eléctrica, la promoción de las energías renovables, o el incremento de la seguridad de suministro; objetivos que no siempre estuvieron alineados y no aseguraban un desarrollo eficiente de la capacidad de generación (CRSE, 2021a).

La lógica de las subastas se basa en que los desarrolladores necesitan un período mínimo para la construcción de las centrales de generación. Por este motivo, la Ley 28832 diseñó subastas de contratos de suministros de electricidad, las cuales debían llevarse a cabo con un plazo de anticipación mínimo de tres años del período del suministro, tiempo durante el cual podría llevarse a cabo la construcción. Ahora bien, si la ausencia de nuevas inversiones se debía al ejercicio de poder de mercado de los generadores instalados, las subastas podrían permitir atraer nuevos inversionistas. Por otro lado, si la ausencia de nuevas inversiones se debía a tarifas deprimidas por parte del regulador, entonces las subastas servirían para descubrir los precios de mercado (Comisión MEM-OSINERG, 2005).

No obstante, mediante las normas antes desarrolladas se alteró la lógica inicial de la LCE, pues el riesgo del desarrollo de la nueva oferta de generación eléctrica ya no reposaría en los inversionistas, sino en la demanda, con lo cual, durante el período 2009-2015 se introdujo nueva oferta de generación en el sistema equivalente a 3956 MW, mientras que durante dicho período la demanda sólo creció 2075 MW (CEPA-NEGLI, 2016). Adicionalmente, durante el período 2010-2014 se instalaron 850 MW de nueva oferta sobre la base de energías renovables (CEPA-NEGLI, 2016). Asimismo, se instalaron 1200 MW de nueva oferta de generación correspondiente a los proyectos del Nodo Energético del Sur ejecutados por encargo de la LASE (CEPA-NEGLI, 2016). Es importante también resaltar que en el año 2016 se puso en ope-

ración comercial la central hidroeléctrica Cerro del Águila de 525 MW (CEPA-NEGLI, 2016). Con estos resultados se evidencia que hubo un exceso de inversión en generación eléctrica.

La inversión en generación promovida por el Estado tampoco guardó concordancia con los objetivos nacionales sobre el uso del gas natural, pues desde el ingreso en operación del proyecto Camisea, el sector eléctrico peruano produce alrededor del 50% de la electricidad sobre la base de centrales térmicas que queman gas natural, lo cual se encuentra bastante alejado del objetivo nacional, que era equivalente a un tercio (CEPA-NEGLI, 2016).

En resumen, a nivel generación, la intervención estatal significó distanciarse del modelo creado para la generación eléctrica por la LCE, la cual reposaba en un modelo de señales para promover la inversión, y se migró a un régimen de promoción estatal de la inversión, donde a través de la Ley 28832 se favoreció la realización de subastas de contratos de suministros de largo plazo para el desarrollo de nueva inversión en generación eléctrica, se utilizó subsidios para promover inversión renovable, se prohibió mediante la Ley 26980 el desarrollo de centrales hidroeléctricas para priorizar el desarrollo de centrales térmicas a gas natural, se subsidió centrales térmicas del Nodo Energético del Sur, y finalmente, cuando el Estado se percató que se habían clavado varias estacas de muerte al desarrollo de hidroeléctricas, se puso en marcha esquemas de promoción de estas tecnologías utilizando para ello un subsidio escondido en perjuicio de Electrop Perú S.A., quien fue obligada a suscribir contratos *take-or-pay* de energía con las empresas inversionistas en nuevas centrales hidroeléctricas. En general, se puede afirmar que el Estado implementó diversos mecanismos de planificación de la generación eléctrica, en los cuales el riesgo del desarrollo de la generación eléctrica se trasladó a la demanda, siendo que el costo o sobrecosto del exceso de capacidad de generación eléctrica, sería asumido por los usuarios eléctricos (CEPA-NEGLI, 2016).

Cabe señalar que la regulación de la planificación que se implementó en la generación eléctrica no eliminó el anterior régimen de regulación por mercado, por lo que ambos coexisten. De esta manera, algún inversionista podría decidir invertir por libre iniciativa bajo el marco de la LCE, o la decisión de inversión podría ser el resultado de alguno de los mecanismos de promoción de la inversión creados por el Estado, mencionados en el párrafo anterior.

A nivel de la transmisión eléctrica, al cabo de pocos años luego de iniciada la reforma se evidenció que las señales regulatorias no eran suficientes para

promover las inversiones en la forma y oportunidad que lo requería el sector eléctrico, debido a la naturaleza de monopolio natural de la transmisión (CEPA-NEGLI, 2016). Más aún, se acusaba al modelo regulatorio de serias deficiencias que generaban incertidumbre en los inversionistas y desincentivaban la inversión (Comisión MEM-OSINERG, 2005; De la Cruz & García Carpio, 2003).

Es por este motivo que el Estado inició procesos de promoción a la inversión privada para la entrega en concesión de nuevas líneas de transmisión, las cuales, a diferencia de las líneas que se construían por iniciativa privada en el marco de la LCE, tenían un régimen de regulación por contrato mediante Contratos BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*) (CEPA-NEGLI, 2016; De la Cruz & García Carpio, 2003). Estas fueron las líneas construidas u operadas por las empresas Consorcio Transmataro S.A., Red Eléctrica Perú S.A., Eléctrica ISA Perú S.A. y Red de Energía del Perú S.A. (CRSE, 2021a).

Las señales para la inversión en generación eléctrica ocasionaron que la mayor parte de las inversiones se ubicaran en los alrededores de Lima, aprovechando el gas natural de Camisea. No obstante, el sistema de transporte de electricidad no era lo suficientemente robusto como para llevar la electricidad desde Lima a las diferentes partes del país, causando congestión en los sistemas de transmisión, el incremento de los costos marginales en las zonas congestionadas y, por tanto, que las empresas generadoras se nieguen a firmar contratos de suministro, principalmente durante los años 2005 y 2006 y, en menor medida, durante los años 2007 y 2008. Esto ocurrió hasta que se emitió la Ley 28832, que creó el Plan de Transmisión, disponiendo que las obras de dicho plan sean licitadas mediante procesos de promoción a la inversión privada, y cuya remuneración está garantizada por los usuarios eléctricos, eliminándose el criterio del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado (Comisión MEM-OSINERG, 2005). Es así como hoy en día se han resuelto los grandes problemas de la transmisión en el Perú, pues en el período 2008 al 2015 se han invertido 1 915 millones de dólares en activos de transmisión de 220 y 520 KV (kilovoltio), que brindan confiabilidad al sistema de transmisión peruano (CEPA-NEGLI, 2016).

De esta manera, con la Ley 28832 y la creación del Plan de Transmisión se adoptó un régimen estricto de regulación de la planificación, de manera que todas las obras de la gran transmisión se deben incluir en el citado plan, para luego ser licitadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión), con lo que se dejó de lado el régimen anterior de regulación por mercado.

A nivel de la distribución, la búsqueda de objetivos de eficiencia de la regulación mediante la regla del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado (inversión adaptada a la demanda) de sistemas típicos, más conocido como la regulación por sectores típicos (Osinergmin; 2017), obstaculizó la expansión del servicio, con lo que no hacía viable lograr su universalización, por lo que el crecimiento de la red se llevó a cabo principalmente a través de los mecanismos de la Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural (CEPA-NEGLI, 2016).

Estos problemas fueron recogidos con las modificaciones que se realizaron en la LCE mediante el Decreto Legislativo 1221, de manera que se dejaría el modelo de regulación por sectores típicos y sería sustituido mediante una regulación por empresa (CEPA-NEGLI, 2016). Adicionalmente, con la expedición del Decreto Legislativo 1208 se creó el marco regulatorio para la aprobación de un plan de inversiones en distribución eléctrica exclusivo para empresas públicas. Sin embargo, a pesar de que dicho plan se creó en el año 2016, a la fecha no se ha completado la regulación que permita su implementación (CRSE, 2021c).

Como se podrá apreciar, el Estado ha preferido no ingresar al mundo de la planificación en la distribución eléctrica, y se ha optado por mejorar el diseño de la regulación de las tarifas, a efectos de incentivar que los inversionistas expandan la red por libre iniciativa.

2. Gas Natural

Las reformas en el sector hidrocarburos no permitieron el desarrollo de un mercado de gas natural, y en especial no permitieron llevar a cabo el proyecto Camisea, que se había constituido como uno de los principales yacimientos de gas natural en Sudamérica (Osinergmin, 2014). El proyecto Camisea involucraba la posibilidad de explotar los yacimientos de gas natural ubicados en la selva de Cusco, pero para ello se debían construir 700 kilómetros de gasoductos, pues el gas natural se debía transportar hasta Lima, el potencial mercado de consumo (Comisión MEM-OSINERG, 2005).

Camisea fue posible finalmente gracias a la aprobación de la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, que creó el beneficio de la garantía por red principal la cual eliminaba el riesgo de demanda para el desarrollo de la infraestructura de transporte (Comisión MEM-OSINERG, 2005; Osinergmin, 2014). De esta manera, en caso los ingresos por la prestación del servicio no resultasen suficientes como para pagar los costos del proyecto, entonces se recibía un sub-

sidio el cual provenía de un recargo a la tarifa de los usuarios eléctricos.

Como parte de las condiciones del proceso de promoción a la inversión privada de Camisea se definió que el gas natural en boca de pozo tendría un valor máximo equivalente a 1 USD/MMBTU (Millón de Unidad Térmicas Británicas) para la generación eléctrica y 1.8 USD/MMBTU para los otros tipos de consumidores. Por este motivo, Camisea tiene un precio límite definido por contrato, situación que es diferente a los otros yacimientos de gas natural en Perú donde la definición del precio se realiza de acuerdo con las políticas comerciales de las empresas encargadas de la explotación. Estos precios máximos han permitido generar ahorros equivalentes a 20 mil millones de dólares debido al reemplazo de combustibles (Osinermin, 2021).

Más aún, el proyecto Camisea también ha permitido lograr objetivos de seguridad energética y protección del medio ambiente. Al 2019 el gas natural participa en nuestra matriz energética con un 38% (Osinermin, 2021), convirtiéndose en uno de los principales combustibles de uso nacional, reduciendo la dependencia que históricamente se tuvo sobre los derivados del petróleo y el carbón. De esta manera, con la explotación del proyecto Camisea se reemplazó el consumo de diesel, carbón, gasolinas, residual, entre otros, con lo cual se redujo significativamente la emisión de gases de efecto invernadero, siendo que en el período 2004-2019 se mitigaron 72 millones de toneladas de CO₂ (Osinermin, 2021). Es decir, el proyecto Camisea no sólo fue rentable económicamente, debido a los precios límite definidos en el contrato, sino también fue favorable para la protección del medio ambiente y la diversificación de la matriz energética en el Perú.

Cabe indicar que, como parte del diseño del proyecto Camisea, se definió que el sistema de transporte troncal debería tener una capacidad mínima de transporte equivalente a 450 MMPCD (Millones de Pies Cúbicos por Día) (Osinermin, 2021). Fue así como Camisea inició operaciones en el año 2004 con una demanda de 46 MMPCD, la cual se incrementó al año 2015 en 574 MMPCD. De esta demanda, más del 65% siempre estuvo destinado para el consumo del sector eléctrico (generadores eléctricos) (CEPA-NEGLI, 2016). Hoy en día, el sistema de transporte de Camisea a Lima operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante, TGP) tiene una capacidad de 920 MMPCD para la atención de la demanda nacional (Osinermin, 2021), de los cuales 586 MMPCD están contratados por generadores eléctricos (CEPA-NEGLI; 2016), con lo que se corrobora la fuerte dependencia del sector gas natural al sector eléctrico.

Como se puede apreciar del párrafo anterior, el diseño de explotación del proyecto Camisea se realizó estimando que las dimensiones mínimas de producción del proyecto excedían las necesidades del mercado peruano en el corto plazo (Comisión MEM-OSINERG, 2005). No obstante, luego de los primeros años de operación de Camisea, rápidamente se concluyó que era necesario la ampliación de toda la cadena logística, que involucraba desde las plantas de procesamiento hasta los sistemas de transporte y distribución, a efectos de atender a la importante demanda que se estaba generando. Para ello, el Estado llevó a cabo negociaciones contractuales con los operadores, a efectos de que se comprometían a la ampliación de sus capacidades de producción y transporte. De esta manera, las ampliaciones no se desarrollaron mediante mecanismos de mercado, sino mediante negociaciones bilaterales entre los actuales operadores y el Estado.

Adicionalmente, se identificó que era necesario diversificar las fuentes de suministro del gas natural, pues la actual depende exclusivamente del sistema de transporte de TGP, y desarrollar un sistema de transporte adicional, que retire el gas natural desde Camisea o un lugar cercano, y lo pueda transportar hasta un punto próximo a la costa sur del país, siendo así como se configuró inicialmente el proyecto del Gasoducto Andino del Sur. Para llevar a cabo este proyecto se emitió otra ley especial, la LASE, que tuvo por objeto crear un mecanismo de ingresos garantizados mediante el subsidio CASE (Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética) en caso los ingresos provenientes de la prestación del servicio de transporte no resulten suficientes para el pago de los ingresos garantizados del inversionista (Osinermin, 2021). Al igual que la Garantía por Red Principal (GRP), el cargo CASE recaudaba sus recursos de los usuarios eléctricos. Este proyecto fue concesionado por Proinversión, sin embargo, el contrato fue resuelto por incumplimiento del concesionario, quien no pudo cumplir con el hito cierre financiero (CRSE, 2021a).

A nivel distribución, en el Perú tenemos actualmente seis concesionarios en funciones, cuatro que obtuvieron sus concesiones en virtud de concursos organizados por el Estado y dos mediante solicitudes de parte (Osinermin, 2021). En un inicio, los contratos de concesión prevén una etapa en la cual los concesionarios están obligados a la construcción de las obras iniciales, que incluyen la conexión de un número mínimo de usuarios. Una vez superada la etapa de las inversiones contractuales mínimas, la expansión del servicio se realiza mediante un Plan Quinquenal de Inversiones (Osinermin, 2021), que es de obligatorio cumplimiento por los concesionarios de distribución.

Para lograr la masificación del gas natural, el Estado creó dos importantes programas: el Bonogas y el Mecanismo de Promoción. Estos vienen siendo claves para los objetivos de masificación, pues se ha evidenciado que la tasa de conexión de usuarios en ausencia de dichos programas cae significativamente, llegando incluso a ser 13% menor (Osinergmin, 2021).

En síntesis, se puede apreciar que el régimen de regulación por mercado inicial se ha mantenido en el sector gas natural. El Estado se vio obligado a emitir legislación especial que permita el desarrollo de dos proyectos: Camisea y el Gasoducto Sur Peruano. Luego de ello, el Estado no ha emitido legislación que prevea la planificación del sector, salvo en la actividad de distribución, donde se creó el Plan Quinquenal de Inversiones.

IV. AGENDA PENDIENTE

A. Electricidad

El mercado de generación eléctrica tiene muchos aspectos por mejorar. Para efectos de nuestro artículo, lo más relevante es que se ha identificado la necesidad de disciplinar la intervención del Estado, pues se atribuye al Estado la pérdida de la señal de precios y la existencia de sobreoferta, equivalente a 72% en el año 2016 (CEPA-NEGLI, 2016), en perjuicio de la propia demanda, quien termina asumiendo los costos de la sobre inversión.

En principio, el crecimiento de la oferta se debería producir en función de la libre iniciativa privada, pues la generación eléctrica opera bajo las reglas de un mercado competitivo. No obstante, ante la falta de inversión, el Estado debería promover el ingreso de nuevos agentes, por ejemplo, mediante asociaciones público-privadas. Esto último significa la coexistencia de una regulación por mercado y de una regulación de la planificación, pero realizando una adecuada evaluación técnica-económica, a efectos de evitar que el remedio termine siendo peor que la enfermedad. Por tal motivo, se requiere llevar adelante estudios de planificación de la generación, que se encuentren adecuadamente motivados en función de un análisis costo-beneficio, para que luego su implementación se lleve a cabo respetando el principio de subsidiariedad.

Ahora bien, dentro del proceso de planificación se debe diferenciar la energía y la potencia, pues el segundo es el que brinda confiabilidad al sistema. Efectivamente, CEPA-NEGLI en su estudio del 2016 elaboró tres diferentes modelos de desarrollo del mercado eléctrico. En todos los modelos el Estado, aunque con diferente intensidad, mantenía algún grado de control para asegurar que la oferta de ge-

neración se expanda lo suficiente como para cubrir la demanda. Inclusive en el modelo más abierto a la competencia (modelo 1), donde el mercado de energía se lleva a cabo a través de ofertas de los generadores sin límites ni correlacionados con el costo marginal, este modelo supone la creación de un mercado de capacidad, donde el Estado se reserva el derecho de definir la potencia que requiere el sistema y, por tanto, invitando a la inversión necesaria para cubrir la demanda.

Asimismo, la CRSE señaló que la instauración de un mercado de largo plazo para asegurar que la capacidad sea suficiente y adecuada para atender la demanda de electricidad durante todo el año es particularmente más importante en un sistema como el peruano, con una fuerte presencia de centrales hidroeléctricas y otras energías renovables como la solar y la eólica, pues de lo contrario nos podríamos encontrar expuestos a problemas de racionamiento como los ocurridos en California durante el mes de agosto de 2020 y en Texas en el 2021 (2021b).

A nivel de la transmisión eléctrica, queda aún pendiente la mejora de la regulación referente a la transmisión de menor escala, o también llamada subtransmisión, aquella que no es parte del Plan de Transmisión y que sirve principalmente para la conexión de los sistemas de distribución eléctrica (CEPA-NEGLI, 2016). En general, se critica esta regulación de ser muy compleja y poco predecible. Además de un proceso de simplificación del marco regulatorio a efectos que las tarifas sean predecibles, se viene recomendando la integración total de la planificación en una sola entidad, que podría ser el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) (CEPA-NEGLI, 2016), pues a la fecha existen un Plan de Inversiones para la subtransmisión que sirve a la demanda, que es aprobado por Osinergmin.

Cabe señalar que los retrasos en la ejecución del Planes de Inversiones aprobados por Osinergmin correspondiente a los períodos 2013-2017 y 2017-2021, por parte de las empresas públicas bajo el ámbito de Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe), motivó que recientemente se emita el Decreto Supremo 018-2021-EM, Decreto Supremo que reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión, el cual permite la licitación de las obras pendientes de ejecución al sector privado.

De esta manera, a nivel de transmisión la recomendación radica en fortalecer y extender el Plan de Transmisión, en vista de los buenos resultados que está mostrando a la fecha, y, por otro lado, simplifi-

car los criterios para la regulación tarifaria, de manera que se mantenga solo para la subtransmisión un régimen de regulación por mercado, donde los transmisores tengan los incentivos para aumentar sus activos en función de las señales tarifarias.

A nivel de distribución eléctrica, en los estudios llevados a cabo por CEPA-NEGLI (2016) y la CRSE (2021c) se propone dejar de lado el modelo de regulación por incentivos, y en su lugar adoptar un modelo que privilegie un esquema de tipo contable e histórico, con el objeto de priorizar la seguridad en el reconocimiento de las inversiones y, con ello, lograr los objetivos de la universalización del servicio eléctrico. Es decir, la principal recomendación no pasa por implementar planificación sino por mejorar el régimen tarifario para que se incrementen las inversiones en función de las señales.

Cabe señalar que el proceso inconcluso de privatización obstaculiza el logro de los objetivos de las reformas tanto en transmisión como en distribución, debido a las restricciones de financiamiento y de inversión, así como la falta de incentivos en los trabajadores de las empresas públicas que los motive a alcanzar los objetivos de eficiencia de la regulación (CEPA-NEGLI, 2016). Más aún, los problemas no solo se vinculan a la falta de incentivos, sino también son creados por la burocracia y el déficit del diseño institucional. Prueba de esto último consiste en que, a pesar de que muchos proyectos provienen de estudios técnicos de planificación aprobados por el regulador (Plan de Inversiones) o el Ministerio de Energía y Minas (Plan de Transmisión), igualmente las empresas públicas deben obtener previamente a su ejecución diversas autorizaciones y aprobaciones, tal como la del Fonafe (CRSE, 2021c).

Por este motivo, actualmente se viene discutiendo, no la privatización de las empresas públicas, lo cual es política y socialmente complejo de lograr, sino que las actuales empresas públicas, titulares de activos de transmisión y distribución, se sirvan de las técnicas de la concesión e inviten a los inversionistas privados para que destinen su capital en el desarrollo de los nuevos activos y se ocupen de la gestión de la operación. Esta solución, inclusive, es más acorde con el régimen de economía social de mercado y una muestra de cómo sería su funcionamiento está constituido por el régimen aprobado por el Decreto Supremo 018-2021-EM, antes comentado.

Asimismo, se observa que diversos agentes intervienen en el proceso de planeamiento y desarrollo del sector, tales como el Congreso de la República, el Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin, Fonafe, Proinversión, COES, las propias empresas

eléctricas (por ejemplo, las empresas distribuidoras que son las encargadas de conducir las licitaciones de largo plazo), lo cual incrementa la dificultad de lograr un desarrollo armonioso y orgánico del sector, lo cual se resolverá cuando se constituya una sola entidad responsable de la planificación del sector energía.

B. Gas Natural

En el año 2016, las reservas probadas de gas natural ascendían a 16 TCF, mientras que en el 2018 esta cantidad se redujo a 10.6 TCF, debido a la reestimación de volúmenes y a que 3.5 TCF de gas natural del lote 58 fueron reclasificados como recursos contingentes, debido a que no cuentan con un mercado ni infraestructura para su explotación, al producirse la frustración del proyecto de Gasoducto Andino del Sur. El incremento del consumo nacional de gas natural, la puesta en marcha del proyecto de exportación de gas natural, así como el detenimiento en el descubrimiento de mayores reservas de gas natural ha generado que la *ratio* reservas/producción, que en el año 2005 ascendía a 220 años de consumo, caiga en el año 2019 a un valor de solo 21 años, por lo cual urge incrementar las reservas de gas natural (Osinergmin, 2021).

Ahora bien, para atraer nuevas inversiones, parece que el actual régimen de la Ley Orgánica de Hidrocarburos no resulta lo suficientemente atractivo y, en todo caso, se deben plantear nuevos mecanismos que apoyen y estimulen la inversión privada. La señal más clara de que la citada ley no resulta suficiente radica en que tanto para el desarrollo del proyecto de Camisea, como para el diseño del proyecto del Gasoducto Andino del Sur, se tuvieron que aprobar marcos legales especiales, es decir, se tuvo que emitir la Ley 27133 y la LASE.

Por otro lado, existe una distorsión en la contratación del gas natural, debido a que los contratos suelen contener obligaciones *take or pay* o *ship or pay*, que comprometen a los productores o a los transportistas a reservar capacidad a favor de los clientes, usen o no usen el gas natural (CRSE, 2021a). Son los generadores eléctricos quienes principalmente buscan este tipo de contratos, debido a que la regulación eléctrica condiciona el pago de la remuneración por potencia a la existencia de contratos de gas natural 'firmes' (CRSE, 2021a). Esto crea una ficción en el uso de la infraestructura de gas natural debido a que, si bien la oferta está —aparentemente— totalmente contratada, los clientes no usan todo lo que tienen reservado, con lo cual se realiza un uso subóptimo de los activos. En vista de esta problemática se emitió el Decreto Supremo 003-2021-EM, el

cual mejora las señales de eficiencia en la contratación del transporte de gas natural, pues ya no se exige la contratación de transporte equivalente al 100% de la potencia de la central, sino en función de un 'factor de referencia a la contratación', que es aprobado por Osinerghmin, el cual debe reflejar el uso eficiente de la capacidad reservada de transporte para el conjunto de generadores, según el tipo de tecnología de la central de gas natural. No obstante, consideramos que esta es una solución parcial pues aún no se resuelve de manera integral el problema de la reasignación de los volúmenes de gas y la capacidad de transporte contratada por los generadores eléctricos, de manera que los excedentarios puedan transferir lo contratado y no usado a los deficitarios, debido a que falta la implementación del mercado secundario de gas natural.

Por otro lado, el proyecto del Gasoducto Andino del Sur se vio frustrado hace varios años y, sin embargo, a la fecha, el Estado no ha sido capaz de definir la estrategia para continuar con el desarrollo del proyecto. Más aún, se ha indicado que el Estado se encuentra interesado en desarrollar un sistema de transporte que conecte el sistema de transporte de Camisea con los departamentos del norte del país (CRSE, 2021a), lo cual parece aún más inverosímil.

A nivel distribución, a pesar de que a la fecha se cuentan con varios concesionarios de distribución en operación, el nivel de cobertura del gas natural es bastante bajo, siendo que en Lima y Callao solo se ha llegado al 40% luego de 15 años de operación, en Ica se ha alcanzado el 30% luego de 10 años de operación, 20% en la concesión norte y 5% en la concesión suroeste, en estos últimos dos casos, luego de 3 años de inicio de las concesiones (Osinerghmin, 2021). Cabe señalar que uno de los aspectos que puede estar frenando la masificación, en términos de la CRSE (2021a) es que la obligatoriedad del Plan Quinquenal de Inversiones estaría jugando en contra de la masificación, pues estaría influyendo en las empresas distribuidoras a ser conservadoras en las propuestas que realizan, ante el temor a ser sancionados por incumplimiento, por lo que se requeriría de dotar de más flexibilidad a dichas empresas. No obstante, este último problema fue materia del Decreto Supremo 001-2022-EM, el cual tuvo como propósito simplificar el proceso de ejecución y cumplimiento del Plan Quinquenal.

Finalmente, al igual que en el caso del sector eléctrico, se observa que el Estado ha intervenido reiteradamente y mediante diferentes entidades en el mercado de gas natural, sea a través del Congreso de la República, el Ministerio de Energía y

Minas, Perupetro, Osinerghmin, Proinversión, lo cual incrementa la dificultad de lograr un desarrollo previsible y ordenado del sector (CRSE, 2021a).

Como vemos, el sector gas natural necesita clamorosamente de actividad planificadora, pues existen diversos problemas sin resolver y no se sabe hacia dónde se va. Se sigue confiando en que las inversiones llegarán en función de las señales de precios, y el único proceso de planificación que se realiza, el Plan Quinquenal de Inversiones aprobado por Osinerghmin, es criticado por ser muy inquisitivo, teniendo el efecto contrario de desincentivar las inversiones.

V. CONCLUSIONES

El régimen de economía social de mercado es compatible con la intervención del Estado en los mercados de electricidad y gas natural. El Estado tiene el deber de orientar el desarrollo de las actividades económicas en general, y en especial velar por la adecuada prestación de los servicios públicos. Para el ejercicio de estas actividades, el Estado actúa principalmente como regulador y garante de la adecuada prestación a los ciudadanos, prestación que será prioritariamente realizada por la inversión privada. De esta manera, tanto en los mercados abiertos a la competencia y libertad de precios (generación eléctrica), como en los mercados caracterizados por la existencia de monopolios naturales y regulación de precios (transporte de gas natural por red de ductos), el Estado podrá intervenir en ausencia de inversiones mediante asociaciones público-privadas, y como estrategia de último recurso, mantiene la atribución de participar en los mercados mediante empresas públicas.

Para el diseño de los mercados el Estado puede escoger entre un régimen de regulación por mercado, una regulación de la planificación, o un sistema en el cual se mezclen ambos. El mercado peruano optó en los inicios de la reforma (década del 90), tanto en el sector eléctrico como en gas natural, por una regulación por mercado, en el cual las inversiones llegan en función de las reglas de juego impuestas, la oferta y la demanda, y las señales de precios/tarifas. De esta manera, se partió de la premisa que las 'señales económicas' constituirían incentivos suficientes para promover la inversión privada y así, garantizar la prestación de los servicios a los usuarios. No obstante, durante el transcurso de los años se evidenció que resulta necesaria la orientación del Estado para el apalancamiento de proyectos que son importantes pero que no se pueden llevar a cabo si se rigen únicamente por las reglas de la oferta y demanda, tal fue el caso de los sistemas de transmisión de electricidad o, inclusive, del proyecto Camisea.

Por este motivo, en algunos casos, se optó por migrar a un régimen de regulación de la planificación, tal como el Plan de Transmisión creado por la Ley 28832, o mantener un esquema mixto. Esto último fue lo que ocurrió en la práctica con la generación eléctrica, pues si bien los generadores mantienen la posibilidad de ingresar en función del régimen de regulación por mercado, a través de las reglas de la LCE, pueden esperar y decidir ingresar luego de ser adjudicatario de alguno de los procesos de promoción creados por el Estado, tal como las subastas de contratos de suministros de electricidad creado por la Ley 28832, o las subastas para el suministro de electricidad con recursos energéticos renovables del Decreto Legislativo 1002.

Por otro lado, es importante considerar que la seguridad de suministro de energía es un bien público. Las inversiones que se realicen para incrementar la seguridad y suficiencia del suministro de electricidad y gas natural benefician a todos, tanto a las empresas como a los usuarios, debido a que no hay posibilidades de exclusión y el consumo es no rival (Osinermin, 2017), por lo que la presencia de esta falla de mercado es una causa justificante para la intervención regulatoria por parte del Estado.

Asimismo, las empresas no tienen incentivos para cumplir con el principio del servicio universal, pues la mayor rentabilidad se obtiene atendiendo aquellas zonas con menor dispersión y mayor densidad poblacional, características que cumplen las ciudades y los complejos industriales, mientras que conforme la dispersión se incrementa y la geografía sea más accidentada, el costo marginal de atención se incrementa. Estos problemas se suelen solucionar mediante el empleo de recursos fiscales o, en ausencia de estos últimos, mediante subsidios cruzados (Osinermin, 2017), por lo que una vez más existen condiciones que justifican la intervención del Estado.

De esta manera, el Estado cuenta con razones legales y económicas que justifican la tarea planificadora, pero que, a diferencia de un régimen de Estado empresario, en virtud de la Constitución de 1993, la planificación se deberá realizar en concordancia con los principios de subsidiariedad y de libre iniciativa privada. Efectivamente, como ya lo hemos anticipado, la intervención del Estado debe ser principalmente mediante las técnicas de la regulación económica, léase regulación de precios, regulación de la competencia, planificación, entre otros. La participación directa del Estado mediante empresas públicas se puede implementar, pero como solución de última *ratio*, y no solo por razones legales, sino también por nuestra experiencia en la cual el desempeño de las empresas públicas no ha sido bueno, debido a diversas restricciones

para el financiamiento y la adquisición de deuda, por los engorrosos procesos de contrataciones y por la burocracia existente para la adopción de decisiones (CRSE, 2021a). Por este motivo, por ejemplo, la CRSE recomienda la entrega en concesión de los actuales activos de las empresas concesionarias estatales de transmisión y distribución, antes que persistir en el crecimiento de la empresa pública (2021a).

Ahora bien, es importante que el proceso de planificación sea realizado responsablemente, pues en un régimen planificado los errores lo pagan los usuarios. Conforme fue discutido en la sección tres, en muchos casos la medicina fue peor que la enfermedad, tal es el caso de la actual sobreoferta de generación eléctrica aparentemente causada por el Estado, lo cual ha terminado perjudicando a los usuarios eléctricos, pues son estos quienes asumen los costos del exceso de capacidad de la generación.

Sin embargo, llama la atención que aún se mantengan escenarios en los que la regulación de la planificación es inexistente. Por ejemplo, a nivel del sector gas natural el marco regulatorio se concentró en el desarrollo de los proyectos de Camisea y del Gasoducto Sur Peruano. Luego, para la ampliación del proyecto Camisea se tuvieron que realizar renegociaciones contractuales, lo cual depende de la voluntad y visión de la autoridad de turno. En resumen, no se ha desarrollado un marco regulatorio adecuado que permita el crecimiento orgánico del sector gas natural (CRSE, 2021a).

Por este motivo, a nivel de la CRSE se propone la creación de una nueva unidad encargada de la planificación integral del sector energía, que incluya tanto la electricidad como el gas natural (2021a). Conforme se ha evidenciado, los sectores eléctricos y gas natural están fuertemente enlazados, no obstante, los procesos de planificación implementados a la fecha se realizan de manera independiente, lo cual se corregiría con un plan integral. Asimismo, la CRSE propone la integración de la planificación de la gran transmisión, materia del Plan de Transmisión, y de la subtransmisión, materia del Plan Inversiones de Transmisión (2021a). De igual manera, la planificación integral del sector energía debería tomar en consideración los diversos objetivos estatales, tal como el compromiso de reducir la emisión de gases de efecto invernadero, evaluación que no se toma en cuenta en la actualidad (CRSE, 2021a). Por último, es importante también que se considere en la planificación el papel de las energías renovables en la matriz energética, pues si bien hace unos años tecnologías como la solar y la eólica requerían de subsidios para su implementación, hoy en día pueden competir en

igualdad de condiciones con las tecnologías convencionales (CRSE, 2021b).

Finalmente, a efectos de no cometer excesos en la intervención estatal mediante la planificación, es conveniente primero asegurar que los modelos tarifarios se encuentren adecuadamente planteados, de manera que se permita que el régimen de regulación por mercado funcione correctamente. Tal es el caso de la tarifa de distribución eléctrica, que según se ha indicado, podría generar incertidumbre sobre el reconocimiento de los costos de inversión y operación, con lo que se desincentiva la extensión de la infraestructura y, por tanto, alcanzar los objetivos del servicio universal. 🗑️

REFERENCIAS

- Álvarez Miranda, E. (2014). El modelo económico de la Constitución Peruana. *Ius et Veritas*, (48), 256-269.
- Banco Interamericano de Desarrollo [BID] (2016). *Asociaciones Público-Privadas en Perú: Análisis del Nuevo Marco Legal*. https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_privada/capacitaciones/modulo_2.pdf
- Cambridge Economic Policy Associates Ltd [CEPA] & Negocios Globales Inteligentes [NEGLI] [CEPA-NEGLI] (2016). *Revisión del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano, SBCC-10 PROSEMER-OSINERGMIN-Informe 4*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/publicaciones/informe-cepa.pdf
- Comisión de Tarifas Eléctricas [CTE] (1989). *Nueva Tarifa de Energía Eléctrica*. http://portal.oas.org/Portals/7/CITEL/Biblioteca/azul-fin-r1c1_e.pdf
- (1992). *Memoria 1986-1989*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional#
- (1993). *Memoria 1990-1991*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional#
- (1998). *Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano*. <https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/SituacionTarifaria/SITTAR1998.pdf>
- (2001). *Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000*. <https://www.yumpu.com/es/document/read/30800135/informe-de-situacion-de-las-tarifas-electricas-1993-2000-8-mb>
- Comisión MEM-OSINERG (2005). *Libro Blanco: Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*. https://www.academia.edu/36428110/Libro_blanco
- Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad [CRSE] (2021a). *Thematic Line 1: Strengthening the Institutional Framework (Perú)*.
- (2021b). *Final Report on Thematic Line 2: Transformation of the Peruvian Wholesale Electricity Market (Perú)*. https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/report_wolak_June_2021_draft_0.pdf
- (2021c) *Modernization of the Peruvian electricity system. Pillar 3: Innovation in distribution and retail (Perú)*. https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/report_wolak_June_2021_draft_0.pdf
- (2021d). *Conceptual models and frameworks for improving the regulation and management of the electricity systems in Peru Thematic Line 4: Transmission systems (Perú)*. <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Theme%204Transmission%20Systems%20Improved%20Regulation%20and%20Management-Final%20Report-20210616.pdf>
- De la Cruz, R., & García Carpio, R. (2003). La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú. *Economía y Sociedad*, (54), 60-69.
- Ezcurra Rivero, H., & Moreyra Mujica, M. (1993). El modelo económico adoptado por el Proyecto de Constitución de 1993. Entrevista a Jorge González Izquierdo. *Ius et Veritas*, (7), 206-211.
- García Carpio, R. (2006). ¿Por qué no firman contratos los generadores con las distribuidoras de electricidad? *Revista Peruana de Derecho de la Empresa*, (62), 193-220.
- Guzmán Napurí, C. (2004). Algunos comentarios respecto de los principios generales del régimen económico consagrado por la Constitución Peruana de 1993. *Foro Jurídico*, (3), 115-127.
- Huapaya Nava, M., & Terrazos Poves, J. (2008). Principio de Subsidiariedad: Consideraciones Respecto a la Aplicación Constitucional del Numeral 14.3 del D. Leg. N° 1044 en Materia de Actividad Empresarial del Estado. *Derecho & Sociedad*, (31), 277-284.

Huapaya Tapia, R. (2015). Concepto y Régimen Jurídico del Servicio Público en el Ordenamiento Público Peruano. *Ius et Veritas*, (50), 368-397.

Landa Arroyo, C. (2015). Constitucionalización del Derecho Mercantil. *THĒMIS-Revista de Derecho*, (67), 191-204.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin] (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea 2014*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf

(2017). *Políticas regulatorias aplicadas a los sectores de energía y minería 2017*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Aniversarios/Libro-Politicas-Regulatorias-aplicadas-EM.pdf

(2021). *La industria del gas natural en el Perú. Mirando al bicentenario y perspectivas recientes 2021*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-bicentenario.pdf

Rodríguez Cairo, V. (2016). Principios Generales del Régimen Económico de la Constitución Política del Perú. *Quipukamayoc*, (45), 121-137.

LEGISLACIÓN, JURISPRUDENCIA Y OTROS DOCUMENTOS NORMATIVOS

Constitución Política del Perú [Const.] (1993).

Decreto Legislativo 757, Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, Diario Oficial *El Peruano*, 13 de noviembre de 1991 (Perú).

Decreto Legislativo 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, Diario Oficial *El Peruano*, 2 de mayo de 2008 (Perú).

Decreto Legislativo 1208, Decreto Legislativo que promueve el desarrollo de Planes de Inversión en las empresas distribuidoras bajo el ámbito de FONAFE y su financiamiento, Diario Oficial *El Peruano*, 23 de septiembre de 2015 (Perú).

Decreto Legislativo 1221, Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, Diario Oficial *El Peruano*, 24 de septiembre de 2015 (Perú).

Decreto Ley 18890, Facultan al Banco Central a intervenir en los contratos con Empresas Petroleras Extranjeras, Diario Oficial *El Peruano*, 18 de junio de 1971 (Perú).

Decreto Ley 18930, el Estado será el único importador de petróleo, Diario Oficial *El Peruano*, 18 de agosto de 1971 (Perú).

Decreto Ley 22774, Aprueban Bases Generales para Contratos Petroleros en Operaciones de Exploración, Diario Oficial *El Peruano*, 7 de diciembre de 1979 (Perú).

Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, Diario Oficial *El Peruano*, 19 de noviembre de 1992 (Perú).

Decreto de Urgencia 032-2010, Decreto de Urgencia que dicta medidas para acelerar inversión y facilitar financiamiento para la ejecución de proyectos de electricidad, Diario Oficial *El Peruano*, 29 de abril de 2010 (Perú).

Decreto de Urgencia 037-2008, Se dictan medidas necesarias para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), Diario Oficial *El Peruano*, 21 de agosto de 2008 (Perú).

Decreto Supremo 001-2022-EM, Modifican Normas de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y emiten disposiciones para optimizar el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, Diario Oficial *El Peruano*, 12 de enero de 2022 (Perú).

Decreto Supremo 003-2021-EM, Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme, Diario Oficial *El Peruano*, 30 de enero de 2021 (Perú).

Decreto Supremo 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Diario Oficial *El Peruano*, 25 de febrero de 1993 (Perú).

Decreto Supremo 018-2021-EM, Decreto Supremo que reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión, Diario Oficial *El Peruano*, 20 de julio de 2021 (Perú).

Ley 11780, Ley del Petróleo, Diario Oficial *El Peruano*, 11 de marzo de 1952 (Perú).

Ley 26980, Ley que modifica diversos artículos y definición anexa de la Ley de Concesiones Eléc-

- tricas, Diario Oficial *El Peruano*, 27 de septiembre de 1998 (Perú).
- Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Diario Oficial *El Peruano*, 4 de junio de 1999 (Perú).
- Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural, Diario Oficial *El Peruano*, 1 de junio de 2006 (Perú).
- Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, Diario Oficial *El Peruano*, 23 de julio de 2006 (Perú).
- Ley 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País, Diario Oficial *El Peruano*, 22 de diciembre de 2012 (Perú).
- Ley Orgánica 26221, Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional, Diario Oficial *El Peruano*, 20 de agosto de 1993 (Perú).
- Tribunal Constitucional [T.C.], 3 de octubre de 2003, sentencia recaída en el Expediente 005-2003-AI/TC (Perú).
- Tribunal Constitucional [T.C.], 11 de noviembre de 2003, sentencia recaída en el Expediente 0008-2003-AI/TC (Perú).
- Tribunal Constitucional [T.C.], 23 de septiembre de 2004, sentencia recaída en el Expediente 0031-2004-AI/TC (Perú).
- Tribunal Constitucional [T.C.], 1 de abril de 2005, sentencia recaída en el Expediente 0048-2004-AI/TC (Perú).
- Tribunal Constitucional [T.C.], 25 de enero de 2005, sentencia recaída en el Expediente 3773-2004-AA/TC (Perú).
- Tribunal Constitucional [T.C.], 4 de abril de 2011, sentencia recaída en el Expediente 00228-2009-PA/TC (Perú).
- Tribunal Constitucional [T.C.], 9 de mayo de 2011, sentencia recaída en el Expediente 00834-2010-PA/TC (Perú).
- Tribunal Constitucional [T.C.], 31 de mayo de 2022, sentencia recaída en el Expediente 02151-2018-PA/TC (Perú).