



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE DERECHO

**La potestad tarifaria de Osinergmin en el servicio público
de distribución de gas natural por red de ductos y el
derecho de costo de traslado en el marco de la Resolución
de Consejo Directivo No. 073-2020-OS/CD**

Tesis para optar el Título de
Abogado

Almendra de los Ángeles Pachari Díaz

**Asesor(es):
Dr. Orlando Vignolo Cueva**

Lima, abril de 2025

Declaración Jurada de Originalidad del Trabajo Final

Yo, Almendra de los Ángeles Pachari Díaz, egresado del Programa Académico de Derecho de la Facultad de Derecho de la Universidad de Piura, identificado(a) con DNI: 76346595, declaro que:

Soy autor del trabajo final titulado:

“La potestad tarifaria de Osinergmin en el servicio público de distribución de gas natural por red de ductos y el derecho de costo de traslado en el marco de la Resolución de Consejo Directivo No. 073-2020-OS/CD”

El mismo que presento bajo la modalidad de Tesis para optar el Título profesional de Abogado.

El texto de mi trabajo final es original y no vulnera los derechos de terceros o, de ser el caso, derechos de los coautores, incluidos los derechos de propiedad intelectual, datos personales, entre otros. En tal sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para lo cual, he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas. Asimismo, el texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico; y que la investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.

En caso de detectarse el incumplimiento de lo declarado asumo frente a terceros, la Universidad de Piura y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

La asesoría del trabajo estuvo a cargo de los siguientes docentes de la Universidad de Piura:

- Dr. Orlando Vignolo Cueva, identificado con DNI: 40714312

Declaro (declaramos) que:

Luego de haber empleado el software de coincidencia Turnitin, revisado las fuentes de información señaladas por el autor, y en razón de mi (nuestra) experiencia como investigador(es), declaro (declaramos) que las ideas expuestas en el trabajo final alcanzan las condiciones de calidad, integridad y originalidad acorde a los objetivos institucionales y estándares en materia de investigación. Finalmente, no asumo (asumimos) responsabilidad por la posible vulneración de derechos de autor en el trabajo final referido, pues tal responsabilidad es exclusiva del autor.

Fecha: 08 de abril de 2025.



.....
*Firma del autor*¹



.....
*Firma del asesor*¹

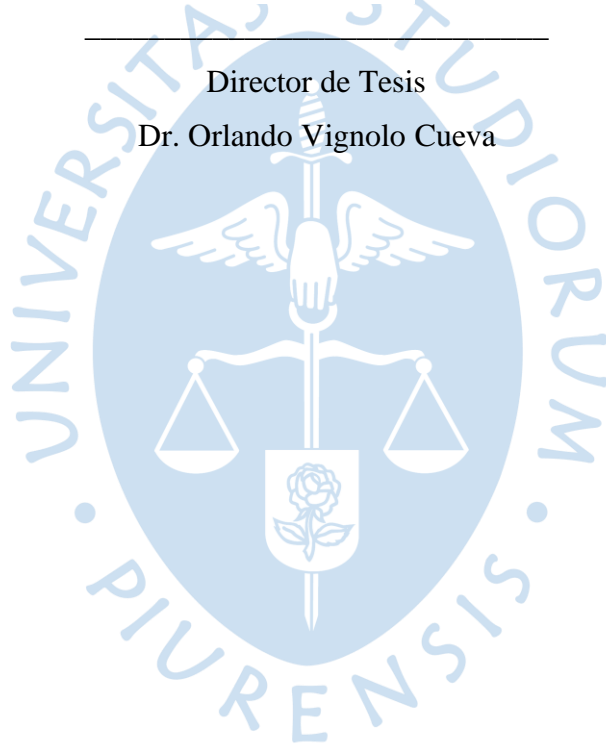
¹ Firma idéntica al DNI. No se admite digital, salvo certificado.

Aprobación

La tesis titulada “La potestad tarifaria de Osinergmin en el servicio público de distribución de gas natural por red de ductos y el derecho de costo de traslado en el marco de la Resolución de Consejo Directivo No. 073-2020-OS/CD”, presentada por la bachiller Almendra de los Ángeles Pachari Díaz en cumplimiento con los requisitos para optar por el Título de Abogado, fue aprobada por el director de Tesis, el Dr. Orlando Vignolo Cueva.



Director de Tesis
Dr. Orlando Vignolo Cueva



Dedicatoria

A mis padres, Norma y Roger.

Mi vida entera es gracias a ustedes, espero que de algún modo pueda retribuir lo que ustedes me han dado.



Agradecimientos

A mi madre quién, desde que tengo memoria, me ha impulsado a ser mejor y me ha brindado su apoyo de manera incondicional, quién me enseñó a escribir y a leer. Anecdóticamente, durante la carrera, en época de exámenes, mi mamá leía en voz alta mis apuntes mientras yo me alistaba para salir. Gracias, mamá.

A mi padre quién me ha inspirado toda la vida a ser mejor pese a las adversidades porque “cuando vayan mal las cosas, como a veces suele ir, sonreír acaso deba, pero nunca desistir” y que todo se puede lograr con método, disciplina y orden. Gracias, papá.

A mi asesor, el Dr. Orlando Vignolo, por su infinita paciencia y comprensión en este proceso.

Un agradecimiento especial para Marife Martinelli. Gracias por el tiempo brindado y enseñarme a comprender este universo regulatorio.



Resumen

En marzo de 2020, el Gobierno peruano declaró el Estado de Emergencia Nacional debido a la propagación del COVID-19, lo que resultó en la paralización de diversas actividades económicas. Sin embargo, la provisión de servicios esenciales, como el suministro de gas natural, continuó sin interrupciones. En este contexto, Osinergmin aprobó la Resolución de Consejo Directivo No. 073-2020-OS/CD, introduciendo un Procedimiento Temporal para el cálculo del Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT) debido a la reducción abrupta de la demanda de gas natural. El objetivo de este trabajo es evaluar si, de acuerdo con la normativa vigente al momento de la aprobación del Procedimiento Temporal, Osinergmin contaba con las competencias necesarias para aprobar la Resolución de Consejo Directivo No. 073-2020-OS/CD. Esta resolución modificó el cálculo del Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT), lo que tuvo un impacto significativo en la determinación de la Tarifa de Distribución de la actividad de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao. Con este propósito, el trabajo aborda diversos aspectos fundamentales relacionados con el diseño regulatorio de la industria del gas natural en Perú, prestando especial atención a las actividades de distribución de gas natural de Lima y Callao. Asimismo, se estudia la configuración de la retribución económica del servicio de distribución de gas natural cuyo análisis se centra en la Tarifa de Distribución, la cual incluye costos de inversión, operación y mantenimiento, con el fin de garantizar la eficiencia y asegurar una rentabilidad adecuada. Por su parte, se estudia la intervención del Estado en las actividades económicas, especialmente en sectores considerados monopolios naturales, como la actividad de distribución de gas natural por red de ductos. Para ello, se examina el concepto de regulación, la fijación de tarifas como instrumento de regulación económica y los alcances de la intervención de los Organismos Regulados como Osinergmin en la prestación de los servicios públicos. En resumen, este trabajo de investigación revisa diversas materias para analizar la capacidad de Osinergmin de intervenir en el cálculo de tarifas, evaluando si su actuación en la aprobación de la Resolución de Consejo Directivo No. 073-2020-OS/CD fue adecuada y conforme a la normativa vigente.

Tabla de Contenido

Introducción	9
Capítulo I: La industria del Gas Natural.....	11
1.1. Aspectos Esenciales del Gas Natural.....	11
1.2. Características y Actividades Desarrolladas en la Cadena del Gas Natural	12
1.2.1. Producción.....	13
1.2.2. Transporte	14
1.2.3. Distribución.....	15
1.2.4. Comercialización.....	16
1.3. Experiencia Regulatoria del Gas Natural.....	16
Capítulo II: Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao	22
2.1. Antecedentes Históricos	22
2.1.1. Primeros yacimientos gasíferos	22
2.1.2. Proyecto Camisea.....	23
2.2. Diseño Regulatorio de la Actividad de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.....	27
2.2.1. Aspectos Generales de la Industria Gasífera en el Perú	28
2.2.2. El Servicio Público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos	33
2.2.3. La Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao.....	39
2.3. Retribución económica y el derecho del traslado de los costos de gas natural y transporte de gas natural	42
Capítulo III: Potestad Tarifaria de Osinergmin en el Servicio Público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.....	46
3.1. Intervención Estatal en el Mercado	46
3.1.1. Noción de Regulación.....	46
3.1.2. Evolución Histórica del Concepto.....	47
3.1.2. Regulación Económica	49
3.1.3. Regulación de Tarifas Como Instrumento de la Regulación Económica.....	50
3.2. Organismos Reguladores de los Servicios Públicos	52
3.3. Potestad Reguladora de Osinergmin en la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.....	55
Capítulo IV: Procedimiento Temporal y Derecho de Traslado de Costos: Análisis de la Problemática	59
4.1. Contexto Situacional y Limitación de la Problemática.....	59
4.2. El Procedimiento Temporal y el procedimiento de fijación tarifaria vigente a la publicación del RCD 073	60
4.3. La potestad tarifaria de Osinergmin en la RCD 073	64

Conclusiones67
Referencias.....69



Introducción

En marzo del 2020, en virtud del numeral 1 del artículo 137 de la Constitución Política del Perú, el Gobierno peruano declaró el Estado de Emergencia Nacional por las graves circunstancias que afectaban a la nación debido a la inminente propagación del COVID-19. Es así que, entre otras acciones, se suspendieron los derechos constitucionales vinculados al ejercicio de la libertad, a través de medidas de aislamiento e inmovilización social, que tuvieron como consecuencia la paralización de actividades de diferentes sectores (comerciales, culturales, recreativos, entre otros).

Durante el Estado de Emergencia el Gobierno peruano debía garantizar la continuidad en el acceso y prestación de servicios y bienes esenciales, razón por la cual ciertas industrias – como la energética (entre ellas, el suministro de gas natural a través de la red de ductos) – no frenaron sus labores debido a su relevancia como servicio público. Pese al incumplimiento y/o retraso en el pago del servicio por parte de los consumidores, así como la reducción en su consumo por la paralización de actividades económicas, la provisión de energía efectuada por las empresas del sector energético en ningún momento fue suspendida.

En ese contexto, Osinermin, a través de la Resolución de Consejo Directivo No. 073-2020-OS/CD (“RCD 073”), aprobó el Procedimiento Temporal para el cálculo del Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT) aplicables en la facturación de las concesiones de distribución de gas natural (“Procedimiento Temporal”), amparándose en la abrupta reducción de la demanda de gas natural causado por la suspensión de diversas actividades económicas producto de las medidas restrictivas antes mencionadas.

El Procedimiento Temporal establecía un cambio en la metodología de cálculo de la tarifa pagada por el consumidor final, el cual implicaba una modificación sustancial en la concepción del precio de la molécula de gas y el costo por el transporte que podía ser trasladado a los consumidores, con el fin de compensar el impacto del incremento de la tarifa como consecuencia de la reducción del consumo de gas natural. A menor consumo (demanda), se obtiene una mayor tarifa porque esta se calcula dividiendo los costos entre la demanda.

Pese a que la justificación de Osinermin se enfocaba en aminorar el potencial impacto en la tarifa del consumidor final, lo cierto es que el mecanismo implementado por el organismo regulador generó una evidente afectación en los derechos de los concesionarios de distribución de gas natural. Situación que lleva a cuestionar el Procedimiento Temporal.

En el presente caso se analizará si dentro del alcance de la potestad tarifaria Osinermin contaba con las suficientes facultades para modificar, en ese momento, la metodología de

cálculo del traslado del costo de gas natural y transporte por medio del procedimiento temporal. De igual manera, el análisis se enfocará en determinar si bajo ese escenario se afectaba el derecho de traslado de los costos incurridos por las concesionarias para obtener el gas natural (molécula) y la capacidad de transporte para atender a los consumidores, costos cuyo traslado es reconocido a favor de las empresas concesionarias de distribuidoras de gas natural por red de ductos en sus contratos de concesión, en particular a la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda).

Cabe precisar que, a la fecha del presente trabajo, el marco normativo relativo al procedimiento de facturación de los cargos tarifarios ha sido modificado.



Capítulo I

La industria del Gas Natural

1.1. Aspectos Esenciales del Gas Natural

Los autores Álvarez et al. (2006) definen al gas natural como la mezcla de gases de composición variable, cuyo componente predominante es el Metano (CH₄) - la molécula más simple de los hidrocarburos – que se encuentra a presiones elevadas en formaciones geológicas de la corteza terrestre, los cuales constituyen yacimientos de hidrocarburos. Por su parte, la regulación peruana² define al gas natural como la mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso, constituida predominantemente por metano.

Dada su composición, el gas natural es una de las fuentes energéticas más limpias y respetuosas con el medio ambiente que ha ganado protagonismo en las últimas décadas, puesto que al tener menos dióxido de carbono produce menos emisiones a la atmósfera.

El gas natural se obtiene de la naturaleza, en depósitos subterráneos profundos denominados “reservorios” o “yacimientos”³ formados a partir de la descomposición de restos orgánicos sepultados por millones de años y en condiciones de temperatura y presión, por lo que su formación es similar a la del petróleo (Ormeño et al., 2012). Puede presentarse en estado natural junto con otros hidrocarburos líquidos, denominándose "gas natural asociado", o de forma pura siendo este "gas natural no asociado". Dependiendo del estado en el que se encuentre, se somete a un sistema de procesamiento para extraer gas natural seco (metano) y líquidos de gas natural (o también denominado gas natural licuado), entre otros componentes.

Su aplicación en la industria abarca una amplia gama de procesos y actividades, desde la generación de calor y electricidad hasta la producción de productos químicos. Así, la utilización del Gas Natural se da principalmente de dos formas: como fuente de energía (generación eléctrica y/o combustible) y como materia prima para cierto tipo de industrias, como la petroquímica (Tamayo et al., 2014). Su versatilidad y eficiencia lo convierten en una opción atractiva para los sectores económicos en el empleo de actividades de índole residencial, comercial, industrial y de transporte.

Asimismo, debido a sus beneficios en términos de sostenibilidad, el Gas Natural desempeña un papel significativo en el ámbito energético al ayudar en la transición de la matriz

² Numeral 2.14 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo No. 042-99-EM y Definición de “Gas Natural” del Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo No. 032-2002-EM.

³ La diferencia entre ambos conceptos radica en el área de superficie. Según las definiciones del Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo No. 032-2002-EM, se denomina “reservorio” al estrato del subsuelo capaz de producir hidrocarburos bajo presión; mientras que, un “yacimiento” comprende uno o más reservorios.

energética de una nación⁴. Esto se debe a que es una fuente de energía más sostenible en contraste con otros combustibles como el carbón y el petróleo.

En el Perú, el gas natural se ha convertido en una fuente de energía competitiva, lo que se debe primordialmente al bajo precio en comparación con otros combustibles como el diésel y las gasolinas (Pomatailla, 2009). Prueba de ello es que en los últimos años se ha incrementado el consumo del gas natural⁵ en relación con las otras fuentes de energía de la matriz energética del Perú.

1.2. Características y Actividades Desarrolladas en la Cadena del Gas Natural

La cadena del gas natural se entiende como el conjunto de etapas por las que pasa este hidrocarburo desde su descubrimiento y extracción hasta su entrega al consumidor final. Tradicionalmente, la industria del gas natural comprende las etapas de producción (agrupando las fases de exploración y explotación), transporte, distribución y comercialización (Tamayo et al., 2014). Entre estas, también pueden incluirse las actividades de procesamiento, aprovisionamiento, regasificación e incluso la de transporte marítimo⁶, las cuales serán realizadas dependiendo de la estructura regulatoria implementada por cada país en función a su política energética⁷.

Probablemente, la característica más relevante de esta industria es la gran infraestructura que emplea para el suministro, la cual se realiza por medio de redes de abastecimiento (ductos) que cumplen la función de atender a los diversos usuarios a través de un esquema de conexiones domiciliarias conectadas a una red principal que abastece una zona específica.

Para el desarrollo de esta actividad se requiere de una inversión sustancial para asumir los costos de la instalación, así como los riesgos que provienen del fracaso en la exploración o los peligros asociados a la gestión de la seguridad, entre otros. Según lo comenta Osinergim (Vásquez & García, 2014), estas inversiones tienen la particularidad de ser irrecuperables y

⁴ Conforme con lo desarrollado en el resumen para la XXVIII Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno respecto al informe “*Perspectivas económicas de América Latina 2022: Hacia una transición verde y justa*” elaborado de manera conjunta por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de las Naciones Unidas (CEPAL), el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y la Comisión Europea; el Gas Natural puede considerarse una actividad de transición hacia una economía con cero emisiones netas.

⁵ El consumo de gas natural tuvo un incremento de 19.9%. Véase: Gráfico 4: Consumo de Energía Primaria por Combustible: Perú, 1965-2022 y Gráfico 5: Consumo de Energía Primaria por Combustible, Perú, 1965-2022 (en *Exajoules*). Boletín Estadístico de Gas Natural, 2do Trimestre de 2023. Disponible en: <https://n9.cl/17lb4>

⁶ A modo de ejemplo, en España, las actividades involucradas en la cadena de suministro de Gas Natural también incluyen el aprovisionamiento (entendido como la compra de mercados internacionales), el transporte marítimo del gas, e incluso la regasificación. Véase: ÁLVAREZ PELEGRY, Eloy y otros (2006), pp. 17-18.

⁷ Según POMATAILLA para el diseño regulatorio de la cadena comercial del gas natural cada estado debe considerar los siguientes aspectos: (i) garantizar el abastecimiento interno; (ii) conveniencia de declarar servicio público diversas etapas de la cadena; (iii) el fomento de la inversión privada para el desarrollo de la infraestructura; (iv) promover el cambio de la matriz energética; entre otros. Véase: POMATAILLA GÁLVEZ, Fernando (2009), pp. 222.

específicas al giro del negocio, dado que no resulta posible convertir o trasladar la infraestructura instalada por el operador cuando concluya el servicio. Tales inversiones constituyen costos hundidos irreversibles para las empresas operadoras, los cuales generan una asimetría entre las empresas ya establecidas y las que no lo están. Esta particularidad actúa como una barrera de entrada al mercado, colocando a la empresa operadora con un poder monopólico que puede traer consigo el incremento de precios debido a la ausencia de un control que naturalmente provendría del propio mercado⁸.

Por su naturaleza, el sector energético ha operado a través de monopolios naturales, en los cuales ha resultado necesaria la intervención estatal para revertir la pérdida del bienestar económico a través de estrategias que permitan garantizar una mayor eficiencia y asegurar un adecuado control en la calidad de los servicios prestados⁹. De esta manera, el regulador fija un precio para que el monopolista incremente su oferta hasta maximizar el beneficio social (De la Isla, 2008).

En este punto es donde cobra sentido el diseño regulatorio implementado por los países. Cada país define el tratamiento legal-económico que recibirá cada actividad de la cadena de suministro de gas natural. Así, cada Estado decidirá si la actividad en cuestión se somete a reglas específicas dispuestas por el legislador (actividades reguladas) o si por el contrario se sostiene bajo parámetros del libre mercado (actividades no reguladas).

En líneas generales, el desarrollo de esta industria involucra las siguientes etapas:

1.2.1. Producción

Esta etapa contempla las actividades de explotación y explotación. La actividad de exploración permite el descubrimiento de nuevos yacimientos, mientras que las actividades de explotación suponen la extracción del gas natural del yacimiento. Asimismo, la producción

⁸ “Esto es así porque el monopolista puede determinar libremente el precio o la cantidad que desea producir. Como en el caso que ilustra el mercado competitivo, el monopolista maximiza sus ganancias (...). Como resultado el monopolista logra un precio mayor a cambio de producir menos, lo que representa un menoscabo para los consumidores; asimismo se pierde el área del triángulo JBE, que es una pérdida neta para la sociedad”. DE LA ISLA, Francisco. *Competencia Económica o Regulación*. Energía: Desarrollos Regulatorios en Iberoamérica, Primera Edición. Civitas, Navarra, 2008, 335.

⁹ “Es la presencia de estos monopolios la que hace socialmente deseable la regulación económica y técnica de sus prácticas. Se les regula para moderar su poder de mercado sobre sus usuarios; para lograr menores precios que los que aplicarían estos agentes en ausencia de controles y asegurar que, como consecuencia de dichos precios, no se deteriore la calidad de servicio. A lo largo de la historia, el alcance de la regulación sobre la industria eléctrica y de combustibles ha variado en la medida en que ha cambiado la percepción de qué es un monopolio y de qué suerte de intervención gubernamental puede brindar el mayor bienestar económico para la sociedad. (...) La regulación es, pues, una herramienta que requiere claridad de fines y de una evaluación constante, a efecto de que contribuya a la eficiencia económica y no se convierta en lastre para las actividades productivas y costo excesivo para los consumidores y contribuyentes”. DE LA ISLA, Francisco. *Competencia Económica o Regulación*. Energía: Desarrollos Regulatorios en Iberoamérica, Primera Edición. Civitas, Navarra, 2008, 333-334.

también incluye el procesamiento (o también llamada fabricación) de combustibles. Este proceso es el que permite la separación de la mezcla de hidrocarburos hallada para obtener el gas natural (sea asociado o no asociado), y que este sea empleado para sus distintos fines (Mendoza et al., 2021). En gran medida, la producción del gas natural sigue el mismo procedimiento que el petróleo, puesto que en esencia se trata del mismo proceso formativo y se encuentra en reservorios y/o yacimientos en donde las empresas petroleras descubrirán crudo de petróleo, gas natural, agua o una mezcla de estos.

La etapa de producción no es un monopolio natural, por el contrario, es una etapa competitiva: sus características permiten que varios productores puedan participar abasteciendo un mismo mercado. Según Mercado (2003), la razón por la cual no es un monopolio natural es que los costos marginales son crecientes. Ello, debido a que los yacimientos de gas más accesibles se explotan, y que para desarrollar la actividad no se requiere de una inversión significativa debido al tamaño de la infraestructura (Mercado, 2003), distinta a las etapas de transporte y distribución (pues no requieren de una inversión de similar magnitud).

1.2.2. Transporte

La actividad de transporte es una etapa relevante en la cadena de suministro de gas natural que tiene como objetivo trasladar el gas natural y sus derivados de un lugar a otro por largas distancias. Ello incluye, además, la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones (Vida, 2021). El gas natural extraído de los yacimientos se transporta mediante sistemas de recolección e inyección a una planta de separación; luego, el gas natural se divide en dos componentes: gas natural seco y líquidos de gas natural (Mendoza et al., 2021). Así, existen dos maneras de transportar el gas natural: en forma gaseosa, por medio de gasoductos, o en estado líquido mediante poliductos. El gas natural seco se traslada a través de gasoductos para ser empleado para fines residenciales, comerciales, industriales, uso vehicular y generación eléctrica; mientras que el líquido de gas natural se transporta mediante poliductos hasta una planta de fraccionamiento en donde se obtiene gas licuado de petróleo (GLP) y gasolina natural.

El transporte es una facilidad esencial que tradicionalmente ha sido realizada por medio de ductos (Tamayo et al., 2014). No obstante, existen otras alternativas para el transporte de este hidrocarburo, dependiendo de las condiciones del mercado. En países como España, en los que el desarrollo del mercado abarca una región extensa, el transporte puede realizarse a través de gasoductos o en buques metaneros previa licuefacción del gas natural (Del Guayo, 2010). También es posible realizar el transporte terrestre de gas natural (denominado transporte virtual) mediante cisternas o camiones acondicionados, los cuales abastecen lugares con poca demanda

que no justifica una inversión mayor para la construcción de ductos.¹⁰ Este mecanismo también es empleado en el Perú para transportar gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado (GNL) en ciertas regiones del país, por medio de camiones diseñados para dicho fin.

Naturalmente, debido a su movilización, el transporte por red de ductos es un segmento de la cadena de gas natural que tiene características de monopolio natural, principalmente debido a la considerable inversión que requiere el tendido de la tubería que incluye la construcción, operación y mantenimiento. Mercado (2003) considera que el transporte por red de ductos es un monopolio natural como consecuencia de la existencia de barreras de entrada al mercado debido a la presencia de costos hundidos por el alto nivel de inversión que se requiere para la instalación de ductos, la presencia de economías de escala debido a que la tecnología disponible hace que sea ineficiente la competencia entre transportadores que presten su servicio en la misma área, y la existencia de un único gasoducto al que inyectan varios productores, pues, de esta manera, se reduce el riesgo de transporte por la caída de uno o más productores.

1.2.3. Distribución

Dentro de la cadena de suministro de gas natural, la distribución es la etapa final en la que el distribuidor suministra el gas natural directamente al consumidor final (sea una residencia, un comercio o una industria). Para llevar a cabo tal suministro las empresas distribuidoras cuentan con su propia red de distribución por medio del tendido de ductos en un área específica que permita llegar a las instalaciones de los usuarios.

El suministro bajo este esquema requiere la existencia de una conexión física entre el suministrador y el consumidor final, motivo por el cual existe la necesidad que el propietario de la red de distribución también realice el suministro. Este aspecto lo explica Del Guayo (2010) cuando se refiere a la empresa distribuidora, la cual no solo es la propietaria de la red, sino también la suministradora exclusiva (monopolista) de los consumidores que se encuentran conectados a su red. Desde el punto de vista económico, la red de distribución de gas natural constituye un monopolio natural en donde la eficiencia no se alcanza con la presencia de diversos agentes, sino únicamente con la aparición de una sola empresa distribuidora titular de la infraestructura. A este fenómeno se denomina subaditividad de costos.

¹⁰ El transporte de gas natural licuefactado (GNL) y el gas natural comprimido (GNC) puede ser transportado vía marítima o vía terrestre, empleando medios de transporte con especial tecnología para mantener las condiciones adecuadas del gas. Véase: TAMAYO, Jesús; SALVADOR, Julio; VÁSQUEZ, Arturo; y GARCÍA, Raúl (Editores). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. OSINERGMIN, Lima, 2014, pp. 34-35; 244.

Esta circunstancia, además, se explica, al igual que en la etapa de transporte, porque la red de distribución presenta economías de escala, lo que significa que los costos fijos de la actividad de distribución son superiores a los costos variables; es decir, los costos medios y marginales decrecen a medida que aumenta la cantidad distribuida, por lo que, por razones de eficiencia, la duplicidad de redes no debe ser permitida.

Es importante mencionar que Del Guayo (2010) plantea una crítica al diseño regulatorio de la distribución de gas natural por red de ductos, en la medida que considera que, si bien por cuestiones económicas existe un monopolio en las redes de distribución, esto no debería ser aplicado para la actividad de suministro, y que en su caso la intervención estatal podría regularlo de una manera distinta. No obstante ello, a criterio de esta autora, este razonamiento cobra sentido en una industria como la española, la cual tiene décadas de experiencia y desarrollo de infraestructura, un hecho que no es precisamente adaptable a otras experiencias, como el Perú. En países con una industria incipiente resulta necesario una mayor intervención estatal que no solo regule las fallas del mercado, producto de la naturaleza del sector (poder monopólico del operador), sino que además intervenga para promover el mercado y abrirlo al privado, quién participa con una importante inversión para la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de la red de ductos.

1.2.4. Comercialización

Como concepto adicional, la comercialización se refiere a toda actividad de suministro de gas natural *per se* en la que la empresa suministradora entrega la cantidad deseada del producto y factura su equivalente al consumidor final (Laub, 2011). Comúnmente, la comercialización se realiza en mercados secundarios en donde no existe infraestructura de gran envergadura que permita el suministro por redes de ductos. Se trata de una compra y venta de gas entre sujetos, sin que intervenga tradicionalmente el distribuidor o transportista bajo los alcances antes descritos (Pomatailla, 2009). Nótese que, desde el 2010, en el Perú existe un mercado de secundario de gas natural, consecuencia de la reglamentación de dicho mercado el cual inició la comercialización del hidrocarburo por medio de las subastas electrónicas del volumen de gas y capacidad disponible entre usuarios que tienen excedentes y usuarios deficitarios.

1.3. Experiencia Regulatoria del Gas Natural

Como se ha señalado, la peculiaridad de la industria de gas natural radica en su naturaleza gaseosa que, a diferencia de otros combustibles líquidos o sólidos, implica un reto

en el transporte para su suministro, dado que la comercialización se limita a largas distancias¹¹. Como consecuencia de ello, no existe un mercado del gas natural mundial -como sí sucede en el caso del petróleo con un único marcador del precio-, sino que se desarrolla a partir de determinadas regiones. Así, el precio del gas natural, lo comenta Osinergmin, se define conforme a la especificidad del mercado considerando aspectos tales como: la organización regulatoria, sea monopólica o competitiva, los tipos de usuarios finales, el número de agentes intervinientes y, por supuesto, la madurez¹². Partiendo de ello, el desarrollo de la actividad radica en la estructura regulatoria que se diseñe en cada etapa de la cadena, siendo que dependerá de la maduración del mercado en que se fomente un mecanismo regulatorio distinto o incluso novedoso que permita la promoción del suministro de gas natural.

Nótese que, clásicamente, las etapas antes descritas son catalogadas como actividades de “aguas arriba” (*upstream*) y “aguas abajo” (*downstream*). Las actividades “aguas arriba”, que comprenden las actividades de producción, se prestan en libre competencia; mientras que las actividades desarrolladas “aguas abajo”, como el transporte y la distribución, son actividades reguladas por tratarse de prestaciones que se realizan por medio de redes que, por sus características técnicas y económicas, constituyen monopolios naturales (Vida, 2021).

A continuación, se repasan experiencias regulatorias en el mundo:

En Estados Unidos¹³, en los inicios de la industria del gas natural, la estructura del mercado era sencilla. Los productores del hidrocarburo vendían el gas natural a las empresas transportistas (propietarias de las tuberías) para que estas lo comercialicen a los monopolios locales de la distribución, quienes lo ofrecían a los consumidores finales. Posteriormente, el gobierno federal se involucró en dicha estructura concediendo licencias únicas a los transportistas con el objeto de promover la construcción de gasoductos interestatales necesarios

¹¹ “El petróleo y el carbón tienen otras opciones de transporte con relación a las tuberías, tales como los sencillos cargos a granel, que son convenientes para el transporte internacional por el mar. Además, como combustibles, son fácilmente almacenables cerca de mercados flexibles y pueden buscar los puntos u oportunidades a corto plazo. En resumen, son verdaderas materias o mercancías internacionales.

Esto mismo no se puede decir del gas natural, el cual está inexorablemente obligado a las economías de la distancia debido a la relación entre los altos costos de transporte, los altos costos de almacenaje, y la necesidad de los mercados que pueden requerir capacidades de reserva para atender sus eventualidades. En este sentido la industria del gas natural también es muy similar a la industria de la electricidad.

(...)

En conclusión, sin la liquidez física del petróleo crudo, el gas natural está condenado a infraestructuras rígidas y costosas que limitan el comercio a largas distancias. Estas infraestructuras inducen adicionalmente la “no-liquidez” y la “no-homogeneidad” del mercado de gas.” HUGO, Pedro; ESPINOZA, Gladis (Editores). *Regulación del Gas Natural en el Perú: Estado del Arte al 2008*. OSINERGMIN, Lima, 2008, pp. 28.

¹² HUGO, Pedro; ESPINOZA, Gladis (Editores). *Regulación del Gas Natural en el Perú: Estado del Arte al 2008*. OSINERGMIN, Lima, 2008, pp. 27.

¹³ HUGO, Pedro; ESPINOZA, Gladis (Editores). *Regulación del Gas Natural en el Perú: Estado del Arte al 2008*. OSINERGMIN, Lima, 2008, pp. 28-29.

para que los resultados de la explotación del combustible de ciertas áreas pudiesen llegar a otros mercados. Además, se regulaba los precios del gas natural que comercializaban los productores a las empresas transportistas y, a su vez, el precio al cual estas compañías vendían a las empresas de distribución local.

En ese escenario, en 1978 comenzó el proceso de desregulación del precio del gas en boca de pozo, con disposiciones que permitían estimular el mercado, y cambiaban el enfoque de los organismos reguladores. Años más tarde, en 1992, se pone fin a la estructura tradicional y se apertura la competencia en el mercado a todos los suministradores de gas natural en condiciones iguales (introducción de los comercializadores), requiriendo para ello que los transportistas individualicen sus costos (de transporte y almacenamiento). Esto marco un hito relevante en esta industria dado que, al existir competitividad en los suministradores, los precios del gas natural bajaron. Cabe precisar que esto fue posible dado que Estados Unidos cuenta con una robusta infraestructura que permite el acceso y competencia en el mercado. Nótese que, aun con el establecimiento de un mercado más competitivo, este mercado continúa con la aplicación de tarifas para ciertos segmentos.

En Europa¹⁴, la industria del gas natural comenzó a desarrollarse significativamente en la década de sesenta con el descubrimiento de grandes yacimientos de gas en el Mar del Norte. Países como Noruega, los Países Bajos y el Reino Unido fueron pioneros en la explotación de estos recursos, construyendo la infraestructura necesaria para extraer y transportar el gas natural a los mercados europeos. Es el caso que, en Reino Unido, la industria del gas natural se desarrolló como un monopolio estatal, verticalmente integrado, bajo British Gas (BG), el cual fue privatizado en 1986. Con la privatización de esta empresa, la competencia en el suministro de gas natural fue progresiva.

Un aspecto relevante de este mercado es que el continente europeo disfruta de una infraestructura conformada por grandes redes físicas de ductos, permitiendo de este modo la integración energética interconectada que garantiza el abastecimiento de este mercado¹⁵.

En Asia, el desarrollo del mercado de gas natural ha sido impulsado principalmente por el crecimiento industrial en países como Japón, Corea del Sur, China e India. Debido a las características del territorio, la infraestructura de gas natural en estos países es limitada, y la mayoría del gas natural se importa en forma de GNL debido a la falta de recursos locales y la

¹⁴ HUGO, Pedro; ESPINOZA, Gladis (Editores). *Regulación del Gas Natural en el Perú: Estado del Arte al 2008*. OSINERGMIN, Lima, 2008, pp. 30-32.

¹⁵ TAMAYO, Jesús; SALVADOR, Julio; VÁSQUEZ, Arturo; y GARCÍA, Raúl (Editores). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. OSINERGMIN, Lima, 2014, pp. 44-45.

infraestructura de transporte. Por ello, esta industria ha desarrollado un número considerable de terminales de procesamiento.

En Japón, la industria se desarrolló significativamente después de la crisis del petróleo de la década de 1970, con inversiones en infraestructura de GNL y la construcción de terminales de importación. Corea del Sur y China también han invertido en infraestructura de GNL y han desarrollado redes de tuberías para distribuir el gas natural importado. En India, el mercado de gas natural ha crecido con la construcción de terminales de GNL y la expansión de la red de gasoductos. Actualmente, Asia es uno de los mayores mercados de gas natural del mundo, con una creciente demanda impulsada por el desarrollo industrial y la transición hacia fuentes de energía más limpias.

Por su parte, en países de la región de Latinoamérica, se exploró el diseño regulatorio de los mercados de gas natural más desarrollados.

Argentina ha desarrollado su industria de gas natural desde fines de los años cuarenta. Sin embargo, es hasta la década de los noventa que se llevaron a cabo reformas significativas en el sector hidrocarburos, incluyendo la privatización de empresas petroleras y la apertura del mercado a la inversión privada. Con la publicación de la Ley de Hidrocarburos de 1992 se definió un marco regulatorio para la industria del gas natural que promueve la competencia y la inversión privada en la exploración, producción, transporte y distribución de gas natural.

Así, el mercado de gas natural argentino consta, principalmente, de tres etapas: producción, transporte y distribución. La primera etapa (producción) se rige por las condiciones del mercado, mientras que las etapas siguientes se encuentran reguladas por un esquema tarifario¹⁶. De esta forma, el pago realizado por los consumidores de gas natural se compone del precio en “boca de pozo”, consecuente de la oferta y la demanda, las tarifas de transporte (por el volumen y la distancia) y las tarifas de distribución, siendo estos dos últimos los conceptos regulados por la autoridad a través del proceso tarifario basado en costos económicos¹⁷.

En Colombia, la prestación del servicio público de gas natural data de los años setenta a partir del hallazgo de yacimientos; sin embargo, no es hasta comienzos de los noventa que se puso en marcha el plan de masificación de gas natural que trajo consigo la construcción de una red de gasoductos para el abastecimiento de las principales ciudades del país. Este programa

¹⁶ PETROCOLLA, Diego; MARTÍNEZ, María Fernanda. *Condiciones de competencia en el mercado de gas natural de la República Argentina: 1990-2008*. Economía Vol. XXXIII, No. 65, Buenos Aires, 2010, pp. 181.

¹⁷ KOZULJ, Roberto. *La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados*. CEPAL – SERIE Recursos naturales e infraestructura, No. 77, Santiago, 2004, pp. 41.

buscaba promover una matriz de consumo de energía más eficiente mediante la sustitución de recursos energéticos de alto costo por gas natural. Así, en 1997 se creó la empresa de gas estatal para gestionar la red de gasoductos y promover la inversión privada en el sector. Ello permitió un enorme crecimiento en la infraestructura de gas natural, sobre todo en el desarrollo de una gran red de gasoductos.

La industria de gas natural colombiana consta principalmente de cuatro actividades: producción, transporte, distribución y comercialización. Cada una de ellas tiene un tratamiento independiente y disposiciones que limitan la integración vertical¹⁸. Las actividades de producción y transporte son desarrolladas tanto por entes privados como públicos, mientras que las actividades de distribución y comercialización son mayoritariamente por entes privados. El régimen regulatorio de la actividad de producción se basa en una estrategia pro-competitiva en donde los precios se determinan libremente, pero se someten a la supervisión del Estado. En el caso de las actividades de transporte y distribución, el Estado se encarga de establecer las tarifas de peajes y las tarifas finales que serán cobradas al usuario (López & Salazar, 2010).

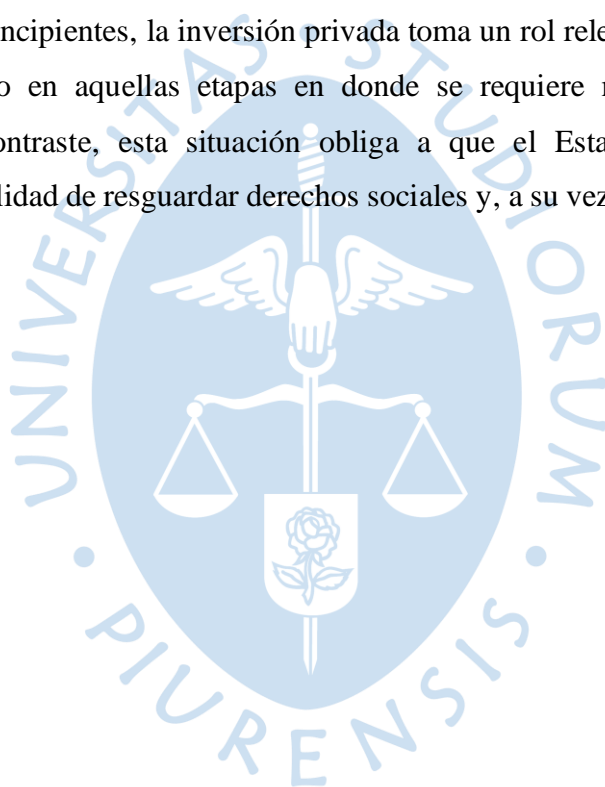
Chile, debido a su ubicación geográfica, no es un productor significativo de gas natural, y cuyo consumo depende de las importaciones para satisfacer su demanda. A finales de los años noventa, el país comenzó a importar gas natural desde Argentina a través de gasoductos, lo que marcó el inicio de su mercado de gas natural. Actualmente, Chile continúa abasteciéndose a través de la importación, razón por la cual la infraestructura de regasificación es clave para asegurar el suministro establecido y diversificado. En cuanto a las actividades que desarrolla, como resulta previsible, la compra del gas natural se somete al libre mercado, mientras que el transporte y la distribución son actividades supervisadas por la agencia de regulación, estableciendo la fijación de tarifas para asegurar que sean justas y reflejen los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura (incluyéndose infraestructura de ductos y plantas de regasificación).

En México, la industria del gas natural ha estado históricamente controlada por la empresa estatal. Durante este periodo el precio del gas se encontraba sometido a la regulación. Sin embargo, en 1995, con la modificación de la norma constitucional, el sector permitió la participación del privado en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Esta reforma fue parte de un esfuerzo más amplio para impulsar el consumo interno de gas natural y atraer inversiones privadas. Las tres principales actividades son la producción, el transporte y la distribución en el servicio. Experiencia similar a los otros países de la región, la

¹⁸ KOZULJ, Roberto. *La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados*. CEPAL – SERIE Recursos naturales e infraestructura, No. 77, Santiago, 2004, pp. 30.

agencia reguladora se encarga de determinar las tarifas para las redes de transmisión y distribución de gas natural, así como las tarifas aplicables para los usuarios finales.

Por lo visto, aún en experiencias regulatorias desarrolladas¹⁹, las actividades de transporte y distribución por ductos se encuentran reguladas, mientras que las actividades de exploración, procesamiento y comercialización se dejan al amparo de la oferta y la demanda del sector. Esto se traduce en empleo de tarifas reguladas por las autoridades gubernamentales mediante metodologías de cálculo que permitan retribuir al inversionista privado por la infraestructura y el servicio prestado. Es importante mencionar que, en países en donde se desarrollan mercados incipientes, la inversión privada toma un rol relevante en la composición del sector, sobre todo en aquellas etapas en donde se requiere mayor inversión por la infraestructura. En contraste, esta situación obliga a que el Estado intervenga en tales actividades con la finalidad de resguardar derechos sociales y, a su vez, garantizar el retorno de la inversión.



¹⁹ Por ejemplo, en Estados Unidos, pese a su importante experiencia en la industria de gas natural, cuenta con una red de provisión del servicio que aún se rige por tarifas. La regulación de tarifas se restringe a las actividades de transporte y distribución debido a la presencia de condiciones de subaditividad de costos, mientras que la competencia se presenta en la determinación de los precios en boca de pozo (precio de la molécula de gas natural) y el segmento de comercialización. VÁSQUEZ, Arturo y GARCÍA, Raúl. La Industria del Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo No. 1. OSINERGMIN, Lima, 2004, pp. 17.

Capítulo II

Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao

2.1. Antecedentes Históricos

La industria de gas natural en el Perú es reciente en comparación con otros mercados regulados. El hallazgo de una fuente importante de gas natural data de varias décadas hasta el momento de su implementación, extracción y posterior transporte a los centros de consumo tanto para la generación de energía eléctrica como para el consumo domiciliario. Principalmente, la demora en el desarrollo de esta industria se produjo por factores sociales, económicos y políticos que no permitían ofrecer al inversionista privado una seguridad jurídica ni mucho menos el retorno económico esperado en una industria como el gas, que por sus características requería de una inversión considerable y de largo plazo.

Para comprender cómo se configuró el diseño actual del sector, a continuación, se expondrá brevemente los principales hitos históricos que ha atravesado el país, siendo el desarrollo del Proyecto Camisea el acontecimiento más relevante que marco un punto de inicio para la industria, hasta la celebración de los contratos con los que hoy en día forman parte de la cadena de suministro de gas natural.

2.1.1. *Primeros yacimientos gasíferos*

Antes del hallazgo de Camisea y la puesta en marcha del proyecto gasífero más relevante de la región, el Perú ya contaba con una industria de gas natural limitada, dado que su desarrollo se concentraba en la explotación de pocos yacimientos gasíferos ubicados en la selva central y la costa norte.

El yacimiento de Aguaytía correspondiente al Lote 31C ubicado en la provincia de Curimaná, departamento de Ucayali. Fue descubierto por la empresa Mobil Oil Co. en 1961. Sin embargo, como consecuencia del régimen legal aplicable en los años sesenta, es recién en 1994 cuando el Estado firmó el contrato de licencia para la explotación con la empresa The Maple Gas Corporation del Perú y Perupetro S.A. Años más tarde, el operador inicial cedió el control del proyecto a la empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L. por medio de la modificatoria al contrato de licencia en julio de 1996. El yacimiento Aguaytía como tal entró en operación comercial en 1998 con una inversión de US\$ 300 millones, estimándose una duración de las reservas de aproximadamente 30 años. Actualmente, el gas extraído de Aguaytía es tratado en la Planta de Procesamiento de Gas de Curimaná y la Planta de Fraccionamiento de Pucallpa para la transformación del hidrocarburo en producto de utilidad comercial, el cual es usado como insumo para la generación de energía eléctrica, además de participar en ventas

de GLP. El gas extraído de Aguaytía brinda menores costos de combustibles en las regiones de Pucallpa, Iquitos y Sierra Central.

Por su parte, los yacimientos de la Costa Norte, otro proyecto gasífero desarrollado en el Perú, se encuentran localizados en la cuenca petrolera de los departamentos de Piura y Tumbes. Al encontrarse los pozos en una zona petrolera, su producción no representó un alto costo; sin embargo, pese a esta ventaja, el potencial energético de estos yacimientos no fue debidamente explotado. El empleo del gas se limita a la generación de electricidad de las centrales térmicas aledañas, así como el uso de este como combustible para la operación de refinerías, plantas de procesamiento y un escaso empleo local debido a la lejanía del área de producción y la falta de inversión que favorezca la explotación.

Como se observa, los proyectos gasíferos desarrollados en el Perú previo al descubrimiento de Camisea fueron incipientes, no solo por la escasez en el hallazgo de reservas, sino, también, por los retos -sobre todo financieros- que implicaba diseñar una estructura que permita la cercanía de los yacimientos con las zonas de producción y los centros de consumo. Probablemente, si se hubiese promovido la implementación de infraestructura de mayor envergadura que contrarreste los desafíos de la localización geográfica de las áreas de interés, el desarrollo de la industria gasífera peruana hubiese surgido años antes. Y es que justamente, como se ha señalado, el desarrollo de la industria de gas natural conlleva retos asociados a la implementación, operación y mantenimiento de la infraestructura para el suministro. Es por ello que, cuando se descubrieron las reservas en Cusco, el Estado peruano diseñó una estructura que aseguraba no solo la explotación y producción de tal recurso, sino, además, estableció con claridad los alcances del proyecto y el destino final del gas. Una evidencia de que cuando se contemplan planes a largo plazo, las propuestas regulatorias permiten maximizar los beneficios.

2.1.2. Proyecto Camisea

El desarrollo del Proyecto Camisea data desde los inicios de la década de los ochenta. En efecto, en 1981 la empresa Shell Exploradora y Productora suscribió un contrato de operaciones petrolíferas con el Perú, con la finalidad de explorar la existencia de hidrocarburos. Años más tarde, entre los años 1984 y 1988, la empresa descubrió reservas de gas natural en la región de Camisea (Cusco) en la selva sur del Perú, en particular en los yacimientos de San Martín, Cashiriari y Mipaya.

El descubrimiento de estos yacimientos fue un hecho de gran trascendencia y oportunidad para la industria que hasta ese momento únicamente contaba con los yacimientos ya mencionados, de Aguaytía y de la Costa Norte. Como relata Ruiz (2019), las reservas del gas natural halladas en Camisea multiplicaron más de once veces y llegaron a los 6.5 billones

de pies cúbicos, mientras que las reservas líquidas de gas natural se multiplicaron casi veinte veces. Evidentemente, el importante hallazgo de gas natural colocó al Perú en un país con potencial para desarrollar la industria energética, teniendo en cuenta que, tal como se ha relatado, el gas natural supone una de las fuentes energéticas más limpias y eficientes.

Así, en 1988 el Perú suscribió con Shell el denominado Acuerdo de Bases, el cual consistía en el establecimiento de una serie de condiciones precontractuales para que la empresa privada pueda explotar los hidrocarburos. Sin embargo, pese a que se realizaron modificaciones legislativas y se aprobó el proyecto diseñado por Shell, las negociaciones no rindieron frutos debido a que la empresa no se encontraba convencida con el retorno de la inversión, por lo que en ese mismo año se dio por concluida las negociaciones. Cabe precisar que, desde un principio, el proyecto consistía en extraer los hidrocarburos de Camisea y trasladarlos a la costa, para que posteriormente estos fuesen tratados en una planta de fraccionamiento para producir GLP y se destine a los mercados nacional e internacional.

Luego de estas primeras negociaciones, a inicios de los años noventa, con el primer gobierno de Alberto Fujimori, se instauró un nuevo marco legal que, como todo conocemos, promovía indiscutiblemente la inversión extranjera estableciendo mejoras en la legislación para favorecer la participación del privado: convenios de estabilidad económica, igualdad de tratamiento con las empresas nacionales, posibilidad de someter discrepancias con el Estado peruano a una jurisdicción internacional (arbitraje internacional), entre otros aspectos que vinieron con la promulgación del Decreto Legislativo No. 662 en 1991.

Bajo esta nueva perspectiva del sector, se aprobó la Ley No. 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos (“LOH”)²⁰, la cual introducía un cambio normativo para la industria, esto es, permitir otorgar a los contratistas la propiedad de los hidrocarburos extraídos a cambio de una retribución económica al Estado denominada regalía. Antes de la entrada en vigencia de la LOH, la propiedad de los recursos extraídos era del Estado, quién pagaba a las empresas una tarifa por los servicios que prestaba.

De igual forma, con la nueva Constitución Política del Perú de 1993, se incluyó en el ordenamiento jurídico peruano la figura de los “contratos-ley”, lo cual establecía una nueva modalidad para que el privado suscriba contratos con el Estado que le otorguen un régimen de seguridad jurídica respecto a las condiciones contractuales, las cuales no podían ser modificadas salvo pacto entre las partes.

²⁰ Para efectos del presente documento, cuando se mencione la LOH nos referiremos a su actual texto legal, el Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo No. 042-2005-EM.

En ese contexto, en 1994, el Estado y Shell celebraron un convenio para evaluar el potencial comercial de las reservas halladas en Camisea. Dicho convenio consistía en realizar estudios de factibilidad para concretar la viabilidad del proyecto. Concluido dichos estudios, Shell solicita negociar nuevamente un acuerdo. Así, en 1996 se firmó el contrato de licencia para la explotación de los Lotes 88A y 88B a favor del consorcio conformado por Shell y Mobil. En dicho contrato, el Estado peruano autorizó la ejecución del Proyecto Camisea, el cual contemplaba tres (3) etapas para su desarrollo:

La primera etapa se desarrollaría durante los dos primeros años, en los que se realizaría trabajos de perforación de tres pozos exploratorios, el reprocesamiento de 250 km de líneas sísmicas y un estudio de mercado de Lima para gas natural cuya inversión representaba un valor de 19,5 millones de dólares. El objetivo de esta etapa radica en determinar la factibilidad de desarrollo del mercado y la construcción de dos ductos a la costa central (uno para transporte del gas natural y otro para condensados²¹).

La segunda etapa tendría un periodo de cuatro años y medio para el desarrollo de los yacimientos, la construcción de la planta de separación de líquidos en Camisea, la planta de fraccionamiento y los ductos que llevarían los recursos extraídos a una zona de la costa central. En esta etapa, la inversión ascendía a 79,5 millones de dólares. Indudablemente, la mayor inversión se centraba en la implementación de la infraestructura.

Finalmente, la tercera etapa se realizaría una vez concluida la segunda etapa y se le otorgaba un periodo de 40 años al privado para que explotase el recurso pagando una regalía del 30%.

Pese a los intentos del Estado por llegar a un acuerdo con la empresa privada, en julio de 1998, habiéndose ya perforado cinco (5) pozos y concluido la primera etapa que confirmaba la existencia del hidrocarburo, el consorcio Shell-Mobil decidió terminar su contrato por no plantearse mayores incentivos económicos para pasar a la segunda etapa del proyecto, la cual representaba un alto costo de inversión. En concreto, la empresa argumentó no haber llegado a un acuerdo sobre condiciones relativas a la exportación del gas natural a Brasil, la negativa en su participación en las etapas de transporte y distribución (integración vertical), la modificación del precio del gas natural y la reforma de la configuración de la tarifa de electricidad que pudiese garantizar competir al gas natural frente a otros combustibles (Tamayo et al., 2014; Ruiz, 2019).

Con el retiro del consorcio Shell-Mobil y la experiencia en las negociaciones con la empresa privada que buscaba mayores incentivos, el Estado peruano decidió redefinir el

²¹ El condensado de gas natural resulta una mezcla de hidrocarburos líquidos de baja densidad extraídos conjuntamente con el gas natural.

esquema del Proyecto Camisea. Así, en 1999, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) replanteó el diseño del Proyecto Camisea estructurándolo de manera segmentada en las actividades de producción, transporte y distribución por distintas compañías. Con ello en mente, se procedió a independizar el proyecto en dos líneas de negocio que serían desarrolladas por etapas: (i) la explotación de las reservas del Lote 88; y (ii) el transporte y distribución por red de ductos. En esta última etapa se tenía previsto la separación de las actividades para evitar la integración vertical tan discutida en años anteriores. Para esta nueva estructura, el Estado únicamente se involucraría en fijar los estándares generales para la licitación, dejando en manos del privado los detalles técnicos del diseño, construcción y operación del proyecto (Tamayo et al., 2014).

Es importante notar que antes de la licitación del Proyecto Camisea se aprobó la Ley No. 27133, Ley para el Desarrollo de la Industria de Gas Natural, la cual trajo consigo dos aspectos importantes para la regulación de la industria. En primer lugar, se planteó la prioridad en el abastecimiento nacional, lo que permitía asegurar el consumo en el mercado interno antes que sea exportado. En segundo lugar, se creó la Garantía por Red Principal para asegurar al inversionista el retorno de su inversión por la construcción del sistema de transporte y distribución del gas de Camisea (Ruiz, 2019). Este aspecto resulta sumamente importante para nuestro análisis dado que, tal como se encuentra configurado el marco legal, la recuperación de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de las redes es un punto clave que permitió que se desarrollase la industria en el país. Tal como se ha señalado, en mercados en desarrollo, el primer paso constituye una fuerte inversión para la implementación del sistema, por lo que una legislación que garantice la obtención de rentabilidad para el inversionista contribuye en el desarrollo de la industria y, evidentemente, en el consumo del gas natural de la ciudadanía.

Con la nueva configuración del Proyecto Camisea, se lleva a cabo el concurso público internacional y en el año 2000 se otorga la buena pro de la primera etapa consistente en la explotación, separación y fraccionamiento de hidrocarburos por un periodo de 40 años al consorcio conformado por Pluspetrol, Hunt Oil Co., SK Corp., e Hidrocarburos Andinos. Para la segunda etapa, se adjudicó a la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) el transporte y distribución de gas natural de Lima y Callao por un periodo de 33 años (posiblemente prorrogable a 60 años). Un par de años más tarde, TGP transfiere la concesión de distribución a favor de Tractebel, hoy en día llamada Cálidda.

El 6 de agosto de 2004, con la inauguración del City Gate de Lurín, se dio inicio al sistema de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, y a lo cual nos enfocaremos.

Es importante mencionar que la nueva estructura del Proyecto Camisea fue la que finalmente permitió el desarrollo de la industria del gas natural en el Perú. Durante la era del consorcio Shell-Movil, el proyecto se concebía como un proyecto de hidrocarburo más, en donde el licenciataria ostentaba el derecho de construir y depreciar la infraestructura de transporte y procesamiento que implemente, esquematizándolo en las actividades de producción, transporte y refinación. El acuerdo inicial no contemplaba una política de precios, pues únicamente se basaba en la oferta y demanda del hidrocarburo, tal como lo establece la LOH. Tampoco se configuraba un compromiso de suministro para el mercado interno, a fin de transformar la industria nacional, por lo que los términos iniciales no resultaban favorecedores para las partes involucradas: por un lado, la empresa inversionista se sometía a un compromiso de desarrollo de infraestructura, sin asegurar el consumo de este que compense tal inversión; mientras que el Estado se arriesgaba a tener un mercado monopolístico respecto al precio del hidrocarburo, como consecuencia de la integración de las etapas de producción y transporte.

En contraste, el nuevo esquema implementado junto con un nuevo marco legal, el Proyecto Camisea pudo dar rienda a la industria de gas natural tal como se la conoce.

Actualmente, la demanda de gas natural del Proyecto Camisea proviene principalmente de la generación de electricidad y del sector industrial. No obstante, existe un considerable número en la demanda potencial de gas natural para el sector urbano, por consumos comerciales, residenciales y de uso automotriz. Así, como bien señalan Vásquez y García, el crecimiento de este sector depende del desarrollo de las redes de distribución tanto de Lima y Callao como de otras regiones.

2.2. Diseño Regulatorio de la Actividad de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

La industria gasífera peruana comprende diversas actividades como la exploración, explotación, procesamiento, transporte, distribución y comercialización del gas natural. Cada una de estas actividades forma parte de la cadena de suministro. Estas actividades se distribuyen en un marco normativo diseñado para asegurar su desarrollo y competitividad.

Así, en el Perú, conforme con los acontecimientos históricos y las características normativas y económicas desarrolladas, las etapas de producción (exploración y explotación) y procesamiento del gas natural son actividades que se desarrollan en un mercado competitivo; mientras que las etapas de transporte y distribución por red de ductos son actividades reguladas por tener características de monopolio natural. Esto se debe a los elevados costos asociados a

la construcción de la infraestructura necesaria para llevar a cabo estas actividades (Schmerler et al., 2017). A excepción de los precios del transporte y distribución del GNC y GNL que se realizan por medio de “gasoductos virtuales” para fines residenciales, industriales, comerciales o vehiculares, los cuales se rigen por la oferta y demanda sin intervención estatal (Tamayo et al., 2014; Ruiz, 2019).

En consecuencia, los precios del gas natural en boca de pozo -relativos a la compra y venta- no son precios regulados, a diferencia de los costos asociados a los servicios de transporte y distribución por red de ductos, los cuales se rigen por procedimientos de fijación tarifaria (regulación de tarifas). De manera excepcional, únicamente para el Proyecto Camisea se ha previsto establecer topes máximos para el precio en boca de pozo (sujeto a una fórmula de actuación) conforme al contrato de licencia de explotación²².

Finalmente, es importante mencionar que, si bien las normas establecen las reglas para el desarrollo de las actividades de gas natural, lo cierto es que la configuración de este sector no deriva estrictamente de las disposiciones normativas, sino de las exigencias (económicas) que establece la propia industria. Como bien se ha relatado en el Capítulo 1 del presente trabajo, la industria del gas natural presenta una complejidad inherente que responde a sus características naturales, y es que para el suministro se requiere de una compleja infraestructura conformada por redes que permitan el traslado del recurso desde el yacimiento de origen hasta la puerta del consumidor final.

2.2.1. Aspectos Generales de la Industria Gasífera en el Perú

La regulación normativa de hidrocarburos se remonta al año 1922 cuando el Congreso de la República aprobó la Ley No. 4452, a través de la cual se estableció que los yacimientos de petróleo e hidrocarburos eran propiedad del Estado, reconociéndose a la “concesión” como el título para ejercer actividades de exploración y explotación sobre los mismos. Es con esta ley que se reconoce como “hidrocarburo” no solo al petróleo, sino también a los productos análogos, entre ellos, el gas natural. En términos económicos, la ley estableció que el Estado recibiría una contraprestación por la explotación de estos recursos (el pago del canon), mientras que el privado podía realizar la ejecución de obra del gas natural que no interfiriera, evidenciando que no requiere formar.

²² Esta condición contractual se estableció teniendo en cuenta la política de promoción de la inversión en el sector gasífero de ese entonces que procuraba asegurar un inversionista que dé riendas al desarrollo de la industria. Como hemos mencionado, cada país implementará disposiciones regulatorias conforme a las condiciones en la que se encuentre el mercado. En este punto, la regulación toma un papel relevante en el marco legal pues procura reducir brechas a fin de incentivar una industria incipiente que a la larga beneficia a los usuarios, quienes obtendrán beneficios económicos en su consumo de energía.

Más tarde, en 1952, con la publicación de la Ley No. 11780, Ley del Petróleo, se estableció un marco normativo más definido respecto al desarrollo de la industria, ampliando el régimen de concesiones a las actividades de manufactura, refinación, transporte y almacenamiento, pero no para la actividad de distribución. Pese a que ya habían pasado varios años desde la primera ley que regulaba los términos para el desarrollo de esta industria, en este nuevo marco legal no se regulaba aspectos relativos a la intervención estatal en la regulación de los precios. Cabe precisar que, para este momento, se introdujo la licitación como un medio para otorgar concesiones en áreas de reserva nacional en las que se podía desarrollar la explotación.

Transcurrido el tiempo, en los años sesenta, en un entorno político evidentemente nacionalista, se implementó un nuevo régimen legal en el que se promovía la intervención estatal en las actividades del sector hidrocarburos. Es así que, con la publicación del Decreto Ley No. 17440, el Estado peruano deja fuera el régimen de concesión en el país, restringiendo la intervención del privado a la suscripción de contratos para desarrollar las actividades de prospección, exploración, explotación y manufactura.

Como bien se sabe, este modelo llegó a su fin con el establecimiento de gobiernos más liberales que permitieron equilibrar la participación de las empresas privadas, reforzando un nuevo modelo económico que permanece hasta la actualidad con la promulgación de la Constitución Política del 1993, estableciéndose un nuevo modelo económico para el Perú, que promovió un cambio en la estructura regulatoria del sector.

Así pues, en el mismo año que dio lugar a la carta magna, bajo los alcances de una nueva concepción, se aprobó la LOH con el objetivo de normar las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional y, a su vez, promover su desarrollo considerando los aspectos de la libre competencia y el libre acceso (libertad de empresa).

Con la publicación de la LOH se plantearon las bases para el actual marco normativo de los hidrocarburos, enfocándose en regular los aspectos contractuales, técnicos, económicos y financieros que se derivan de las actividades. Además, se establecieron quiénes serían los agentes intervinientes del sector y sus respectivas funciones: el Ministerio de Energía y Minas (Minem) como ente rector, el Osinergmin como el organismo encargado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de la industria, y Perupetro S.A. (Perupetro) como empresa estatal de derecho privado encargada de la promoción de la inversión que, en buena parte, representa

al Estado en la negociación y suscripción de contratos para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos²³.

De acuerdo con la definición de la LOH, los “hidrocarburos” comprenden todo compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, consistente principalmente de carbono e hidrógeno. En este espectro se incluye el gas natural. Asimismo, según las disposiciones de dicha ley, en el sector hidrocarburos se reconocen ocho (8) actividades económicas: exploración y explotación (producción), almacenamiento, refinación y procesamiento, transporte, distribución y comercialización. En su mayoría, estas actividades son llevadas a cabo para el desarrollo de la industria gasífera, conformándose en la cadena de suministro de gas natural las actividades de exploración, explotación, procesamiento, transporte, distribución y comercialización.

Entre otros aspectos regulados por la LOH, se puede identificar al menos tres (3) aspectos relevantes que definen el marco regulatorio de la industria del gas natural en el Perú.

El primer aspecto es la determinación de las reglas vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos por parte de la inversión privada²⁴. En efecto, la LOH establece el régimen legal aplicable para que el privado pueda participar en la realización de las actividades del sector como un interviniente directo. Como se recordó, el último marco legal previo a la aprobación de la LOH había excluido a las empresas privadas de la posibilidad de explotar el recurso, limitando su presencia a la contratación de ciertas actividades bajo una naturaleza de prestación de servicio y no un ejercicio de titularidad.

El segundo aspecto, el libre comercio de los hidrocarburos, a excepción del precio de boca de pozo del Proyecto Camisea²⁵ y la determinación de tarifas de transporte por red de ductos²⁶. Así pues, la LOH establece que lo referente a los precios del hidrocarburo (incluyéndose, en este concepto, el gas natural) se rige por la oferta y la demanda del mercado.

²³ El Estado, a través de PERUPETRO, ostenta el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos, con lo cual para que un privado pueda realizar las actividades de exploración y explotación de estos, deberá suscribir contratos para llevarlos a cabo, bajo el título de “contratista” o “licenciario”.

²⁴ El artículo 10 de la LOH establece las modalidades de contratación que puedan celebrarse, y cuya principal diferencia, además de su objeto, radica en la transferencia del derecho de propiedad de los hidrocarburos. Por un lado, el contrato de licencia autoriza al privado a explorar y explotar el hidrocarburo en un área específica, transfiriéndole la titularidad del recurso, a cambio de una regalía que se paga al Estado. Mientras que, el contrato de servicios supone la retribución al privado por parte del Estado para que lleve a cabo actividades de exploración y explotación, en función de la cantidad hidrocarburo fiscalizado.

Si pudiésemos explicarlo en palabras simples, el contrato de licencia representaría un contrato de compra y venta; y el contrato de servicios -como su mismo nombre lo dice- un contrato de locación de servicios.

²⁵ El artículo 77 de la LOH establece que los precios relacionados con el petróleo crudo y sus productos derivados (como el gas natural) se rigen por la oferta y la demanda.

²⁶ El artículo 72 de la LOH establece que la remuneración económica relativa al transporte de hidrocarburos por ductos será fijada por tarifas.

En consecuencia, el Estado no interviene en la determinación del precio de comercialización del gas natural, valiéndose el valor de los hidrocarburos en boca de pozo. Cabe precisar que, por cuestiones de promoción de la inversión privada en el sector gasífero, durante la configuración de la estructura del Proyecto Camisea se decidió establecer topes máximos en el precio del gas natural en boca de pozo (molécula).

Finalmente, el tercer aspecto de interés, y probablemente el más relevante para este estudio, es el establecimiento de la actividad de distribución de gas natural por red de ductos como un servicio público, cuyos alcances se definirán más adelante.

Ahora bien, aun cuando la LOH encabeza el grupo normativo relativo a los hidrocarburos, su contenido se encuentra limitado a condiciones generales que, si bien resultan relevantes, no abarcan la totalidad de la regulación de la industria gasífera, por lo que merece la pena revisar el marco legal aplicable al gas natural y, en concreto, a la actividad de distribución por red de ductos que nos interesa.

Partiendo del marco legal creado por la LOH, en el año 1999 se publicó la Ley 27133, cuyo objeto es regular las condiciones específicas para el desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas. Tal como se ha mencionado, la promulgación de la Ley 27133 es un suceso significativo para el sector gasífero que permitió la licitación del Proyecto Camisea, dado que introdujo reglas para asegurar la participación del inversionista privado en la construcción y operación de la infraestructura requerida, aspecto clave para llevar a cabo el suministro de gas natural. Prueba de ello es que con la Ley 27133 se declara de interés nacional y necesidad pública la explotación de los yacimientos de gas, el desarrollo de infraestructura de transporte y distribución de gas natural por red de ductos, así como la reserva mandatoria para su uso en diversas industrias del país.

En adición, probablemente el concepto de “Red Principal” (y las disposiciones relacionadas a ella) es el aspecto con mayor trascendencia que introdujo la Ley 27133 debido a que permitió el desarrollo del sector. Tal como lo define la ley, la Red Principal corresponde a la red de ductos del transporte y distribución, que incluye las conexiones de los consumidores iniciales que participaron en el proceso de promoción²⁷ para suscribir contratos con los concesionarios de transporte bajo las reglas de la LOH.

La Ley 27133 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo No. 040-99-EM (“DS 040-99”) establecieron reglas que promovían el desarrollo de proyectos gasíferos (tales como

²⁷ Definido por la Ley 27133 como el procedimiento para incentivar la suscripción de contratos de compraventa del gas natural o capacidad de la Red Principal por parte de consumidores iniciales.

la red de ductos de Lima y Callao). Uno de los principales mecanismos de promoción consistía en garantizar ingresos anuales que retribuyan al *costo del servicio*²⁸ prestado por el inversionista (concesionario), con la finalidad de reducir los riesgos iniciales a la estimación de la demanda del mercado nacional de gas natural²⁹. A este mecanismo se le denomina Garantía por Red Principal. Así, la norma establecía que para determinar la Garantía por Red Principal se consideraba los ingresos garantizados y se restaban los recursos recaudados provenientes de la prestación del servicio de la Red Principal con una tarifa base. La diferencia era cubierta con un cargo tarifario que se cobraba anualmente en la tarifa eléctrica (cargo añadido al Peaje del Sistema Principal de Transmisión)³⁰. En estas normas se regulan disposiciones relativas al empleo de ductos, sea para el transporte o la distribución de gas natural, dando reglas que sirvieron como base para la determinación de tarifas.

En el 2008, con la publicación del Decreto Supremo No. 048-2008-EM (“DS 048-2008”) se modificaron diversas disposiciones del DS 040-99, en particular aquellas relativas a la Red Principal y los alcances de su aplicación al área de concesión de Lima y Callao. Con el DS 048-2008 se crea la Tarifa Única de Distribución (Tarifa de Distribución), la cual integraba la tarifa de la Red Principal y otras redes de distribución³¹. Así, hasta el año 2008 Cálidda percibía ingresos por concepto de la Garantía por Red Principal, siendo que, cuando se

²⁸ Cabe precisar que el costo del servicio es definido como el costo eficiente del servicio de la Red Principal, que incluye los costos de inversión de la propia infraestructura, así como, los costos de operación y mantenimiento.

²⁹ Los artículos 6 y 7 de la Ley 27133 regulan la determinación de la Garantía por Red Principal con el fin de asegurar la recuperación del costo de servicio prestado por los inversionistas por medio de Ingresos Garantizados anualmente. Estos ingresos constituyen un monto mínimo que será retribuido al inversionista, por medio del establecimiento de una tarifa base determinada en función del costo de servicio y la capacidad garantizada anual.

³⁰ Conforme lo establece la Ley 27133 y el DS 040-99 se contemplan requisitos para acceder a la Garantía de Red Principal.

³¹ DS 040-99

“16.7 Adicionalmente, para el caso de concesiones de Distribución que cuenten con Red Principal de Distribución, se considerará lo siguiente:

a. La tarifa de distribución se establecerá integrando la Red Principal y las Otras Redes de Distribución, conforme a los criterios y metodología del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, de forma tal que se fijen tarifas únicas del sistema total de distribución. Dicha tarifa única se establecerá por categoría de cliente según rangos de consumo y se aplicará a todos los consumidores ubicados dentro del área de concesión de distribución, independientemente de la fecha de inicio de la prestación del servicio.

OSINERGMIN definirá el procedimiento de adecuación necesario y podrá incluir diversos factores de reajuste que consideren, entre otros, la evolución de la demanda y el costo involucrado en la liquidación de la Capacidad Mínima y de la Garantía.

b. Desde la vigencia de las tarifas únicas del sistema total de distribución, quedarán sin efecto las tarifas reguladas de la Red Principal de Distribución, así como los mecanismos de asignación de capacidad sobre dicha Red Principal.

El Concesionario deberá adecuar los contratos de los consumidores que tienen asignada capacidad en la Red Principal de Distribución para transformarlos en contratos por el uso del sistema de distribución. Para el caso de los consumidores independientes, la Dirección General de Hidrocarburos aprobará el contenido básico de los contratos de suministro. Las partes por mutuo acuerdo podrán establecer condiciones adicionales al servicio básico, los mismos que no podrá estar en contra del contenido aprobado por la DGH.”

cumplieron las condiciones contractuales referidas a la implementación de la infraestructura, se eliminó la aplicación de esta garantía a la concesión de Lima y Callao. Por lo tanto, actualmente solo la Tarifa de Distribución contempla la remuneración económica de la prestación del servicio público de distribución en el área determinada, la cual contempla las redes empleadas para efectuar el suministro, pero sin incluir la garantía por la Red Principal, pues la inversión de esta ya ha sido pagada. Una aclaración relevante para este estudio.

2.2.2. El Servicio Público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

El concepto de “servicio público” se remonta a sus orígenes en la teoría del derecho administrativo francés, en el que se perfiló como una actividad indispensable destinada a satisfacer una necesidad de carácter general, la cual debía ser regulada, asegurada y controlada por el Estado. Esta definición vincula el concepto de servicio público con la legitimidad del Estado, que se impone a los ciudadanos no por el ejercicio de la soberanía, sino por la prestación de servicios públicos. Con el tiempo, las actividades consideradas como servicios públicos han variado según la realidad socioeconómica de cada época y, sobre todo, de cada ordenamiento jurídico³².

Así, partiendo de la doctrina consultada, el servicio público se concibe como una técnica administrativa dirigida a establecer un rol prestacional del Estado, asumiendo la responsabilidad de la organización, establecimiento y gestión de actividades económicas esenciales para la vida en sociedad. Esta actividad puede ser realizada directamente por la Administración Pública, o indirectamente por medio de particulares con quienes la autoridad competente delega su ejecución³³.

Por su parte, la doctrina es consistente en reconocer que el servicio público debe encontrarse dotado de “medios exorbitantes al derecho común” para garantizar la idónea satisfacción de las necesidades de carácter general, las cuales se forjan de las características del concepto.

Al respecto, Gordillo establece los siguientes caracteres para definir el servicio público: (i) la *generalidad*, entendida como el derecho de todos los ciudadanos a gozar el servicio; (ii)

³² Para muchos concededores de la materia resulta complejo definir un concepto. Al respecto, Tornos plantea dos concepciones principales, una objetiva y otra subjetiva. La concepción objetiva se centra en determinar qué actividades y servicios deben ser garantizados a todos los ciudadanos para lograr la cohesión social. Según esta perspectiva, los servicios públicos son aquellas actividades indispensables para la interdependencia social que no pueden ser completamente aseguradas por el mercado y, por lo tanto, deben ser garantizadas por las administraciones públicas. Por su parte, la concepción subjetiva basada en la idea de que los servicios públicos son actividades excluidas del régimen de mercado. Esta concepción pone énfasis en la relación entre el sector público y el sector privado, más que en los derechos de los ciudadanos a recibir ciertos servicios.

³³ Gordillo, A. (2013). *Teoría General del Derecho Administrativo*, Tomo 8. (Primera Edición). Fundación de Derecho Administrativo, pp. 400.

la *uniformidad*, entendida como el derecho a exigir el servicio en igualdad de condiciones; (iii) la *regularidad*, conforme a las reglas y condiciones preestablecidas; y (iv) la *continuidad*, la cual reside en la prestación del servicio para la satisfacción de la necesidad pública de manera oportuna y de forma intermitente o interrumpida.

Por su parte, Cassagne también estudia las características del servicio público y las clasifica de la siguiente manera: (i) el principio de la continuidad del servicio público; (ii) la regularidad del servicio público; (iii) el principio de igualdad, referido al tratamiento igualitario que permite el acceso al servicio; y (iv) la obligatoriedad, que contrasta el deber de prestar el servicio y el derecho de los usuarios a exigirlo.

Sobre ello, aun cuando los autores pueden considerar otros aspectos del servicio públicos como inherentes a su concepto, lo cierto es que sí se tiene un consenso doctrinario de que los caracteres jurídicos esenciales del servicio público son: la generalidad, la igualdad, la regularidad y la continuidad.

Ahora bien, tal como se ha señalado, el servicio público puede ser ejercicio por un privado en virtud de la potestad conferida por la Administración Pública. La forma más típica de gestión de la prestación de un servicio público continúa siendo, por excelencia, la figura de la “concesión”³⁴.

La doctrina establece que la *concesión* es el acto constitutivo de derechos a través del cual se le da a un sujeto un poder sobre una manifestación de la Administración Pública³⁵, como es el caso del servicio público. La concesión es una modalidad de prestación indirecta de una actividad económica de interés público³⁶, la cual implica la transferencia de una atribución o poder de la Administración Pública a un particular³⁷. Así, en términos generales, la concesión del servicio público es el título jurídico que legitima a un tercero a desarrollar una actividad económica de interés público.

³⁴ “El modo más típico de gestión para la prestación de los servicios públicos continúa siendo la figura de la concesión, de naturaleza contractual, por la que se otorga a una empresa privada el derecho de explotar un determinado servicio público, con o sin exclusividad. La concesión de servicio público (ej.: distribución de energía eléctrica; distribución de agua) va siempre acompañada de un régimen jurídico administrativo especial, por el que se le atribuyen diversos poderes al concesionario en el marco de la prestación a su cargo.” Cassagne, (2020), pp. 484-485

³⁵ “La concesión es siempre un acto constitutivo de derechos, por el que sea da el sujeto un poder jurídico sobre una manifestación de la Administración.” Mayer, Otto. Derecho Administrativo Alemán. Tomo IV. Arayu, Buenos Aires, 1951, pp. 172. “(...) aquel acto que tiene por objeto conferir a una o más personas, extrañas a la Administración, nuevas capacidades o nuevos poderes y derechos, con los cuales queda amplificada su esfera jurídica” Zanolini, Guido. *Curso de Derecho de Administrativo*. Tomo I. Depalma, Buenos Aires, 1954.

³⁶ Zegarra, Diego. *Concesión Administrativa e Iniciativa Privada*. Revista Themis, Edición 39, Lima, pp. 101.

³⁷ Cassagne, Juan Carlos. *Derecho Administrativo*. Tomo II. Palestra Editores, Lima, 2010, pp. 449.

Nótese que la naturaleza jurídica de la concesión guarda una concepción contractual, dado que, por medio del acuerdo entre el privado y el Administración Pública, se delimitan los alcances de la prestación del servicio público en base las potestades conferidas a la autoridad por la ley; por lo que no resulta sorpresivo que la concesión de distribución de gas natural por ductos se haya realizado por medio de contratos macro.

Así pues, una concesión también puede ser el contrato por el cual la Administración Pública (el concedente) le otorga al sujeto privado (el concesionario) el derecho y obligación de crear, ejecutar y explotar determinados bienes o servicios públicos, por un plazo determinado, a cambio de una compensación económica que puede ser definida por tarifa, precio, peaje u otro sistema de recuperación de la inversión³⁸.

En el Perú, la falta de una doctrina y jurisprudencia especializadas durante finales del siglo XIX e inicios del siglo XX impidieron el desarrollo de un concepto jurídico claro del servicio público. Fue recién con la Constitución Política del 1979 y las reformas del gobierno militar de los años sesenta-ochenta que se utilizó el concepto de servicio público para justificar la actividad empresarial del Estado y establecer reservas de actividades estratégicas. Sin embargo, la crisis del modelo de Estado empresario en la década de los ochenta llevó a una revisión a inicios de los años noventa del régimen de actividades económicas, promoviendo la privatización y liberalización de los servicios públicos. En este periodo, se decide modificar los principios jurídicos del servicio público reservado para el Estado, sustituyéndolo por nuevos modelos de prestación en los que se establece la necesidad de privatizar la gestión y propiciar la liberación de los servicios.

En la actual redacción de la carta magna se encuentra la referencia del concepto de servicio público en el artículo 58³⁹, en cuyo contenido se establece que la iniciativa privada es libre y se desarrolla bajo una Economía Social de Mercado, en la que el Estado orienta el desarrollo del país y actúa primordialmente en ciertas áreas y sectores, entre los cuales se encuentra los servicios públicos.

Sobre este punto, el Tribunal Constitucional⁴⁰ se ha referido a este asunto en cuanto sostiene que el texto constitucional no ha establecido un listado de actividades que se consideran servicio público, con la finalidad de que el Estado pueda observar y determinar aquellas

³⁸ MORÓN, Juan. *Aspectos jurídicos de la contratación estatal*. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Colección Lo Esencial del Derecho (9), Lima, 2017, pp. 49.

³⁹ “Artículo 58.- *Economía Social de Mercado*
La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura.”

⁴⁰ Sentencia recaída en el Expediente No. 00034-2004-AI. Fundamentos 37 y 38.

actividades que merecen especial cuidado. Motivo por el cual, cada vez que se establece una actividad como servicio público, esta debe ser claramente delimitada por el legislador, pues no solo es la determinación de los actos prestacionales, sino también el régimen que se configura en torno a las obligaciones y derechos del Estado y el particular que asume este encargo.

Se puede concluir que, en el Perú, el servicio público contempla dos elementos constitutivos: uno de carácter material que supone la identificación de la relevancia de la actividad para satisfacción del interés general, y otro de carácter formal que supone el establecimiento del servicio público a partir de su regulación legal.

Con ello en mente, a continuación, se exponen los aspectos más relevantes de la actividad de distribución del gas natural por red de ductos y su marco normativo aplicable.

La actividad de distribución es el último eslabón de la cadena de suministro de gas natural, la cual a través de un sistema de redes presta el servicio directamente a los consumidores finales.

Bajo el marco legal peruano, la distribución de gas natural por red de ductos es un *servicio público*⁴¹ conforme con lo reconocido por la LOH. No obstante, dicha ley no contempla mayores alcances referidos a esta actividad, siendo que le confiere al Minem⁴² dictar el reglamento que establezca lo relativo al servicio de distribución de gas natural, incluyéndose las disposiciones vinculadas con la determinación de los precios máximos al consumidor y la asunción de obligaciones de la autoridad encargada de regular esta actividad (es decir, Osinergmin).

En el año 1999, mediante el Decreto Supremo No. 042-99-EM, se aprobó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ducto, el cual se encuentra compilado en el Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo No. 040-2008-EM (Reglamento de Distribución)⁴³. Dicha norma regula la actividad del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, resaltando aquellas disposiciones vinculadas con el procedimiento

⁴¹ “Artículo 79.- La distribución de gas natural por red de ductos es un servicio público.

El Ministerio de Energía y Minas otorgará concesiones para la distribución de gas natural por red de ductos a entidades nacionales o extranjeras que demuestren capacidad técnica y financiera.”

⁴² “Artículo 80.- El Ministerio de Energía y Minas determinará la autoridad competente para regular el servicio de distribución de gas natural por red de ductos y dictará el reglamento que establecerá, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) Normas específicas para otorgar concesiones.
- b) Organización, funciones, derechos y obligaciones de la autoridad competente de regulación.
- c) Normas para determinar los precios máximos al consumidor.
- d) Normas de seguridad.
- e) Normas relativas al Medio Ambiente.”

⁴³ Para efectos del presente documento, cuando se mencione el Reglamento de Distribución nos referiremos a su actual texto legal, el Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo No. 040-2008-EM.

para otorgar concesiones de distribución, las reglas para la fijación tarifaria, los alcances de los cargos facturables al consumidor, las normas relativas a la seguridad y el cuidado del medio ambiente, así como la delimitación de las competencias del organismo regulador del sector.

Conforme con el Reglamento de Distribución, la distribución es el servicio público de suministro de gas natural por red de ductos. Esta actividad se desarrolla a través de concesiones, las cuales se encuentran delimitadas por un área particular definida y por un único titular a cargo de prestar el servicio (el Concesionario)⁴⁴.

Tal como establece la normativa, la concesión se obtiene ya sea por una licitación o concurso público o a solicitud de parte⁴⁵, siendo el plazo máximo para desarrollar la actividad de distribución por red de ductos de sesenta (60) años⁴⁶.

El otorgamiento de una concesión se manifiesta en la suscripción de un contrato entre el Estado peruano y el Concesionario, el cual se denominará *contrato de concesión*, cuyo texto debe consignar, por lo menos, los derechos y obligaciones de las partes, las condiciones del suministro, el calendario de ejecución de obras, el área de concesión y el plazo correspondiente, así como las reglas asociadas a la remuneración por el servicio de distribución⁴⁷. Para desarrollar la actividad, el Concesionario deberá implementar el sistema de distribución compuesto por las redes de distribución, las estaciones reguladoras y el City Gate⁴⁸.

El Concesionario será responsable de la prestación del servicio exclusivo de su área de concesión bajo condiciones de calidad, continuidad y oportunidad. En tal sentido, no solo se encargará de ejecutar las obras necesarias para la implementación de la infraestructura de la red de ductos para el suministro (esto es, el sistema de distribución), sino que además se obliga a conservarlo y mantenerlo. De igual forma, para cumplir con el suministro, deberá garantizar el requerimiento de gas natural de la demanda de su área de concesión a través de la suscripción

⁴⁴ “Artículo 4.- Se requiere Concesión para desarrollar la actividad de Distribución.”

“Artículo 7.- La Concesión de Distribución en un área determinada será exclusiva para un solo Concesionario y dicha área no podrá ser reducida sin autorización de la DGH.”

⁴⁵ “Artículo 15.- El procedimiento para otorgar la Concesión para la prestación del servicio de Distribución, podrá ser:

a) Por licitación o concurso público.

b) Por solicitud de parte.”

⁴⁶ “Artículo 10.- La Concesión se otorgará a plazo determinado, el mismo que no será mayor de sesenta (60) años - incluyendo la prórroga - ni menor de veinte (20) años, contado a partir de la fecha de suscripción del Contrato.”

⁴⁷ De conformidad con el artículo 37 del Reglamento de Distribución.

⁴⁸ “2.23 Sistema de Distribución: Es la parte de los Bienes de la Concesión que está conformada por las estaciones de regulación de puerta de ciudad (City Gate), las redes de Distribución y las estaciones reguladoras que son operados por el Concesionario bajo los términos del Reglamento y del Contrato.”

“2.3 Bienes de la Concesión: El Sistema de Distribución y los derechos, que son indispensables para prestar el servicio de Distribución, y que serán transferidos o devueltos, según sea el caso, por el Concesionario al Estado a la terminación de la Concesión, y que, a su vez, serán entregados en Concesión por el Estado al nuevo Concesionario.”

de contratos de transporte de gas natural con el Transportista⁴⁹ y contratos de suministro de gas natural con el Productor⁵⁰. Esto último es clave para el presente estudio, pues los costos incurridos por el Concesionario bajo dichos contratos deben ser trasladables a los Consumidores, al ser un costo del servicio prestado a estos.

El usuario beneficiado por la distribución de gas natural se denomina “Consumidor”. Según la normativa, el Consumidor es la persona natural o jurídica ubicada dentro del área de concesión que adquiere el gas natural. Este se clasifica en Consumidor Independiente y Consumidor Regulado. La distinción entre ambos sujetos radica en el volumen consumido, siendo que un Consumidor que adquiere gas natural por un volumen igual o menor a treinta mil Metros Cúbicos Estándar por día (30 000m³/día) será denominado Consumidor Regulado, mientras que un Consumidor que adquiere gas natural por un volumen mayor a treinta mil Metros Cúbicos Estándar por día (30 000m³/día) será denominado Consumidor Independiente. Este último podrá adquirir el gas natural ya sea de un productor, un comercializador⁵¹ o un concesionario de distribución de gas natural.

En la actualidad, el Perú cuenta con cuatro (4) concesiones de distribución de gas natural por red de ductos⁵²(Osinergmin, 2024):

- Gases del Pacífico S.A.C. (Quavii), cuya área de concesión de distribución es Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo, por un periodo de 19 años.
- Contugas S.A.C., cuya área de concesión de distribución es la región de Ica, por un periodo de 30 años.
- Gases del Norte del Perú S.A.C. (Gasnorp), cuya área de concesión de distribución es la región de Piura (Talara, Paita, Piura, Sullana y Sechura), por un periodo de 32 años.
- Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda), cuya área de concesión de distribución son las regiones de Lima y Callao, por un periodo de 33 años. Sobre esta última concesión se enfocará nuestro estudio.

⁴⁹ Por definición del Reglamento de Distribución, el transportista es la persona que realiza la actividad de transporte del gas natural conforme la normativa aplicable.

⁵⁰ Por definición del Reglamento de Distribución, el productor es el titular de un contrato celebrado bajo cualquiera de las modalidades establecidas en la LOH que produce gas natural.

⁵¹ Por definición del Reglamento de Distribución, el comercializador es la persona natural o jurídica que compra y vende gas natural o capacidad de transporte o distribución, por cuenta propia o de terceros, sin ser un concesionario ni transportista.

⁵² Conforme a la información recogida del Boletín Estadístico de Producción, Procesamiento, Transporte y Consumo de Gas Natural del 1er Trimestre de 2024, elaborado por OSINERGMIN. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6548535/5706645-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2024-i.pdf>

2.2.3. Condiciones generales de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao

El 9 de diciembre de 2000 el Minem, en representación del Estado peruano, suscribió con TGP el Contrato BOOT de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao (“Contrato BOOT”)⁵³ por un plazo de 33 años. Dos años más tarde, en el 2002, TGP cedió su posición contractual a favor de Cálidda, el actual concesionario de Lima y Callao.

El Contrato BOOT tiene ocho (8) adendas suscritas, siendo la última firmada en febrero de este año. Dentro de las principales modificaciones efectuadas al Contrato BOOT resalta la Adenda 8, a través de la cual se incorpora un nuevo régimen tarifario aplicable a la prestación del servicio de distribución como consecuencia del cumplimiento de las condiciones contractuales relativas a la ejecución de la inversión comprometida en el texto original del Contrato BOOT. Esta modificación tarifaria deriva, además, de la eliminación de la Garantía de Red Principal aplicable para la distribución de Lima y Callao por medio del DS 048-2008. Así, se unifica la red principal de distribución y otras redes asociadas al sistema de distribución para establecer un sistema integrado y la aplicación de una única tarifa, por lo que la retribución económica relativa a la prestación del servicio se realiza, tal como se ha señalado, por medio de la Tarifa de Distribución.

Bajo el Contrato BOOT, Cálidda es responsable por el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y mantenimiento del sistema de distribución, y por la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos en el área de concesión de Lima y Callao. El otorgamiento de la concesión es a título gratuito, lo cual implica que Cálidda no efectúa ningún pago al Estado por contar con dicho título habilitante. Para que Cálidda desarrolle las actividades antes descritas, el Contrato BOOT en su Cláusula 14 establece el régimen tarifario que reconoce el derecho del concesionario a percibir una remuneración económica por la prestación del servicio de distribución que es pagado por los consumidores ubicados dentro del área de su concesión⁵⁴, siendo que todos los consumidores conectados al

⁵³ “Las concesiones de obras públicas e infraestructura (como la implementación de ductos) pueden ser de la modalidad BOOT (Build-Own-Operate-Transfer), en la que la empresa privada construye con sus propios recursos la infraestructura de interés, lo cual le da un derecho de propiedad sobre esta. Posteriormente la opera durante el tiempo previsto en el contrato, para finalmente transferir su propiedad al gobierno. Otra modalidad es BOT (Build-Operate-Transfer), en la que la empresa privada construye y opera un nuevo elemento de infraestructura para prestar un servicio público por un tiempo determinado, transcurrido el cual la propiedad del bien revierte al sector público.” Morón (2017), pp. 49.

⁵⁴ “14.12. Régimen de Tarifa Única: (...) La Tarifa Única de Distribución remunera la prestación del servicio de distribución dentro del Área de la Concesión, independientemente de la ubicación o el nivel de presión del suministro, y será aplicable a todos los Consumidores ubicados dentro del Área de la Concesión.”

sistema de distribución deberán pagar la tarifa correspondiente a su tipo de suministro, según lo establece el Reglamento de Distribución⁵⁵.

La tarifa pagada por el servicio de distribución de gas natural por red de ductos deberá proveer al Concesionario los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio⁵⁶ y tendrá como objetivo mantener el equilibrio financiero de la concesión⁵⁷. Para lo cual, la Tarifa de Distribución deberá cubrir el costo del servicio, las inversiones y los costos de administración, operación y mantenimiento, los cuales podrán incrementarse de manera eficiente considerando la capacidad adicional para garantizar la prestación del servicio, teniendo en cuenta la demanda actual y su proyección⁵⁸.

La Tarifa de Distribución es definida en el Reglamento de Distribución como la retribución máxima compuesta por los costos de distribución y comercialización, los cuales son denominados como el Margen de Distribución y el Margen de Comercialización, respectivamente.

El Margen de Distribución representa el **costo unitario eficiente** que comprende los costos de inversión, operación y mantenimiento por unidad de demanda de la red de alta presión, red de baja presión, instalaciones de regulación y compresión asociadas al sistema. Asimismo, comprende los costos por los servicios de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, transporte vehicular de GNC o GNL y otros necesarios para el abastecimiento de los Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. El Margen de Comercialización representa el **costo unitario eficiente** del proceso de facturación del servicio y atención comercial al Consumidor⁵⁹. Los valores máximos de estos márgenes están regulados por parte de Osinergmin.

Por lo visto, la Tarifa de Distribución será regulada bajo condiciones de eficiencia traducidos en los márgenes de distribución y comercialización. Este es el caso del Reglamento de Distribución con el que el Margen de Comercialización se basa en una gestión comercial eficiente, mientras que el Margen de Distribución se basará en el modelo de empresa eficiente

⁵⁵ “Todos los Consumidores conectados al Sistema de Distribución pagan la tarifa correspondiente a su categoría tarifaria, independientemente de la ubicación o el nivel de presión del suministro.”

⁵⁶ De conformidad con el artículo 105 del Reglamento de Distribución.

⁵⁷ “14.12. Régimen de Tarifa Única: (...) Las Tarifas Únicas de Distribución tendrán como objetivo, entre otros, mantener el equilibrio económico financiero de la Concesión.”

⁵⁸ “14.12. Régimen de Tarifa Única: (...) La Tarifa Única de Distribución deberá cubrir el Costo del Servicio, pagado mediante los Ingresos Garantizados y los pagos adelantados por la Garantía, más las inversiones y los costos de administración, operación y mantenimiento incrementales eficientes correspondientes a la capacidad adicional que garanticen la adecuada prestación del Servicio, teniendo en consideración la demanda actual y la proyección de la misma, así como las restricciones existentes al momento de la instalación.”

⁵⁹ De conformidad con los numerales 2.18 y 2.19 del Reglamento de Distribución.

como técnica regulatoria ante la ausencia de competidor en el sector. De igual forma, los costos asociados a la operación y mantenimiento también comprenderán costos eficientes⁶⁰.

De acuerdo con los términos del Contrato BOOT y el Reglamento de Distribución, la Tarifa de Distribución y su fórmula de actualización será aprobada por periodos de cuatro (4) años. Una vez fijada mantendrán su vigencia durante el periodo tarifario. En este procedimiento también se aprobará el Plan Quinquenal de Inversiones, programa de ejecución del sistema de distribución con una estimación de cinco (5) años. Estos planes resultan importantes para evidenciar el costo de las inversiones que realizará el concesionario. Este monto será incluido en la tarifa.

Es importante mencionar que, si bien la Tarifa de Distribución es la contraprestación económica por la prestación del servicio de distribución, el marco legal establece la obligación del Concesionario de aplicar al Consumidor otros conceptos distintos a la tarifa cobrada por el servicio⁶¹. Esto es así debido al esquema (cadena) de suministro (producción, transporte y distribución), lo cual evidencia que este sector contempla costos asociados al gas natural que no son propiamente remunerados a favor del concesionario de la distribución, pero sí son facturados por este por ser el último eslabón de la cadena de suministro.

En relación con ello, el ordenamiento jurídico peruano establece las Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo no. 054-2016-OS/CD (“Norma de Condiciones Tarifarias”), cuyo objeto principal es establecer las condiciones generales de aplicación de las tarifas del servicio de distribución aplicables a los Concesionarios y Consumidores. Resulta relevante precisar que esta norma es de aplicación supletoria respecto a las disposiciones contenidas en los contratos de concesión que suscriben los Concesionarios y el Estado conforme lo establece el artículo 2 de la Norma de Condiciones Tarifarias⁶².

⁶⁰ “Artículo 108.- El Margen de Distribución se basará en una empresa eficiente y considerará el valor presente de los siguientes componentes (...)”

“Artículo 112.- Los costos de operación y mantenimiento corresponderán a costos eficientes de la Distribución y Comercialización, según sea el caso, comparables con valores estándares internacionales aplicables al medio.”

“Artículo 116.- El Margen Comercial se basará en una gestión comercial eficiente y comprende (...)”.

⁶¹ Según el literal e) del artículo 42 de Reglamento de Distribución, el Concesionario se obliga a “aplicar las tarifas, cargos e importes que se fijen de acuerdo con la normativa vigente”.

⁶² “Artículo 2.- Alcance

Están comprendidos dentro del alcance de la presente norma, las empresas distribuidoras de Gas Natural y los Consumidores finales del servicio público de distribución de Gas Natural, de acuerdo a lo definido en las normas vigentes.

La presente norma es de aplicación supletoria respecto de las disposiciones contenidas en los contratos de concesión suscritos por las empresas concesionarias en cada caso, según corresponda.”

2.3. Retribución económica y el derecho del traslado de los costos de gas natural y transporte de gas natural en Lima y Callao

Tal como se ha indicado en el apartado anterior, la retribución económica por el servicio de distribución de gas natural por red de ductos efectuados por el Concesionario a favor de los Consumidores se realiza a través de la Tarifa de Distribución. No obstante, este no es el único concepto que es cobrado al Consumidor.

El artículo 66 del Reglamento de Distribución⁶³ establece que la facturación de los Consumidores debe expresar separadamente los rubros correspondientes al precio del gas natural, la tarifa del servicio de transporte y la Tarifa de Distribución, incluyéndose los cargos por Margen de Distribución y Margen de Comercialización, y de ser aplicable, otros cargos correspondientes al Consumidor como, por ejemplo, el Derecho de Conexión, la Acometida y la Instalación Interna⁶⁴.

⁶³ Para efectos del presente estudio, veremos el artículo 66 vigente al momento de la aprobación de la RCD 073. No obstante, la lógica de la facturación al Consumidor de otros cargos distintos a la TUD se mantiene en el texto normativo actual, tal como se puede apreciar a continuación:

“Artículo 66. - Las facturas de los Consumidores deberán expresar separadamente los rubros correspondientes al precio del Gas Natural, tarifa de Transporte, cargo por Margen de Distribución, cargo por Margen Comercial y de ser el caso otros cargos correspondientes al Derecho de Conexión, a la Acometida, y a la Instalación Interna cuando sea solicitada por el consumidor. Asimismo, se expresará por separado los impuestos aplicables e intereses compensatorios y moratorios cuando correspondan” (anterior texto).

“Artículo 66.- La facturación de los Consumidores deben expresar los siguientes componentes:

- i) El costo del Gas Natural, que comprende la suma de los rubros correspondientes al precio del Gas Natural, tarifa por servicio de Transporte, cargo por Margen de Distribución Variable y cargo por Margen Comercial Variable y,
- ii) Los cargos fijos, que comprende la suma de los rubros correspondientes al cargo por Margen de Distribución Fijo y al cargo por Margen Comercial Fijo.
- iii) Otros conceptos, expresados separadamente, según corresponda, cargos por Margen por Promoción, y otros relacionados para facilitar el proceso de conversión para el uso del gas natural que incluye la Acometida, Derecho de Conexión, instalación interna, la línea montante y sistema de regulación; la adquisición de equipos, accesorios y aparatos gasodomésticos; así como, la infraestructura requerida por los Consumidores industriales y comerciales para el uso del Gas Natural y Gasocentros de GNV, cuando sea solicitada por el consumidor.” (texto actual).

⁶⁴ “2.1 Acometida: Instalaciones que permiten el Suministro de Gas Natural desde las redes de Distribución hasta las Instalaciones Internas. La Acometida tiene, entre otros componentes, los equipos de regulación, el medidor, accesorios, filtros y las válvulas de protección.”

“2.36 Derecho de Conexión: Es aquel que adquiere el Interesado para acceder al Suministro de Gas Natural dentro de un Área de Concesión, mediante un pago que es regulado por el OSINERGMIN de acuerdo con la naturaleza del servicio, magnitud del consumo o capacidad solicitada, o la distancia comprometida a la red existente. Este pago obliga al Concesionario a efectuar la conexión en plazos no mayores a los señalados en el presente Reglamento, y otorga un derecho al Interesado sobre la capacidad de Suministro solicitada desde el Sistema de Distribución, siempre que se encuentre vigente el Contrato de Suministro entre el Consumidor y el Concesionario. Este Derecho es un bien intangible del Interesado.”

“Artículo 71 (...) Las Instalaciones Internas comprenden la caja o celda de protección, iniciándose a partir de la Acometida, y se dirigen hacia el interior del predio. En caso la Acometida se encuentre en el interior del predio del Consumidor o en una zona de propiedad común en el caso de viviendas multifamiliares, las Instalaciones Internas podrán comprender también tramos de tubería que anteceden a la Acometida.”

En línea con ello, el artículo 106 del Reglamento de Distribución, en concordancia con el artículo 11 de la Norma de Condiciones Tarifarias, enumera los cargos que el Concesionario debe facturar al Consumidor:

- a) El costo del Gas Natural para atender al Consumidor.
- b) El costo por Transporte para atender al Consumidor.
- c) La Tarifa de Distribución.
- d) El costo total de la Acometida o los respectivos cargos mensuales cuando sea financiada por el Concesionario o por un tercero de ser el caso.
- e) El costo total del Derecho de Conexión o los respectivos cargos mensuales cuando sea financiado por el Concesionario o por un tercero, de ser el caso.
- f) El costo total de la Tubería de Conexión o los respectivos cargos mensuales cuando sea financiado por el Concesionario o por un tercero, de ser el caso.
- g) El costo total de la Instalación Interna o los respectivos cargos mensuales cuando sea financiada por el Concesionario o por un tercero, de ser el caso.
- h) Financiamiento de deudas por consumo, de ser el caso.
- i) Los tributos que no se encuentren incorporados en la Tarifa de Distribución.
- j) Los cargos por mantenimiento de la Acometida para los Consumidores Regulados cuyo consumo sea superior a 300 m³/mes que elijan al Concesionario o a un tercero para la realización de esta actividad.
- k) El costo total o los cargos por el financiamiento realizado para facilitar el proceso de conversión, la adquisición de equipos, accesorios y aparatos gasodómicos, así como la infraestructura requerida por los usuarios industriales, comerciales y residenciales para el uso del Gas Natural.
- l) Los cargos del Fondo de Inclusión Social Energética (FISE).
- m) Otros que dispongan las normas vigentes.

Por su parte, el Contrato BOOT en su Cláusula 14 reconoce que el Concesionario debe efectuar cargos adicionales al Consumidor, distintos a la Tarifa de Distribución:

“14.0 **Los Cargos que la Sociedad Concesionaria podrá efectuar al Consumidor,** de acuerdo a su categoría y condición, comprenden el costo del Gas Natural, el costo del Transporte de Gas y la Tarifa, así como el monto de aquellos tributos que no se encuentren incorporados en cualquiera de los conceptos anteriores.

El costo de Gas Natural y el costo del Transporte de Gas deberán reflejar el traslado del costo unitario correspondiente, no pudiendo la Sociedad Concesionaria establecer márgenes sobre ellos.

Para efectos del traslado del costo del Gas al Consumidor Regulado, se tomará en cuenta lo siguiente:

- a) El precio unitario del Gas en unidades de energía será expresado en unidades de volumen, empleando un poder calorífico de referencia.
- b) Se aplicará un factor de corrección por diferencia entre el poder calorífico de referencia y el poder calorífico realmente suministrado.
- c) Se actualizará el precio del Gas en función de las variaciones del precio en boca de pozo, previstas en el contrato de suministro de Gas suscrito por la Sociedad Concesionaria y el Productor.
- d) El procedimiento detallado será establecido por la Autoridad Regulatoria”.

A este mecanismo de traslado de los costos asociados al gas natural (esto es, el precio de la molécula de gas y el servicio de transporte) se le denomina “*pass through*” (derecho de traslado de costos). Es importante mencionar que el costo del gas natural y el costo de transporte son trasladados por costos unitarios⁶⁵, siendo que el Concesionario no puede marginar sobre estos, esto es, no debe generar utilidad o pérdida.

Esto significa que los montos cobrados a los Consumidores por el Concesionario no ingresan a su patrimonio, sino que serán trasladados al Productor y el Transportista⁶⁶, sin que se genere pérdida ni beneficio sobre dicho cobro. En consecuencia, la facturación de estos conceptos se encuentra exenta de la aplicación de criterios de eficiencia, dado que el Concesionario no margina sobre ellos, por lo que no resulta necesario la regulación económica que aparente competencia.

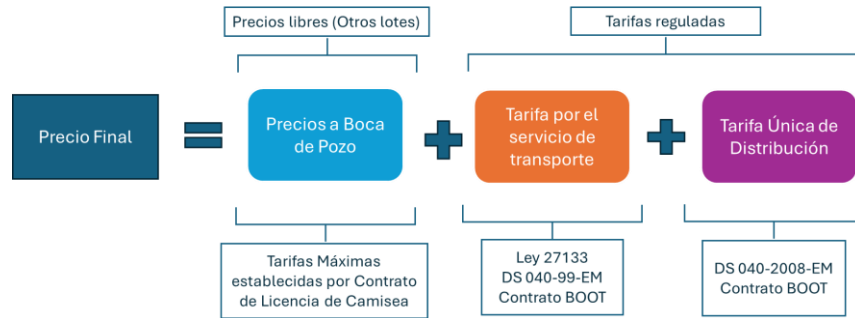
Considerando que la red de ductos de Lima y Callao forma parte de la estructura del Proyecto Camisea, el esquema actual de la retribución económica por el gas natural proveniente del Proyecto Camisea que pagará el Consumidor comprende tres (3) conceptos: (i) el precio del gas natural en boca de pozo, cuyos topes máximos se encuentran regulados en el contrato de licencia de explotación del Lote 88; (ii) la tarifa por el servicio del transporte que involucra el costo por el servicio de traslado del gas natural desde Camisea hasta el City Gate; y (ii) la Tarifa de Distribución (TUD), tal como se muestra a continuación:

⁶⁵ En teoría económica, el coste unitario se obtiene de la suma los costos totales sobre el número de unidades producidas, teniendo el costo medio del producto. Esta es la fórmula más simple para trasladar costos.

⁶⁶ Tal como lo establece el artículo 5 de la Norma de Condiciones Tarifarias, el Concesionario se encarga de trasladar, al Productor y el Transportista, los montos cobrados a los Consumidores Regulados por concepto de compra de gas y servicio de transporte, sin generar pérdida ni beneficio alguno por dicho cobro. Cabe precisar que, según la normativa, para el caso del Consumidor Independiente se permite que estos adquieran directamente el suministro de gas del Productor y el transporte del Transportista.

Figura 1

Precios finales del gas natural



Como bien se describe, únicamente la Tarifa de Distribución será la retribución económica que obtendrá el Concesionario, mientras que los costos del gas natural y la tarifa de transporte son conceptos que remuneran al Productor y al Transportista, respectivamente.

Capítulo III

Potestad Tarifaria de Osinergmin en el Servicio Público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

3.1. Intervención Estatal en el Mercado

3.1.1. *Noción de Regulación*

La *regulación* es uno de los temas más estudiados de las últimas décadas por parte de diversas disciplinas como el derecho, la economía, las ciencias políticas y otras materias. Su objeto de estudio ha sido de interés debido a su grado de influencia en nuestras relaciones cotidianas. Con el fin de conocer con mayor detalle esta figura, a continuación, se expondrán las distintas definiciones que la doctrina se ha encargado de desarrollar.

Desde una concepción más básica, la regulación supone la acción y efecto de regular, siendo este último sinónimo de palabras como “ordenar”, “reglamentar” y “ajustar”. Asimismo, la definición propuesta por la Real Academia Española, que encaja en el concepto que se pretende abordar en este trabajo, es “*determinar las reglas o normas a que debe ajustarse alguien o algo*”. Por su parte, la doctrina se ha encargado de desarrollar este concepto.

El concepto de “regulación” ha sido estudiado por diversos doctrinarios. Baldwin y Cave definen el concepto de “regulación” bajo tres concepciones (Baldwin et al., 2012): (i) un *conjunto específico de órdenes*, que son promulgadas, cumplidas y ejecutadas por un organismo; (ii) una *influencia estatal deliberada*, en un sentido amplio abarca cualquier actividad estatal destinada a influir en el comportamiento empresarial o social; y (iii) *cualquier forma de influencia o control social*, en donde toda medida que afecte el comportamiento es regulación. El aspecto en común de estas concepciones se basa en que la intervención estatal es sinónimo de “ordenar” cualquier comportamiento.

Para Prosser (1997), la “regulación” se entiende como el acto de controlar, dirigir o gobernar una regla, principio o sistema. Ariño y De la Cuétara (2000) definen la regulación como “aquel conjunto de elementos jurídicos, técnicos y decisionales para mantener un sector de actividad humana dentro de unos parámetros determinados” (p. 11).

Probablemente, estos conceptos son los que más se acercan a la concepción básica de regular, la cual históricamente fue entendida como el poder de *policía administrativa* de la Administración Pública. La intervención estatal bajo esta concepción se enfocaba en la preservación de orden público a través de disposiciones que regían las condiciones de seguridad, salubridad y tranquilidad pública. Se trata de la actuación administrativa de mayor trayectoria y amplitud que define el involucramiento del poder público en el comportamiento de los ciudadanos a través de la ordenación, control y supervisión de sus actividades para evitar

la producción de daños, proteger derechos de terceros y promover objetivos de interés general (Laguna, 2022).

Por su parte, Selznick (1985) se asemeja al concepto tradicional de regulación, definiéndolo como el control sostenido y específico ejercido por un organismo público (*control exercised by a public agency*), pero añade un aspecto relevante para el ejercicio de dicho control, y es que este se realice sobre actividades valoradas para la comunidad (*over activities that are valued by the community*).

En línea con ello, Montero (1996) entiende la regulación como “la intervención pública en sectores de interés general dirigida a asegurar la satisfacción de ese interés a través de la definición de las concretas obligaciones jurídicas de los actores privados y del control de su cumplimiento” (p. 584). De esta manera, la regulación se justifica en la relevancia de la actividad, siendo que no todos los sectores son objeto de intervención estatal.

3.1.2. Evolución del Concepto

Como se aprecia, con mayor frecuencia, el concepto se delimita a sectores de estudio específicos. Esto puede explicarse en base a la evolución del significado de la regulación, según relatada Zegarra (2004).

En un sentido funcional, la regulación tiene un origen económico desarrollado en los países anglosajones, particularmente en los Estados Unidos. Ello es así debido a que la regulación norteamericana, a diferencia de la tradición europea, se ha aplicado en las actividades privadas desde hace décadas.

El punto de partida de la regulación se ubica en las actividades privadas afectadas por el *interés público*. La justificación de la intervención estatal en el mercado estaba asociado al hecho de que la actividad revestía de una especial relevancia que daba mérito a su protección.

Un caso emblemático que evidencia la intervención estatal es la sentencia *Munn v. Illinois* de 1876, en donde el Tribunal Supremo norteamericano estableció que, cuando los bienes de dominio privado son afectados por el interés público, dejan de ser únicamente de derecho privado y se vuelven objeto de necesidad pública. En dicha sentencia se analizaron dos elementos que configuraban el interés público: la repercusión pública, es decir, que la actividad afecte a más de un ciudadano, pues no tendría relevancia; y la utilidad pública, esto es, que la actividad sea útil a la comunidad por tratarse de una condición básica de desarrollo para el ciudadano. Así, en la medida que la actividad era de interés público, entonces estaba sujeto a la regulación. Esta sentencia sentó las bases para que el Estado pudiera intervenir en actividades económicas privadas, estableciendo límites al poder privado de fijar precios.

En esta primera etapa se empezó a edificar la teoría de la regulación en la que el término “control y poder de policía” fue sustituido por el de regulación y el interés público. El problema de este periodo es que la regulación no tenía necesariamente un parámetro para su intervención, siendo que se establecía disposiciones estatales cuando el interés público no podía ser satisfecho, lo cual hacía que el Estado participe constantemente en la ordenación de la actividad económica, en lugar de que esta se resuelva por el propio funcionamiento del mercado.

Posteriormente, con la introducción del concepto de *public utility* (empresas de servicios públicos) se delimitó en concepto de regulación. Debido al carácter indispensable de las *public utilities* en el desarrollo de la población, el Estado no podía eludir su intervención estatal, más aún cuando se trataba de prestaciones monopolizadas. En efecto, estas actividades solían desarrollarse sobre la base una posición preponderante del suministrador respecto al consumidor, por lo que se requería de una protección vía regulación.

La finalidad de la regulación en este momento era corregir los problemas de una situación monopólica que afectaba el interés público. Con la intervención estatal se buscaba alcanzar la eficiencia en el mercado a través de la aparición de competencia que permitía la configuración de precios “competitivos”. En este punto se esclarece los derechos y obligaciones asociados al prestador del servicio, reconociéndose el derecho a percibir una retribución económica y la obligación de proveer los servicios adecuados a las necesidades de los usuarios bajo un precio razonable.

Actualmente, el concepto de “regulación” se entiende como una extensión de los objetivos perseguidos por las *public utilities* (como la promoción de la competencia) hacia aquellas actividades que no son consideradas como tales, siendo que la labor general del Estado es promover y resguardar las reglas del mercado en todas las actividades económicas existentes. Así, la actividad regulatoria, además de regular el monopolio o promover la competencia, deberá velar por otros objetivos tales como asegurar la continuidad de la provisión del servicio, resguardar la libertad de los usuarios y garantizar una relación conveniente entre eficiencia y calidad del servicio.

Dicho de otro modo, la intervención pública en la economía ha sido tradicionalmente a través de la tutela estatal de los servicios públicos. Sin embargo, con los conceptos de liberalización y competencia se han desplazado las bases de la tutela estatal hacia una nueva función asegurada por instituciones independientes de la administración tradicional. La regulación moderna implica una intervención continua de los poderes públicos respecto de la actividad y el comportamiento de las empresas, buscando un equilibrio y una ordenación que no son exclusivamente imperativos.

La evolución del concepto de regulación ha pasado de ser una intervención estatal en actividades privadas afectadas por el interés público, a una herramienta compleja que incluye la regulación de monopolios naturales, la corrección de fallos del mercado y la protección de intereses sociales. Esta evolución refleja un cambio desde un control estatal directo hacia una regulación más técnica y especializada, adaptada a las necesidades de un mercado globalizado y competitivo.

3.1.2. Regulación Económica

En un sentido amplio, el concepto de regulación permite la existencia de diversos “tipos” de regulación como, por ejemplo, la regulación civil o institucional que garantiza las condiciones en las que se va a desarrollar una sociedad para que logre el adecuado desenvolvimiento de su libertad, reconociéndose derechos y mecanismos de protección que hagan valer tales derechos ante eventuales violaciones. Así como la regulación social, la cual se basa en tratar de conciliar el desarrollo de la actividad individual con las exigencias del interés público (Sendin, 2003).

Sin perjuicio de lo anterior y con propósitos de clasificación, se distingue la regulación en dos grandes grupos (Ariño, 1996; Salazar, 2008): una regulación externa que establece reglas para el desarrollo de una actividad económica, pero sin involucrarse en las decisiones empresariales (la regulación social); y una regulación intrínseca centrada fundamentalmente en las condiciones económicas de los sectores intervenidos (la regulación económica).

Sobre esta última, la regulación económica supone un grado de intervención mucho más restrictivo, debido a que se involucra en el margen de decisión discrecional de los agentes, a diferencia de otras medidas estatales que únicamente condicionan la actuación de estos, pero sin reducir su margen de libre decisión.

De la Cruz Ferrer (2002) define la *regulación económica* como una de las formas de intervención pública que restringe, influye o condiciona las actuaciones de los agentes económicos por razones de equidad para alterar ya sea la distribución del ingreso o la distribución de recursos, bajo conceptos de eficiencia económica. Así también, se define como el medio de intervención dirigido a fijar el marco de actuación de los sujetos económicos que intervienen en un determinado sector, con el fin de responder a las deficiencias que el simple funcionamiento del mercado produce (Sendin, 2003; Lasheras, 1999).

Según Barrantes (2019), la regulación económica se construye sobre la base de los principios de la teoría microeconómica. Esta última sostiene que la competencia es la forma más eficiente para asignar los recursos y el mecanismo por excelencia para maximizar los beneficios de la sociedad (bienestar social). Lograr la eficiencia es un objetivo social porque

incrementa el bienestar general, mejorando la situación de la sociedad en su totalidad. El derecho tiene la responsabilidad de facilitar la consecución de una situación eficiente, es decir, de establecer normas que nos conduzcan a situaciones progresivamente mejores (más eficientes). De esta manera, se maximiza la utilidad social, logrando un uso más efectivo de los recursos limitados disponibles (Bullard, 2018).

Así, dado que en la práctica las estructuras de mercado operan lejos de las condiciones de competencia perfecta, el objetivo de la regulación económica es minimizar la pérdida de la eficiencia social, a través de simular el resultado que se obtendría en competencia perfecta. De esta manera, la regulación económica procura sustituir las reglas del mercado a través del modelo de empresa eficiente, basándose en un esquema que determina la remuneración de la empresa regulada sobre la base de la estimación de costos de una empresa que opera en un mercado con competencia (Schmerler et al. 2017).

Su intervención responde a la presencia de fallas en el mercado que conducen a asignaciones ineficientes de los recursos, siendo las más resaltantes: el poder del mercado, las asimetrías de la información, las externalidades, entre otros. Como técnica regulatoria, se encuentran instrumentos de regulación vinculados con el control de precios, de productos o de administración⁶⁷. Dichas medidas permiten reducir la pérdida de la eficiencia social que genera las fallas del mercado y maximiza el bienestar social.

El monopolio natural, descrito como un fracaso del poder de mercado, es una característica predominante en la actividad de distribución del gas natural por red de ductos, tal como se ha relatado en el Capítulo 1⁶⁸. En este supuesto, para evitar que el monopolista abuse de su posición aplicando precios excesivos a los consumidores, el mecanismo empleado por la regulación económica que contrarresta este fenómeno es la determinación de tarifas (procedimiento de fijación tarifaria) (Alza, 2011), de la mano con la regulación de la calidad y seguridad del servicio en cuestión.

3.1.3. Regulación de Tarifas Como Instrumento de la Regulación Económica

Tradicionalmente, se distingue tres potestades administrativas relacionadas con la ordenación de precios para el establecimiento de la contraprestación de determinados bienes y servicios: tasas, tarifas y precios administrativos (Villar, 2000).

⁶⁷ BARRANTES CÁCERES lista los siguientes instrumentos regulatorios: fijación de tarifas o precios, regulación de cantidades, regulación de calidad y condiciones de servicio, regulación a la entrada del mercado, entre otros.

⁶⁸ La existencia de monopolios en el sector energético se justifica principalmente por los altos costos de inversión y la presencia de economías de escala. En ese sentido, dentro de los objetivos perseguidos por la regulación en este sector se encuentra, la recuperación de los costos invertidos, el uso eficiente de la red, la provisión del servicio de calidad y los incentivos para la participación de la inversión privada.

En primer lugar, la tasa administrativa o también denominada potestad tributaria. Una tasa es un tributo que se paga por la prestación de un servicio público o por el uso de bienes públicos. A diferencia de las tarifas, las tasas no necesariamente cubren todos los costos del servicio y pueden tener un componente redistributivo o de financiamiento de otras actividades del Estado.

En segundo lugar, la potestad de fijación de precios es la actividad reglamentada que determina el precio de un producto o servicio desarrollado en una actividad privada que, por sus características, son de interés general, mas no implica una titularidad pública, como si lo ostenta una actividad declarada servicio público.

En este supuesto, el fundamento de la intervención estatal radica en la garantía de resguardar bienes jurídicos esenciales, con el objetivo de controlar la inflación, proteger a los consumidores o regular mercados estratégicos. Un claro ejemplo de este tipo de fijación es la relativa a la fijación de precios en medicamentos.

En tercer lugar, nos enfocaremos en el concepto de *tarifa*. La potestad tarifaria es aquella que ostenta la Administración Pública como titular de un servicio público. Se trata de una potestad unilateral de cobro fundamentada en la titularidad pública que tiene como principal función asegurar la viabilidad económica del servicio, por lo que se tiene una relación directa con la retribución económica al gestor de la actividad.

Un aspecto importante de la tarifa que se distingue del precio, y que refuerza nuestra postura en este estudio, es que los precios administrativos no siempre reflejan los costos reales de producción y pueden ser utilizados como herramienta de política económica. Por el contrario, la tarifa debe concebir los costos operativos y de mantenimiento por la prestación de la actividad, e inclusive conceptos de capital y depreciación de los activos empleados, y, sobre todo, lograr asegurar una rentabilidad adecuada para aquellas empresas que los provean.

Nótese que lo anterior refuerza la teoría de este estudio respecto de que la Tarifa de Distribución únicamente remunera lo estrictamente vinculado con la prestación del servicio de distribución de ductos, sin perder de vista la rentabilidad que dicha actividad, por lo que otros conceptos adicionales no guardan relación con la concepción teórica de la potestad tarifaria. A estas ideas se volverá cuando se analice la potestad tarifaria de Osinergmin.

En sentido amplio, la tarifa es el *precio privado* fijado por la Administración Pública como instrumento de regulación económica. Tornos (1982) la define como el precio remunerativo por el servicio público, el cual es fijado por el titular de la potestad tarifaria cuyo derecho a su percepción nace desde la provisión del servicio.

Los principios que rigen la tarifa son, principalmente, la recuperación de la inversión, la rentabilidad razonable del capital y la determinación de incentivos a la eficiencia (Ariño, 2004). En el régimen concesional, la tarifa es la retribución económica del concesionario por la prestación del servicio público que los usuarios se encuentran obligados a pagar, por lo que tiene una calificación de prestación patrimonial de carácter público (Laguna, 2022; Villar, 2000).

La tarifa es un instrumento de regulación económica que se encarga de contrarrestar los efectos del poder de mercado (por ejemplo, un mercado monopólico). Su creación es una consecuencia ante la inexistencia de competencia en el mercado que se da en un régimen de servicio público, por lo que la fijación tarifaria será la manifestación de la intervención estatal que introduce o incentiva la competencia.

No debe perderse de vista que lo que se pretende en la regulación es alinear objetivos entre el prestador del servicio y el consumidor, de manera que se logre maximizar el resultado para los intervinientes: desde el lado del consumidor un servicio de calidad y desde el lado del prestador una retribución económica que refleje los costos asociados al servicio y una rentabilidad. Así, tratándose de servicios que no son prestados en condiciones de competencia, la regulación tarifaria busca establecer la contraprestación a pagar por el usuario del servicio que refleje, en la medida de lo posible, el costo económico de brindar el servicio en condiciones de calidad, sustentándose en que el mercado por sí solo no garantiza condiciones de libre competencia (Salinas, 2016).

3.2. Organismos Reguladores de los Servicios Públicos

Como se ha visto, la intervención del Estado en las actividades económicas se justifica en la necesidad de corregir fallas del propio mercado que, debido a sus características, no puede autorregularse y requiere de un ente independiente que ostente un grado de coerción para reglarlo.

En este punto conviene introducir el concepto de Organismos Reguladores como una nueva forma de Administración Pública que cumple con un rol de gestión especializado en el ámbito del sector asignado, cuya necesidad radica justamente en el dinamismo de la regulación de los mercados y la necesidad de encontrar un punto medio entre garantizar un marco institucional estable para el desarrollo e intervención de los agentes económicos que participan y, a su vez, resguardar los derechos de la ciudadanía.

A finales del Siglo XX, en el Perú – como en la mayoría de los países de la región- se produjo un cambio estructural de la percepción del rol del Estado. Debido a la liberación de los mercados y el proceso de privatización de las empresas públicas, el Estado dejó el rol de

productor y paso a ser un Estado regulador que buscaba ordenar, de manera subsidiaria, las actividades económicas. Producto de la reconfiguración del papel del Estado en la economía, se creó una nueva estructura organizativa administrativa que se acomodaba al nuevo marco legal que introducía novedosas potestades regulatorias.

Los organismos reguladores fueron creados para garantizar un tratamiento técnico de la regulación y supervisión de actividades económicas calificadas como servicios públicos, o que se desarrollan en condiciones de monopolio natural o poco competitivas.

Brevemente, la evolución de los organismos reguladores en el Perú puede dividirse en las siguientes tres etapas: la primera etapa inicia con la creación del Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones (Osiptel), el organismo regulador del Perú. Su creación se introdujo con la Ley de Telecomunicaciones en 1991, previo incluso a la privatización de las empresas de telecomunicaciones. Durante este periodo, además, se crearon otros organismos como la Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento (Sunass), en 1992, el Osinergmin -entonces, Osinerg, en 1996, y el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte y Uso Público (Ositran), en 1998. Para este momento, no existía un marco legal general que permitiese comprender un régimen jurídico ordenado que uniformizara los alcances del desarrollo de estos reguladores.

La segunda etapa se concibe con la consolidación del desarrollo de los organismos reguladores a partir de la publicación de la Ley No. 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (“LMOR”). Finalmente, la tercera etapa marcada por la expedición de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo (LOPE), que estableció mecanismos y condiciones para la creación de nuevos reguladores, conocidos mayoritariamente como superintendencias y organismos técnicos especializados.

Sin perjuicio de ello, nos enfocaremos en los alcances de Osinergmin.

Así pues, desde el año 2000, los organismos reguladores de los servicios públicos fueron concebidos como tal con la aprobación de la LMOR. La finalidad de su creación fue establecer un carácter técnico especializado en la regulación de las actividades económicas calificadas como *servicios públicos* o de aquellos sectores que, por sus condiciones poco competitivas, requerían de la intervención estatal (Danós, s.f.). Conforme con la LMOR, se establece la denominación de organismos reguladores⁶⁹ como organismos públicos descentralizados

⁶⁹ (i) Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones (Osiptel); (ii) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin); Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte y Uso Público (Ositran); y, (iv) Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento (Sunass).

adscritos a la Presidencia del Consejo de Ministros con personería de derecho público interno y con autonomía administrativa, técnica, económica y financiera. Bajo esta ley se reconocen como organismos reguladores a: (i) Osiptel, (ii) Osinergmin, (iii) Ositran y (iv) Sunass.

Como bien se ha indicado, la novedad de la creación de los organismos reguladores radicaba en el establecimiento de potestades que solo estas entidades pueden ejercer en el ámbito de su competencia. El artículo 3 del LMOR establece el ejercicio de las funciones dentro de su ámbito de competencia, las cuales son descritas a continuación de manera general:

- (i) Función supervisora, comprende la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales o técnicas.
- (ii) Función normativa, comprende la facultad de dictar los reglamentos, normas que regulen los procedimientos a su cargo, mandatos y otras normas de carácter particular.
- (iii) Función fiscalizadora y sancionadora, comprende la facultad de imponer sanciones por el incumplimiento de obligaciones legales o técnicas, así como las obligaciones contraídas por los concesionarios.
- (iv) Función de solución de controversias, comprende la facultad de conciliar intereses contrapuestos entre los agentes que participan en el sector.
- (v) Función de solución de reclamos de los usuarios.
- (vi) Función reguladora, comprende la facultad de fijar tarifas de los servicios y actividades que se encuentran bajo su ámbito.

Mediante la Ley 26734 dictada en el año 1996 se creó Osinergmin. No obstante, para ese entonces, Osinergmin no contaba con todas las funciones que le fueron otorgadas con la LMOR. En ese momento, el regulador se encargaba de verificar cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas vinculadas a su ámbito de competencia, siendo esto lo que se describe como la función supervisora, por lo que, a partir de la publicación de la LMOR, los organismos reguladores pasan a tener una mayor relevancia jurídica, ello debido a que se les otorga diversas potestades que les permiten regular, en mejor posición, los sectores bajo su competencia.

Las funciones reconocidas por la LMOR también se encuentran definidas en el Reglamento General de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo No. 054-2001-PCM ("Reglamento General"), el cual fue aprobado para adecuar el marco legal que reconocía nuevas potestades administrativas a dicho organismo.

3.3. Potestad Reguladora de Osinergmin en la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

Garrido Falla define a la potestad como “un poder de actuación que, ejercitándose de acuerdo con normas jurídicas, produce situaciones jurídicas en las que otros sujetos resultan obligados”⁷⁰.

Con mayor extensión, Muñoz Machado, en línea con lo expuesto por Santi Romano, describe este concepto de la siguiente manera: “Las potestades suponen poderes generales de actuación conferidos por el ordenamiento jurídico, cuya titularidad no implica la existencia de otros sujetos obligados, sino, simplemente, potencialmente afectados y sometidos a dicha potestad, de la que pueden derivar beneficios (una regulación favorable) gravámenes (una nueva exacción tributaria), o situaciones neutrales o indiferentes (como ocurre, normalmente, con el ejercicio por la administración de su potestad de organización)”⁷¹.

En similar forma, Cassagne se refiere a la potestad como el poder jurídico que se manifiesta a través de su ejercicio concreto, creando una situación de sujeción en la que los administrados pueden verse obligados a soportar situaciones desventajosas o beneficiarse de las ventajas que resultan de dicho ejercicio. Para asegurarse de su legitimidad, este poder debe estar fundamentado en la Constitución, en la ley formal y material, o en reglamentos delegados, siempre dentro de los límites impuestos y los criterios interpretativos establecidos por la jurisprudencia.

En términos análogos, García de Enterría y Fernández (2006) comentan lo siguiente: “El principio de legalidad de la administración, con el contenido explicado, se expresa en un mecanismo técnico preciso: la legalidad atribuye potestades a la administración. La legalidad otorga facultades de actuación, definiendo cuidadosamente sus límites, apodera, habilita a la administración para su acción confiriéndole al efecto poderes jurídicos. Toda acción administrativa se nos presenta como ejercicio de un poder atribuido previamente por la ley y por ella delimitado y construido. Sin una atribución legal previa de potestades, la administración no puede actuar.”

La potestad es un concepto jurídico que se refiere a un poder de actuación conferido por el ordenamiento jurídico a ciertos sujetos, generalmente a la Administración Pública, para que puedan ejercer determinadas funciones y tomar decisiones que afectan a otros sujetos. Este

⁷⁰ GARRIDO, Fernando; PALOMAR, Alberto, LOSADA, Herminio (Autores). *Tratado de Derecho Administrativo*. Volumen I (11a ed.). Tecnos. Madrid, 2002, pp. 360.

⁷¹ MUÑOZ, Santiago. *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General*, Tomo I (2a ed.). Madrid, 2006, pp. 523.

poder debe ejercerse conforme a las normas jurídicas establecidas y produce situaciones jurídicas que pueden obligar, beneficiar o ser neutrales para los sujetos afectados.

En resumen, la potestad es un poder jurídico conferido por el ordenamiento legal que permite a la Administración Pública actuar dentro de los límites establecidos por la ley, afectando a otros sujetos de diversas maneras.

La potestad de un organismo regulador se interpreta como la facultad que tiene para reglar un área específica de su competencia, en este caso para Osinergmin los sectores de energía y minería. Pero, ¿de dónde proviene este poder?

García de Enterría y Fernández (2006) comentan que:

La Administración, como persona jurídica, se compone de órganos, a través de los cuales se manifiesta y obra. Una concreción ulterior ha de precisar que solo podrá dictar el acto considerado aquel órgano de la Administración que tenga atribuida la competencia para ello. (...) Bástenos decir, simplemente, que la competencia es «la medida de la potestad que corresponde de cada órgano», siendo siempre una determinación normativa. A través de la norma de competencia se determina en qué medida la actividad de un órgano ha de ser considerada como actividad del ente administrativo. (p. 592)

De esta manera, el “poder” que ejerce una Administración Pública proviene de una disposición legal específica que delimita su accionar.

En términos coloquiales, en el ámbito del Derecho, la "potestad" se refiere al alcance de acción que una Administración Pública tiene según lo establecido por una norma. Por lo que, mientras que una persona, como ente de derechos y obligaciones, actúa dentro del marco legal con cierta libertad, una Administración Pública solo puede actuar en la medida que la ley así lo permita o autorice. Así, un organismo regulador – al ser este una Administración Pública – estará restringido a un ámbito de actuación definido por la ley.

En este punto conviene precisar el contraste que existe entre la noción de *potestad administrativa* antes descrita y el concepto de *función administrativa*⁷². La función administrativa se refiere a toda la actividad que lleva a cabo la Administración Pública en su carácter de tal, esto es, gracias al ejercicio de la potestad. Este concepto es amplio y cubre todas las acciones de los funcionarios en el ejercicio de sus funciones, diferenciándose de la actuación personal del funcionario.

⁷² MAIRAL, Héctor. Hacia una noción más acotada del acto administrativo (donde se explica cómo los argentinos pasamos, sin darnos cuenta, de obedecer la ley a obedecer a los funcionarios públicos). *El Derecho Administrativo en la Práctica*. 1er Edición. Buenos Aires, 2013, pp. 507-556.

En términos más específicos, la función administrativa se puede interpretar de manera más estricta como sinónimo de potestad administrativa. La presencia de la función administrativa tiene la consecuencia jurídica de hacer responsable al Estado si, en el ejercicio de dicha función, se causan daños a un particular, ya sea por una conducta fáctica o jurídica.

En consecuencia, el marco legal es el que definirá cuál es el alcance del ejercicio de la potestad tarifaria de Osinergmin.

Desde una perspectiva doctrinal, en línea con lo mencionado anteriormente, la *potestad tarifaria* es aquella que ostenta la Administración Pública, como titular del servicio público, que exige a los usuarios una contraprestación económica por la provisión del servicio. Su función es asegurar la viabilidad económica del servicio, de manera que tiene relación directa con la retribución del gestor (el concesionario) y con la garantía pública del equilibrio económico-financiero del concesionario (Villar, 2000). Así, conforme lo desarrolla Villar, la potestad tarifaria se encuentra delimitada por tres (3) principios para su adecuada fijación, estos son: (i) el principio de no discriminación, (ii) el principio de orientación a costes, y (iii) el principio de transparencia y motivación.

Sobre este último se entiende que la regulación orientará su ejercicio en la determinación de precios que sustenten razonablemente el valor económico por la prestación del servicio realizado, observándose que la retribución del concesionario contempla conceptos que deben compensar los costos de inversión, los costos operativos y de mantenimiento, así como la rentabilidad por el servicio ofrecido.

Bajo esta connotación, la potestad tarifaria se refiere a la función de la Administración Pública de regular la contraprestación económica (tarifa) del titular que presta el servicio público, mediante un procedimiento que establezca las reglas que conlleven a delimitar el régimen tarifario, teniendo en cuenta criterios de eficiencia. A esto se le denomina “fijar” tarifas.

Es importante mencionar que la regulación de precios al incidir en la libertad de empresa de manera directa merece ser reservada a la ley. No obstante, la concreta fijación de precios (es decir, el procedimiento) establecida para un periodo determinado, normalmente no tiene carácter normativo, sino resolutivo (Laguna, 2022).

Estos aspectos resultan relevantes para el marco legal peruano, puesto que la posibilidad que tienen la Administración Pública para fijar tarifas (“precio regulado”) para los servicios públicos emana de lo establecido en una norma con rango legal. Mediante la LMOR, una norma de rango legal se reconoce la potestad tarifaria; mientras que el procedimiento de fijación tarifaria se aprueba por resoluciones de consejo directivo del mismo organismo regulador.

Así, el literal b) del artículo 3 de la LMOR reconoce la función reguladora de Osinergmin otorgándole la facultad de *fijar las tarifas de servicios*, pero lo limita al ámbito exclusivo de su competencia, lo cual deduciblemente se refiere a los sectores de electricidad, hidrocarburos y minería. En este punto conviene precisar que la potestad deriva de la ley, la cual emana del accionar de la Administración Pública, a través de la concreción de conductas que permiten materializar el poder conferido. Por lo que, es natural que la definición de las acciones concretas de la potestad reguladora se exponga en una norma de rango legal inferior.

En esa línea, el Reglamento General define con mayor detalle los alcances a la potestad tarifaria, siendo que Osinergmin se encuentra facultado únicamente para fijar tarifas del servicio público de electricidad, así como del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos y el servicio de distribución de gas natural por red de ductos.

Asimismo, el artículo 28 del citado Reglamento precisa las tarifas sujetas a regulación por parte de Osinergmin:

- a) Tarifas en barras en el subsector electricidad.
- b) Tarifas para los usuarios del servicio público de electricidad.
- c) Tarifas de transmisión principal y secundaria en el subsector electricidad.
- d) Tarifas del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos.
- e) **Tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, así como de distribución de electricidad.**

Nótese que, tal como lo establece el Reglamento General, la potestad tarifaria de Osinergmin se regirá por criterios de eficiencia en la asignación de recursos para obtener beneficios sociales al menor costo posible⁷³.

Considerando los alcances antes descritos, en lo que respecta a la distribución de gas por red de ductos, se puede concluir que Osinergmin ostenta la facultad reguladora para fijar la Tarifa de Distribución y establecer el procedimiento de fijación tarifaria. Ello es así dado que la actividad de distribución se desenvuelve en un monopolio natural que necesariamente requiere de la regulación económica para revertir el poder del mercado. Los alcances que definirá Osinergmin para establecer la tarifa deberán basarse en criterios de eficiencia que permitan la ficción de competencia (modelo de empresa eficiente).

⁷³ “Artículo 14.- Principio de Eficiencia y Efectividad

La actuación de OSINERG se guiará por la búsqueda de eficiencia en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto.”

Capítulo IV

Procedimiento Temporal y Derecho de Traslado de Costos: Análisis de la Problemática

4.1. Contexto Situacional y Limitación de la Problemática

En el año 2020, al igual que en otros países del mundo, el Estado peruano emitió diversas disposiciones normativas vinculadas a mitigar y contrarrestar los efectos de la pronta propagación del COVID-19 que afectaban la salud de la ciudadanía.

El 11 de marzo de ese año, fecha en la que la Organización Mundial de la Salud catalogó el brote de COVID-19 como una pandemia, mediante Decreto Supremo No. 008-2020-SA, el Perú declaró la Emergencia Sanitaria a nivel nacional, estableciéndose entre otros, medidas vinculadas con la gestión del ingreso y salida de los ciudadanos al país, la suspensión de la prestación de servicios educativos, así como, diversas medidas relativas a la prevención y control de la propagación del virus en espacios públicos y privados, tales como el transporte público y los centros laborales.

A tan solo días de haberse declarado la Emergencia Sanitaria, y como resultado del avance en el contagio de la población con el COVID-19, el 15 de marzo de 2020 mediante Decreto Supremo No. 044-2020-PCM se declara el Estado de Emergencia Nacional, y con ello, se establecieron medidas de carácter excepcional, entre las cuales destacaba la suspensión de los derechos constitucionales relativos con el ejercicio de la libertad, limitándose el tránsito de las personas y el acceso a los espacios públicos.

Es importante mencionar que, durante el Estado de Emergencia Nacional, se garantizaba la continuidad de los servicios esenciales, tales como, el abastecimiento de alimentos y medicinas, la prestación de servicios de agua y saneamiento, el suministro energético (electricidad, gas y combustible), telecomunicaciones, limpieza y recojo de residuos, así como, servicios funerarios. Razón por la cual, las empresas privadas que prestaban alguno de estos servicios no sufrieron, en ningún momento, el corte de sus actividades, pues se encontraban obligados a continuar operando.

Sin embargo, esta situación no fue la misma para el caso de otras industrias. La inmovilización impuesta por el Gobierno tuvo como resultado la paralización de diversas actividades económicas que debido a sus características no podían realizarse desde casa. La suspensión de actividades de los diversos comercios e industrias generó una importante reducción en el consumo energético, y como tal en la demanda del gas natural.

Lejos de cuestionar la RCD 073 y los vicios que pudiesen encontrarse, este trabajo se centra exclusivamente en determinar si bajo la normativa vigente en el momento que se emitió

el Procedimiento Temporal, Osinergmin – como ente regulador de la distribución de gas por red de ductos – contaba con las competencias suficientes para establecer una metodología de cálculo del Precio Medio de Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte, encontrando su límite (presumiblemente) en este caso, en los derechos reconocidos en el contrato de concesión del concesionario de distribución de gas natural del área de Lima y Callao, Cálidda.

4.2. El Procedimiento Temporal y el procedimiento de fijación tarifaria vigente a la publicación del RCD 073

En el contexto antes descrito, en junio de 2020, Osinergmin decide aprobar la RCD 073 a través de la cual se implementa el Procedimiento Temporal sustentándose en el Informe Técnico No. 213-2020-GRT y el Informe Legal No. 214-2020-GRT, cuya finalidad consistía en establecer la metodología de cálculo del PMG y el CMT, los cuales corresponden a los costos incurridos por el Concesionario para adquirir el gas natural (molécula) del Productor y la capacidad de transporte del Transportista respectivamente, que deben ser trasladados a los Consumidores en la facturación por el servicio de distribución de gas natural por red de ductos.

Según expone Osinergmin, producto de la paralización de diversas actividades económicas, el volumen de la demanda de gas natural tuvo una caída extraordinaria e imprevisible. El Osinergmin señalaba que, bajo la normativa vigente en ese momento, no existía un mecanismo legal que contrarreste la caída de la demanda de gas natural, por lo que resultaba necesario normar un procedimiento que revise y modifique -de manera temporal- el procedimiento de fijación tarifaria aprobado.

Para comprender cuál fue la metodología implementada por el Procedimiento Temporal, es importante retroceder al régimen tarifario aplicable para la distribución por ductos de Lima y Callao para el año 2020. En ese entonces, se encontraba vigente la Resolución de Consejo Directivo No. 055-2018-OS-CD ("RCD 055"), a través de la cual Osinergmin -una vez concluido el procedimiento de fijación tarifaria descrito en el Capítulo anterior aprobó la Tarifa de Distribución del periodo 2018-2022 y, a su vez, el procedimiento de facturación de los costos medios del gas natural y el servicio de transporte.

Sin embargo, con el Procedimiento Temporal se introduce una forma de cálculo para determinar el PMG y el CMT, el cual no existía bajo las normas vigentes de ese momento.

Al respecto, como bien relatamos en el Capítulo 2, el costo del gas natural (PMG) y el costo por el servicio de transporte (CMT) son conceptos no remunerativos que el Concesionario tiene derecho a trasladar al Consumidor, conforme lo establece el Reglamento de Distribución

y el Contrato BOOT. Se trata de los costos en los que tiene que incurrir el Concesionario para suministrar el gas natural a los Consumidores y sobre los cuales no margina.

Ahora bien, para ese entonces, la forma cómo debía trasladar tales costos se encontraba previsto en el literal a) del artículo 13 de la RCD 055, el cual señalaba que la facturación por los conceptos del gas natural y del transporte del mismo se efectuaban conforme a lo previsto en el artículo 12 de las Norma de Condiciones Tarifarias⁷⁴, cuyo texto era el siguiente:

“Artículo 12.- Compra del Gas y Transporte

Para el caso de los Consumidores Regulados, el Concesionario facturará el gas comprado al Productor o suministrador y los servicios de transporte respectivos. **Estos pagos se aplicarán como un precio medio del gas y un costo medio de Transporte**, respetando las características particulares que presente cada contrato de concesión o procedimiento de facturación asociado.

Los costos de compra de gas y del servicio de transporte serán trasladados al Consumidor, de la siguiente manera:

- a) El **costo del Gas Natural** comprado a el(los) Productor(es) o suministrador(es) será transformado en un precio medio del gas expresado en unidades monetarias por Sm³. **Dicho costo medio se obtendrá dividiendo el monto total pagado por el Concesionario, sin incluir el pago del volumen de Gas Natural para su consumo; entre el volumen del Gas Natural facturado a los clientes.** Cuando exista más de un Productor y/o suministrador de Gas Natural, se asignará a los usuarios con consumos menores a 300 Sm³/mes el menor precio de suministro.
- b) El **costo del servicio de transporte de Gas Natural** pagado al Transportista será transformado en un costo medio de Transporte expresado en unidades monetarias por Sm³. **Dicho costo medio se obtendrá dividiendo el monto total pagado por el Concesionario, sin incluir el pago del volumen de Gas Natural transportado para su consumo; entre el volumen del Gas Natural facturado a los clientes.**
 - i. Se sumará al monto de la factura por el servicio de transporte firme más interrumpible, pagado al transportista de la concesión de la Red Principal, los montos correspondientes por la transferencia de capacidad de Transporte en el

⁷⁴ La Norma de Condiciones Tarifarias fue posteriormente modificada con la finalidad de incluir la metodología de cálculo del PMG y el CMT como parte del procedimiento de fijación tarifaria aplicable de manera general, y no solo por temporalidad. Sin perjuicio de ello, para efectos del presente estudio, nos enfocaremos en la normativa vigente al momento en que se emitió la RCD 073 que aprobó el Procedimiento Temporal.

Mercado Secundario. Dichos montos deberán ser positivos para los que reciben la transferencia y negativo para quienes aportan la transferencia.

- ii. Para efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior, el costo por la transferencia de capacidad de Transporte en el Mercado Secundario, no excederá la Tarifa Regulada de la Red Principal. El Concesionario tiene la obligación de remitir a Osinergmin copia del acuerdo o contrato de transferencia de Capacidad de Transporte efectuada en el Mercado Secundario, previo a su incorporación en los pliegos tarifarios.

En cualquier caso, los precios medios del suministro y costos medios de Transporte serán definidos trimestralmente por el Concesionario en forma posterior al consumo. Las diferencias entre los costos reales y los ingresos percibidos por el Concesionario serán asignados a los siguientes periodos de facturación.

Los saldos a favor o en contra provenientes de las evaluaciones trimestrales serán liquidados anualmente por Osinergmin conforme el procedimiento que este apruebe.”

De lo anterior, encontramos dos (2) aspectos relevantes relativos al costo de gas natural y el costo del servicio de transporte: (i) los costos debían ser trasladados como *precios medios* en la facturación del Consumidor; y, (ii) el costo medio se obtendría de la división entre el monto total pagado (sea al Productor o Transportista) y el volumen total contratado para prestar el servicio de suministro (sea por la adquisición del gas y la reserva del transporte por ductos). Simplificando el traslado de los costos de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Costo de gas natural (molécula)} &= \frac{\text{Monto total pagado al Productor}}{\text{Volumen total contratado al Productor}} \\ \text{Costo del servicio de transporte} &= \frac{\text{Monto total pagado al Transportista}}{\text{Volumen total contratado al Transportista}} \end{aligned}$$

Este traslado simple de los costos se justifica en que el Concesionario no recibe ningún tipo de beneficio económico, por lo que el *pass through* debe mantenerse neutro en la medida de lo posible.

Sin embargo, con la publicación de la RCD 073 que aprobó el Procedimiento Temporal, Osinergmin cambia las reglas de la facturación -de un procedimiento ya fijado por la RCD 055- aplicando criterios de “eficiencia” para “regular” el *pass through*.

En efecto, el Procedimiento Temporal establece que las cantidades contratadas del gas natural y el servicio de transporte deberán ser acordes a la demanda efectiva de los Consumidores, precisando que en caso existan costos “ineficientes” ocasionados por una cantidad de gas natural o una capacidad de transporte sobredimensionada, esta será atribuible

al Concesionario⁷⁵. De esta manera, se ordena que el monto facturado por el gas natural será igual al producto del PMG vigente por el volumen consumido en el mes de facturación; mientras que el monto facturado por el transporte de gas natural será igual al producto del CMT vigente por el volumen consumido en el mes de facturación.

Para cumplir con este criterio, Osinergmin establece las siguientes fórmulas para fijar el PMG y el CMT:

- (i) El PMG resulta de la división entre el Costo Reconocido por el suministro de gas natural (CRG) y el Volumen de gas natural entregado por el Productor para atender la demanda (VEP).

$$\text{PMG}_i = \frac{\text{CRG}_i}{\text{VEP}_i}$$

En este esquema, el CRG también se encontrará determinado a través de una fórmula en la que se suma el margen de reserva del suministro (CMRG) y el producto del precio del gas (PG) y la suma de volúmenes diarios del gas natural (VEP).

$$\text{CRG}_i = \sum [\text{PG}_{i,m} \times \text{VEP}_{i,m}] + \text{CMRG}_i$$

- (ii) El CMT resulta de la división entre el Costo Reconocido por el servicio de transporte (CRT) y el Volumen de gas natural entregado por el Transportista para atender la demanda (VET).

$$\text{CMT}_{\text{RP}} = \frac{\text{CRT}_{\text{RP}}}{\text{VET}}$$

En este esquema, el CRT también se encontrará determinado a través de una fórmula en la que se incluye la Tarifa de Red Principal (TRP), la suma de los volúmenes diarios de gas natural entregados por el Transportista (VET), el margen de reserva del transporte (MR) y el costo por el servicio interrumpible (CIMS).

$$\text{CRT}_{\text{RP}} = \text{TRP} \times (\text{VET} + \text{MR}) + \text{CIMS}$$

⁷⁵ “5.1 Las cantidades de gas o las capacidades de transporte contratadas deben ser acordes con la demanda de los consumidores y en caso de existir costos ineficientes ocasionados por una cantidad de gas natural o capacidad de transporte sobredimensionada, atribuibles a errores de planificación o a estrategias empresariales del Concesionario, éstos deben ser de entera responsabilidad de este último, y no ser trasladados a los consumidores.”

Asimismo, conforme lo establece el Procedimiento Temporal, la fijación del PMG y el CMT está sujeto a la revisión de Osinergmin. Ello toda vez que, de manera mensual, el Concesionario se encuentra obligado a presentar el pliego tarifario habiendo calculado el PMG y CMT correspondiente, y adjuntándose el sustento documental para que Osinergmin verifique la debida aplicación de las fórmulas antes descritas, pudiéndose presentar observaciones para su corrección.

De la revisión del contenido del Procedimiento Temporal y las disposiciones normativas que se encontraban vigentes (la RCD 055 y la Norma de Condiciones Tarifarias), evidentemente existe una sustancial diferencia en la determinación del PMG y el CMT.

El Procedimiento Temporal establece una metodología de cálculo para trasladar los costos del gas natural y el servicio de transporte al Consumidor empleando fórmulas para su determinación (montos a facturar), sin estimar la existencia de la diferencia de montos que pudiesen existir entre lo efectivamente contratado por el Concesionario y lo efectivamente cobrado al Consumidor. Además, el Procedimiento Temporal regula aspectos procedimentales, que como bien hemos indicado, serán revisados por el Osinergmin.

Mientras tanto, bajo la regulación anterior, los costos se trasladaban a través de “costos medios” confluyendo el monto total pagado para atender el suministro entre el volumen efectivamente facturado.

4.3. La potestad tarifaria de Osinergmin en la RCD 073

La determinación del PMG y el CMT contempla rasgos que naturalmente nos hacen pensar en la regulación de precios (*potestad de fijación de precios*), ello dado que establece un procedimiento para determinar conceptos que formarán parte del precio final que pagará el Consumidor por el suministro de gas natural (tarifa final)⁷⁶. Similar mecanismo empleado como técnica de regulación económica⁷⁷. Sin embargo, a nuestro criterio, el marco legal vigente en ese momento no le otorgaba facultades regulatorias a Osinergmin para aprobar el Procedimiento Temporal.

Como hemos visto en el Capítulo 3, la función reguladora de Osinergmin en la distribución de gas natural por red de ductos se somete únicamente a la fijación de la tarifa que retribuye el servicio de distribución por redes prestado por el Concesionario bajo criterios de eficiencia; pero no establece que el regulador intervenga en otros conceptos. El propio concepto

⁷⁶ Según el numeral 2.25 del Reglamento de Distribución, la “tarifa” es el cargo máximo que el Concesionario podrá facturar por el suministro del Gas Natural y los servicios de Transporte, Distribución y comercialización.

⁷⁷ Cabe precisar que Osinergmin se ampara en los artículos 79 y 80 de la LOH relacionados con la regulación de precios en el servicio de distribución de gas natural por red de ductos para determinar el CMT y el PMG.

de “tarifa” contempla características vinculadas con la estricta retribución económica al concesionario, y la obligación de la Administración Pública de garantizar la concepción de una compensación económica que resguarde el equilibrio económico.

Nótese que la justificación para que Osinergmin emplee la tarifa como instrumento de regulación es para contrarrestar los riesgos que supone un mercado monopólico (fijar precios excesivos por ausencia de mercado). Sin embargo, este no es el caso del Procedimiento Temporal.

Las disposiciones de cálculo de facturación de PMG y CMT antes mencionadas se traducen como “reglas” de contratación aplicables al Concesionario para cuando compre el gas natural del Productor y contrate el servicio de transporte del Transportista. En ese sentido, si bien las reglas implementadas por el RCD 073 le son aplicables a los Concesionarios, el efecto necesariamente se verá reflejado en la renegociación de los términos contractuales que se tiene con el Productor y el Transportista. Siendo que, el resultado de esta intervención estatal restringe las condiciones de libre mercado que existen en la adquisición del gas natural y la contratación del servicio de transporte. Entonces, si la regulación responde únicamente a situaciones en las que el mercado no puede regular por sí solo, ¿por qué Osinergmin interviene en este caso?

Según Osinergmin el marco normativo lo faculta para adoptar criterios de eficiencia en el traslado de costos aguas arriba. No obstante, a criterio de esta autora, existe un error de concepción de este concepto.

Los criterios de eficiencia son únicamente empleados para la fijación de la tarifa del servicio de distribución por ductos, como consecuencia de la necesidad de regulación en este servicio, más no se emplea estos principios en el traslado de los costos asociados con la compra y transporte del gas natural. Recordemos que el *pass through* tiene como propósito trasladar los costos, sin beneficio ni pérdida para el Concesionario, por lo que, aplicar criterios de eficiencia es un despropósito a la finalidad perseguida por este concepto.

Existe una sustancial distinción entre la empresa eficiente, como sustituto de competencia ante la inexistencia de un competidor, y los costos de suministro y transporte, que como hemos visto se rigen por la libertad de contratación de las partes (Concesionario y Productor; y Concesionario y Transportista). Por lo que, el costo del gas natural y el costo del servicio de transporte forman parte del *pass through*, y no de la simulación de competencia a través del concepto de eficiencia.

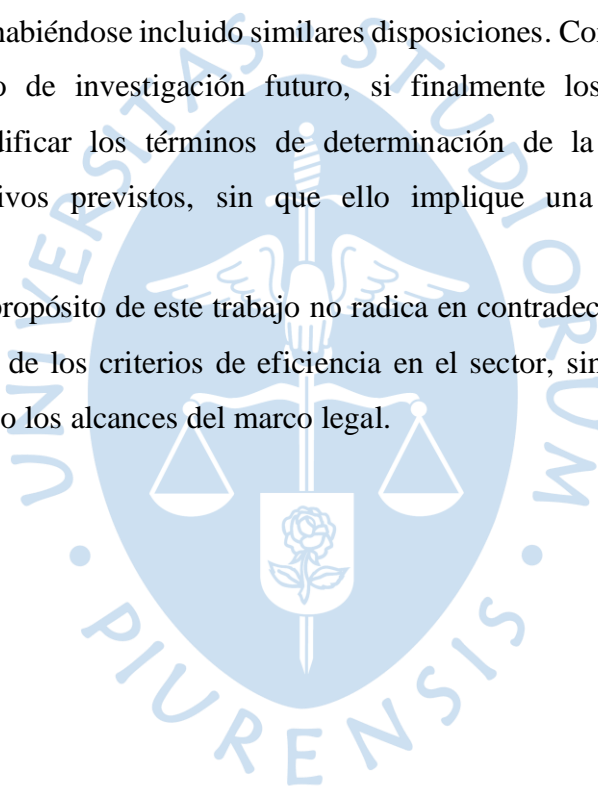
Aunque la justificación de Osinergmin se sostiene en la necesidad de resguardar los intereses del Consumidor por la caída de la demanda (no pagar por gas no consumido), lo cierto

es que el mecanismo empleado no resulta razonable bajo los alcances del marco regulatorio vigente cuando se emitió el Procedimiento Temporal.

Atendiendo a los aspectos de naturaleza, la LOH, una norma con rango legal es la que dispone la fijación de tarifas en actividades de distribución de gas natural por ductos. Contrariamente, los alcances regulados en el Procedimiento Temporal desconocen el ordenamiento jurídico peruano, trasgrediendo, incluso, principios del derecho, como la legalidad y la seguridad jurídica en atención a las garantías de protección que reviste la concesión de distribución de Lima y Callao.

Hoy en día, en vista de la problemática surgida en su momento por la aprobación del Procedimiento Temporal, las normas que regulan la determinación de la Tarifa de Distribución han sido modificadas, habiéndose incluido similares disposiciones. Con ello en mente, conviene evaluar en un trabajo de investigación futuro, si finalmente los fines perseguidos por Osinergmin para modificar los términos de determinación de la Tarifa de Distribución cumplieron los objetivos previstos, sin que ello implique una actuación contraria al ordenamiento jurídica.

Nótese que el propósito de este trabajo no radica en contradecir propuestas normativas que permita la mejora de los criterios de eficiencia en el sector, sino de observar, que toda norma se configure bajo los alcances del marco legal.



Conclusiones

Primera. La industria de gas natural se compone por las etapas de producción, transporte, distribución y comercialización. Tradicionalmente, las actividades de producción y comercialización se someten al libre mercado, mientras que las actividades de transporte y distribución se regulan bajo la intervención estatal. Esto último se debe a la naturaleza monopólica del sector producto de la aparición de barreras de entradas y economías de escala, explicadas por el alto monto de inversión para que sean desarrolladas.

Segunda. El diseño regulatorio del sector gasífero peruano nace en la década de los noventa con el descubrimiento del Gas de Camisea. Este proyecto incentivó a reformular un nuevo marco regulatorio que permitiese la participación del privado para desarrollar la industria. El Proyecto Camisea abarca la producción, transporte y distribución. Cálida es el encargado del servicio de distribución de gas natural en el área de Lima y Callao, y es el último eslabón de la cadena de suministro.

Tercera. El consumidor del gas natural pagará la remuneración económica por la prestación del servicio de distribución (la tarifa de distribución) basándose en criterios de eficiencia. Asimismo, el concesionario de distribución podrá trasladar los costos asociados a la compra del gas natural y al servicio de transporte que incurre para realizar el suministro. Este derecho es reconocido por el contrato de concesión. En ese sentido, el precio final pagado por el consumidor se compone de tres conceptos: el precio del gas natural, la tarifa por el servicio del transporte y la tarifa única de distribución.

Cuarta. La regulación es un concepto discutido por diversos autores desde varias disciplinas. La regulación es la manifestación de la intervención estatal en las actividades económicas de interés público para ordenar o corregir fallas del mercado. Tradicionalmente, se plantea dos tipos de regulación: la regulación social y la regulación económica.

La regulación económica se manifiesta a través del control de precios. En ese sentido, la fijación tarifaria es un instrumento de regulación económica que permite contrarrestar los efectos del poder de un mercado monopólico, como lo es la distribución de gas natural por red de ductos. Bajo ese contexto, en cumplimiento del principio de legalidad, Osinergmin ostenta facultades regulatorias para fijar tarifas, en respuesta a la naturaleza monopólica del sector gasífero.

Quinta. El Procedimiento Temporal regula la metodología de cálculo de los precios del gas natural y el servicio de transporte, los cuales son trasladados al consumidor en el precio final cobrado por el concesionario de distribución.



Sin embargo, la intervención estatal no era justificable en el traslado de costos de aguas arriba, debido a que no le resultan aplicables criterios de eficiencia. En ese sentido, Osinergmin excedió sus facultades regulatorias.



Referencias

- Álvarez, E., Balbás, J., De la Viña, J. (2006). La cadena de gas natural. *Anales de mecánica y electricidad*, 83, 16-21.
- Alza, C. (2011). ¿Qué se entiende por Regulación? Enfoques y equivocidad. *Revista De Derecho Administrativo*, (10), 317-328.
<https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13699>
- Ariño, G., & De la Cuetara, J. (2011). Algunas ideas básicas sobre regulación de sectores estratégicos. *Cuadernos de Derecho Público*.
- Baca, V. (2014). El concepto, clasificación y regulación de los contratos públicos en el Derecho peruano. *Revista IUS ET VERITAS*, (48), pp. 270-297.
- Baldwin, R., Cave, M., & Lodge, M. (2012). *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. (2° ed.). Oxford University Press Inc.
- Barrantez, R. (2019). *Teoría de la regulación (materia de enseñanza)*. Departamento de Economía, Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Bullard, A. (2018). *Análisis económico del derecho*. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Colección Lo Esencial del Derecho (35).
- Cassagne, J. (1996). El resurgimiento del servicio público y su adaptación en los sistemas de economía de mercado (Hacia una nueva concepción). *Revista de Administración Pública*, (140).
- Cassagne, J. (2010). *Derecho Administrativo*, Tomo II. Palestra Editores.
- Cassagne, J. (2019). *Los Grandes Principios de Derecho Público (Constitucional y Administrativo)*. Ediciones Olejnik.
- Danós, J. (s.f.). Los organismos reguladores de los servicios públicos en el Perú: Su régimen jurídico, organización, funciones de resolución de controversias y de reclamos de usuarios. *Revista Peruana de Derecho de la Empresa*.
- De la Cruz, J. (2002). *Principios de Regulación Económica en la Unión Europea*. Instituto de Estudios Económicos.
- De la Isla, F. (2008). Competencia Económica o Regulación. En *Energía: Desarrollos Regulatorios en Iberoamérica*. Civitas, p. 336.
- Del Guayo, Í. (2010). *Tratado de Derecho del Gas Natural*. Marcial Pons Ediciones Jurídicas.
- Fernandez, J. (2016). *Derecho administrativo*. Grandes Temas Constitucionales.
- García de Enterría, E., & Fernández, T. (2006). *Curso de Derecho Administrativo*, Tomo I. Palestra-TEMIS.

- Garrido, F., Palomar, A., Losada, H. (2002). *Tratado de Derecho Administrativo*, Volumen I (11a ed.). Tecnos, pp. 360.
- Gordillo, A. (2013). *Teoría General del Derecho Administrativo*, Tomo 8. (Primera Edición). Fundación de Derecho Administrativo.
- Huapaya, R. (2015). Concepto y Régimen Jurídico del Servicio Público en el Ordenamiento Público Peruano. *Revista IUS ET VERITAS*, (50).
- Laub, A. (2011). Estructura del Negocio del Gas Natural en el Perú. *Derecho & Sociedad*, (36), 65-73.
<https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/13213>
- Laguna, J. (2022). *Tratado de Derecho Administrativo General y Económico* (4ª ed.). Editorial Civitas.
- López, M. & Salazar, S. (2010). Efectos de la regulación sobre el funcionamiento de los mercados de gas natural en Colombia [Tesis de pregrado, Universidad EAFIT Escuela de Administración Departamento de Economía, Medellín]
<https://repository.eafit.edu.co/server/api/core/bitstreams/de0961ea-b10d-478d-91ec-66dd45c1a336/content>
- Mendoza, J., Salvador, J., De la Cruz, R., & Llerena, M. (Editores). (2021). *La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes*. Osinergmin.
- Mercado, J. (2003). *¿Pueden desarrollarse mercados competitivos de gas? Un estudio comparativo de gas natural en Colombia*. Universidad Externado de Colombia, p. 27.
- Montero, J. (1996). Titularidad privada de los servicios de interés general. Orígenes de la regulación económica de servicio público en los Estados Unidos. El caso de las telecomunicaciones. *Revista Española de Derecho Administrativo*, (92).
- Morón, J. (2017). *Aspectos jurídicos de la contratación estatal*. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Colección Lo Esencial del Derecho (9).
- Ormeño, V., Espinoza, L., Palacios, C., Barreda, V., & Echegaray, O. (Editores). (2012). *El gas natural y sus diferencias con el GLP*. Boletín informativo de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, Osinergmin.
- Osinergmin. (2024). Boletín Estadístico de Producción, Procesamiento, Transporte y Consumo de Gas Natural del 1er Trimestre de 2024.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6548535/5706645-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2024-i.pdf>

- Pomatailla, F. (2009). Régimen contractual del gas natural en el mercado peruano. *Revista De Derecho Administrativo*, (8), 221-231. <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13995>
- Prosser, T. (1997). *Law and the regulators*. Claredon Press. Oxford.
- Ruiz, M. (2009). *El Gas de Camisea: Su historia, su realidad y las perspectivas para el Sur Andino*. Grupo Propuesta Ciudadana.
- Salinas, S. (2016). El Contrato Ley y la Regulación Tarifaria: ¿Existen Islas Jurídicas? *Revista De Derecho Administrativo*, (16), 317-336. <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/16307>
- Schmerler, D., Salvador, J., Montesinos, J., & Zurita, V. (Editores). (2017). *Políticas regulatorias aplicadas a los sectores de energía y minería*. Osinergmin.
- Selznick, P. (1985). Focusing Organizational Research on Regulation. En R. Noll (Ed.) *Regulatory Policy and the Social Sciences*. University of California Pres.
- Sendin, M. (2003). *Regulación y servicios públicos*. Editorial Comares.
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & García, R. (Editores). (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. Osinergmin.
- Tassano, H. (2008). Los Organismos Reguladores de Servicios Públicos. *Círculo de Derecho Administrativo*, (89).
- Tornos, J. (1982). *Régimen jurídico de la intervención de los poderes públicos en relación con los precios y las tarifas*. Real Colegio de España.
- Tornos, J. (2016). Servicios públicos y remunicipalización. *Revista de la Facultad de Derecho PUCP*, (76), pp. 51-76.
- Vásquez, A., & García, R. (2004). *La Industria del Gas Natural en el Perú*. Documento de Trabajo No. 1. Osinergmin.
- Vida, J. (2021). El nuevo régimen económico de las actividades reguladas en el sector del gas natural: retribuciones, peajes y cánones. *Revista General de Derecho de los Sectores Regulados*, (7). <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7999849>
- Vignolo, O. (2019). *La dogmática del principio de subsidiariedad horizontal. Liberación de sectores y el surgimiento de la Administración Pública regulatoria en Perú*. Palestra Editores.
- Vignolo, O. El nacimiento de la Administración Pública regulatoria en Perú. *Revista Digital de Derecho Administrativo* (19), pp. 83-117.
- Villar, F. (2000). *Tarifas, tasas, peajes y precios administrativos. Estudio de su naturaleza y régimen jurídico*. Editorial Comares. Zegarra, D. (2004). *La Regulación como Técnica*

de Intervención Administrativa. *Derecho & Sociedad*, (23), 43-54.

<https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/16842>

