



Luigi Rossini Loza



Descentralización del acceso al consumo del gas natural: avances e implicancias



RESUMEN

Es innegable que existe un desarrollo en la industria de gas natural en el Perú. Sin embargo, queda mucho por analizar, fomentar y explorar. Existen, actualmente, problemas estructurales que pueden ser resueltos para brindar mayor dinamismo al mercado, rompiendo barreras de acceso o desequilibrios en los mercados. Asimismo, se muestra un esfuerzo por parte del Estado en buscar alternativas y mejoras a la regulación actual, la cual, si bien tienen intenciones acordes las necesidades actuales, requieren de regulación y adecuaciones adicionales para fomentar cambios oportunos en el sector.

PALABRAS CLAVE:

Gas natural | Regulación de hidrocarburos | Producción | Transporte | Distribución | Descentralización

1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo busca comprender y analizar las políticas e incentivos fomentados por el Estado para lograr la masificación y acceso al consumo del gas natural luego de, aproximadamente, veinte años desde que se aprobó el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 88, a cargo del Consorcio Camisea.

La idea también es cuestionar si las políticas efectuadas han sido eficaces respecto a los fines perseguidos de masificación, fines aprobados mediante una política energética nacional del año 2010 al año 2040. Considerando la amplitud de la industria del gas natural, es oportuno comenzar explicando las principales características de la cadena de comercialización.

La industria peruana de gas natural consiste, principalmente, en la exploración, explotación y procesamiento (“upstream”) y el transporte y distribución (“downstream”).

En líneas generales, las actividades de upsteam tienen como propósito encontrar gas natural para luego poder ser comercializado. Tras un descubrimiento, se llevan a cabo actividades de desarrollo para producirlo. Una vez producido, el gas natural se envía a las plantas de separación, para su proceso. Para llevar a cabo la transferencia del gas natural del punto de producción a la demanda, se requieren de inversiones en redes de acero (actividades de Transporte) que permitan transportar el gas producido. Una vez transportando a cierto punto, comienza la distribución. La distribución es la última actividad de la cadena de valor, y se lleva a cabo a través de redes de tuberías (acero y/o polietileno) a nivel local, a hogares, industrias y otros.

La estructura del mercado peruano del gas natural se basa en criterios de libre competencia o una competencia abierta, basada en la desagregación y las reglas de acceso abierto.

La separación de actividades, o conocido en el mundo anglosajón como el “unbundling”, permite generar competencia en las distintas etapas de la cadena de la industria de gas natural. El “unbundling”, promovida por la regulación, para del Del guayo (2010) busca: “separación de actividades, para superar los conflictos de intereses entre productores, suministrados, transportistas y distribuidores, de manera que las compañías integradas verticalmente no discriminen a sus competidores” (p. 567).

Lograr una desintegración vertical de las actividades gasistas, persigue en el fondo, una búsqueda de eficiencia: “Esas medidas pueden llegar a ser entendidas como elementos básicos para poder garantizar una competencia adecuada entre

los diversos operadores del mercado a fin del beneficio del consumidor final” (Rossini, 2016, p. 44). Es por eso que las actividades gasistas en el Perú se encuentran totalmente separadas, no es posible integrar de forma vertical dichas actividades bajo una misma empresa.

2. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

Por otro lado, las actividades de upstream se rigen por la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica y requieren títulos legales regidos por el Texto Único de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, para poder operar en el mercado, tales como: contratos de licencia o contratos de servicios.

Estos títulos proporcionan seguridad y estabilidad jurídica y se diferencian, principalmente, respecto a quien obtiene la titularidad de los hidrocarburos extraídos. En los contratos de licencia, al momento de la extracción, el hidrocarburo cambia de titularidad del Estado a favor del inversionista, mientras que en el contrato de servicio la titularidad de recurso natural sigue siendo del Estado y el inversionista únicamente recibe una retribución por la actividad de extracción.

Respecto a los precios, las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y demanda, por tanto, salvo puntuales excepciones que serán analizadas, existe libertad de precios para su comercialización.

Con relación a la producción de gas natural en el Perú, en el año 2017 se produjo un total de 1.252 millones de pies cúbicos día (“MMPCD”), del cual un 96% de dicha cantidad fue producida en la zona selva; principalmente del Lote 88.

Al 31 de marzo del 2020, existen un total de veintidós (22) contratos de suministro de gas natural en vigor correspondientes al Lote 88. De dicha cantidad, ocho (8) contratos están destinados para la generación eléctrica y el resto para actividad industrial.

Como se indicó, el contrato de licencia otorga la propiedad sobre el hidrocarburo extraído. Asimismo, de acuerdo con la Constitución Política del Perú, el titular de un lote tiene libertad contractual para decidir con quién contratar y la posibilidad de decidir las condiciones de contratación, excepto la fijación de precios para el caso del Lote 88 el cual debe estar por debajo de los topes de precios establecidos en el documento. No obstante, estas libertades deben ejercerse en armonía con las disposiciones contenidas en el Decreto Legislativo 1034, Ley de Represión de la Conducta Anticompetitiva (ley antimonopolio peruana), que constituye la legislación para desarrollar el principio constitucional de la libre competencia.

Hay varias empresas que, por regla general, tienen prioridad en la asignación del suministro de gas natural. El Reglamento de la Ley N° 29163 indica en su artículo 3 que *"la máxima prioridad en el suministro de gas natural será el abastecimiento a hogares, hospitales, servicios públicos y vehículos"*. Para los demás casos, la prioridad en el suministro de gas natural al mercado interno se definirá en función del bien común.

Usualmente, para el abastecimiento de gas natural del Lote 88, el proceso de contratación o de renegociación es de mediante trato directo con el operador del Lote 88 (Pluspetrol Peru Corporation SA – “PPC”). Esta empresa actúa como representante del Consorcio Camisea, aunque todo acuerdo previo debe ser aceptado por los miembros del Consorcio.

El proceso de negociación es abierto, donde a partir de una propuesta inicial a PPC se pueden negociar algunos aspectos contractuales. El límite de la negociación será la norma antimonopolio, donde el productor evitará dar condiciones desiguales a transacciones equivalentes. Esto implica, muy posiblemente, que todos los competidores recibirán efectivamente las mismas condiciones que se conceden a los demás.

PPC cumple sus funciones de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo de Operación Conjunta, firmado por los miembros del Consorcio de Camisea, el cual establece aspectos como los términos para la operación del Lote 88 y los procedimientos de toma de decisiones, el cual requiere el 51% para decisiones generales y el 66,7% para la aprobación del plan de inversión.

PPC centraliza las operaciones comerciales y cada participante del Consorcio recibe los ingresos según su participación. Además, PPC se encarga de remitir mensualmente a cada uno de los miembros del Consorcio las solicitudes de efectivo para las inversiones programadas y los gastos de funcionamiento.

3. TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Por otro lado, el downstream se concibe como un monopolio natural, debido a los costos de encadenamiento, las altas inversiones que implican la construcción de redes y las economías de escala, todo lo cual determina que los costos fijos de transporte y distribución sean superiores a los costos variables. En ese sentido, un mercado monopólico se constituye cuando la producción monopólica es la forma más eficiente de organizar una industria (Posner. 1974)

Este tipo de mercado siempre requiere una regulación por parte del Estado. El Estado otorga una concesión, delegando la prestación de los servicios públicos a un tercero bajo el régimen de concesión administrativa, garantizando al

concesionario una forma de recuperar la inversión realizada bajo una tarifa regulada basada en los costos históricos y una tasa de retorno del capital.

Respecto al transporte, Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) es, actualmente, el único concesionario de transporte de gas natural en el Perú. El gasoducto de TGP, según información obtenida del Informe del sector gas natural en Perú 2018 cifras 2017 (Promigas S.A.), tiene una longitud de 729 kilómetros desde Camisea a Lurín; 105 kilómetros desde Pampa Melchorita hasta Chilca; 31 kilómetros desde Chilca hasta el City Gate Lurín; 18 kilómetros desde Camisea - Lima km 277 hasta Ayacucho. Esta infraestructura, a 2017 alcanza una participación mayoritaria del total de redes de transporte del país de 56 %.

La asignación de la capacidad de transporte firme se lleva a cabo mediante una licitación pública – o los denominados "open season"- al menos una oferta pública por año, que consiste en un procedimiento de subasta periódica organizado por TGP (bajo la supervisión del OSINERGMIN) la cual se encuentra regulada por el Decreto Supremo N° 016-2004-EM. Estas subastas tienen por objeto garantizar la publicidad, el trato equitativo y ser transparente para todos los interesados.

Respecto al criterio para la asignación de capacidad, el Estado publicó un reglamento en el cual creó un orden de prioridad para la asignación de transporte, aprobado por la Resolución Ministerial N° 201-2011-MEM-DM. Dicha resolución estableció un orden de prioridades para el proceso de licitación pública llevado a cabo por TGP de la siguiente manera:

- Usuarios con Contrato Interrumpible que ejerzan su derecho de transformación, priorizando (i) Concesionarios de Distribución de gas natural, y, (ii) Usuarios cuyo inicio de servicio (fecha de operación comercial) sea el más cercano a la fecha de disponibilidad de la capacidad de transporte ofrecida.
- Otros usuarios, priorizando los usuarios cuyo inicio de servicio sea el más cercano a la fecha en que la capacidad de transporte ofrecida esté disponible.

En ese sentido, a la fecha, la asignación de capacidad de transporte se realiza priorizando las solicitudes de aquellos solicitantes cuyo inicio de servicio sea el más cercano a la fecha en que la capacidad de transporte ofrecida esté disponible.

Por lo tanto, si luego de la asignación de la capacidad de transporte existe una capacidad de transporte a asignar, se procederá a adjudicar aquella solicitud cuya fecha de inicio de servicio sea inmediatamente posterior, sucesivamente, hasta la finalización de la capacidad de transporte; y en el caso de que la capacidad de

transporte que fue retenida para una fecha determinada no cubra la totalidad del volumen solicitado, dicha capacidad será asignada parcialmente siempre y cuando la solicitud no haya sido satisfecha en su totalidad.

Por otra parte, TGP puede ofrecer acuerdos de capacidad de transporte interrumpible. Para obtener esta capacidad, no es necesario participar en un open season, cualquiera puede negociar directamente con TGP la suscripción de un acuerdo interrumpible.

Actualmente, existe un exceso de capacidad de transporte. El gasoducto de TGP tiene una capacidad de 1540 MMPCD. De esta capacidad, 620 MMPCD son transportados por el Perú LNG exclusivamente para su exportación a través de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, dejando una capacidad de 920 MMPCD exclusivamente para el mercado interno. De esa cantidad, actualmente hay una capacidad no contratada de 70 MMPCD. De hecho, en el último resultado de la oferta pública ningún interesado solicitó capacidad de transporte. TGP ofreció una capacidad firme de 1.994.555 m³ std/día (70,43 MMPCD) a partir del 17 de septiembre de 2020 en adelante, pero no hubo ningún interesado en contratar dicha capacidad.

Por otro lado, muchas empresas que actualmente tienen contratos de transporte firmes con TGP, cuyos términos están a punto de expirar, no tienen previsto volver a contratar las mismas capacidades lo cual significará que en el corto plazo habrá capacidad firme sobrante.

Como alternativa a los open season, los usuarios también pueden adquirir capacidad de transporte en un mercado secundario. El Decreto Supremo N° 046-2010-EM regula el mercado secundario del gas natural. Esta norma fue aprobada para tratar la existencia de usuarios que tenían exceso de capacidad de transporte firme contratada o de suministro de gas natural, y otros usuarios con déficit de capacidad de transporte y de suministro. Por lo tanto, se necesitaba de una herramienta que reasignara efectivamente la capacidad de producción y transporte.

La modalidad operativa es que los consumidores pueden transferir su producción diaria contractual total y/o la capacidad de transporte contratada en firme, o una parte de ellas. En primer lugar, los consumidores deben solicitar su inclusión en la bolsa del mercado secundario, especificando la cantidad y el precio de la capacidad de producción y/o transporte que desean transferir.

Según el Decreto Supremo, el precio y las cantidades finales serán obtenidas por el MECAP (persona jurídica contratada por el MINEM encargada de gestionar los contratos del mercado secundario). Asimismo, las transferencias de capacidad de producción y/o transporte en firme que se realicen en el Mercado Secundario no

eximen al consumidor de la transferencia de su obligación de pago (al Contratista y/o al concesionario de transporte), por lo que no existe cesión de contratos.

La norma indica que, hasta la puesta en marcha del MECAP, las operaciones en el mercado secundario podrán realizarse mediante acuerdos bilaterales (modalidad actualmente vigente). En ese sentido, el mercado de transporte de gas natural en el Perú tiene capacidad firme disponible, ya sea en el mercado primario o secundario.

4. DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Respecto a la distribución, éste es definido como un servicio público según el texto único ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM. Al ser un servicio público, está sujeto a una serie de parámetros o premisas. Según Danós (2008) los principios del servicio público son los de igualdad, continuidad y regularidad, aspectos que garantizan una prestación plena de dicho servicio.

Asimismo, según Huapaya (2015), los servicios públicos se encuentran sujetos a la regulación económica implementada por el Estado y deben cumplir con “*las diversas normas sectoriales que reflejan las viejas leyes de Roland de la regularidad, continuidad, igualdad, universalidad y progresividad en la prestación, en orden a satisfacer necesidades básicas o esenciales de la sociedad en conjunto (...)*” (p. 391).

Por su parte, el Tribunal Constitucional (2004) también ha considerado al principio de igualdad como elemento caracterizador de los servicios públicos: “*Es importante tomar en cuenta que existen una serie de elementos que en conjunto permiten caracterizar, en grandes rasgos, a un servicio como público y en atención a los cuales, resulta razonable su protección como bien constitucional de primer orden y actividades económicas de especial promoción para el desarrollo del país. Estos son: a) Su naturaleza esencial para la comunidad; b) La necesaria continuidad de su prestación; c) Su naturaleza regular, es decir, que debe mantener un standard mínimo de calidad; d) La necesidad de que su acceso se dé en condiciones de igualdad*” (p. 14 y 15).

Los principios y criterios indicados, hace necesario que el servicio de distribución sea regulado con la finalidad que el usuario nunca se afectado en la presentación del servicio, preservando la continuidad bajo criterios de eficiencia.

Cualquier interesado situado dentro de un área comprendida en una concesión de distribución, deben ser atendidos obligatoriamente por la empresa de

distribución (siempre que se traten de clientes regulados), y que su conexión sea técnica y económicamente viable. Los criterios de viabilidad son los siguientes:

- Que los proyectos de expansión de las redes de distribución cubran las instalaciones del interesado. En caso de que el proyecto del interesado no figure en el plan quinquenal de expansión de la red de distribución, el futuro cliente podrá pagar un cargo adicional para que la expansión sea económicamente viable (sobrecargo). Dichos aportes o sobrecargos serán reembolsados al usuario en la medida que el costo no viable del proyecto sea incorporado y reconocido en la base tarifaria de distribución por parte de OSINERGMIN.
- Que las instalaciones del cliente cumplan con los requisitos técnicos establecidos por el OSINERGMIN.

Existen dos tipos de clientes; regulados, cuyos consumos son menores a 30,000 m³/d, independientes, cuyos consumos son mayores a dicha valor. Los consumidores regulados solo pueden verse suministrados directamente del concesionario de distribución. En cambio, el consumidor independiente puede comprar gas natural directamente del productor, transporte directamente del concesionario de transporte y capacidad de distribución directamente del concesionario de distribución (tiene la opción de contratar todos los conceptos directamente del distribuidor).

Debido a ser un monopolio natural, como se indicó, el concesionario del servicio de distribución tendrá la exclusividad en el área de la concesión. Dicha área geográfica no podrá ser reducida sin la autorización del concedente (Ministerio de Energía y Minas). Sin perjuicio de que el concesionario de distribución tenga la exclusividad en el área de la concesión adjudicada, ello no impide que un interesado solicite una concesión para las zonas, dentro del área de la concesión existente, que no hayan sido atendidas por el distribuidor. Sin embargo, debe respetarse el derecho de preferencia del distribuidor, establecido en el reglamento.

El derecho de preferencia estipulado, otorga al distribuidor la posibilidad de mantener su derecho de concesión en el área que le ha sido adjudicada (pero que no es suministrada actualmente por él) siempre que dicho concesionario ofrezca iguales o mejores condiciones para la prestación del servicio a esa área específica que las ofrecidas por el nuevo solicitante o por el ganador de la licitación correspondiente.

Cabe señalar que el concesionario puede ejercer su derecho de preferencia dentro de los veinte días siguientes a la notificación que el Ministerio de Energía y Minas

debe enviar al concesionario para comunicarle la solicitud del tercero interesado o la oferta hecha por el ganador de la licitación correspondiente.

Para acceder al servicio de distribución, un interesado debe pagar el derecho de conexión. Según el Reglamento de Distribución de Gas Natural en el Perú, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, es el derecho que adquiere un interesado para acceder al suministro de gas natural dentro de un área, mediante un pago regulado por el OSINERGMIN según la naturaleza del servicio, la magnitud del consumo o la capacidad solicitada, o la distancia comprometida al gasoducto existente. Este pago garantiza la capacidad total solicitada al sistema de distribución.

Como parte del servicio de distribución, este pago único resulta necesario para que el interesado pueda ser considerado como consumidor y ser atendido en el plazo máximo según la normativa. Los criterios que utiliza el OSINERGMIN para regular la cuota de conexión son los siguientes:

- No es reembolsable.
- Para aquellos consumidores cuyo consumo sea superior a 300 m³ std/mes, debe cubrir el equivalente al costo esperado de la tubería de conexión, más el costo esperado del desarrollo de la tubería Común.
- En el caso de los consumidores regulados cuyo consumo sea menor o igual a 300 m³ std/mes, el derecho de conexión debe ser, como máximo, el equivalente al coste previsto de la tubería de conexión media.
- Tiene un costo regulado diferenciado según el tipo de consumidor (industria, generación eléctrica, etc.).
- Es un derecho intangible del interesado.

Acorde a la información obtenida de los informes de avance mensual (OSINERGMIN), se ha logrado un avance significativo en la masificación de gas natural. Al primer trimestre del año 2017, en la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao se logró un total de 449,789 usuarios, instalando un total de 513.01 kilómetros de tubería de acero y 7,006.75 kilómetros de tubería de polietileno; en la concesión de Ica, se logró un total de 36,286 usuarios conectados, instalando a instalado 339 kilómetros de acero y 975 kilómetros de polietileno.

Asimismo, al año 2020, se tienen las siguientes concesiones de distribución de gas natural:

- 1) Concesión de Distribución de gas natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao a cargo de gas natural de Lima y Callao S.A (en operación comercial).
- 2) Concesión de Distribución de gas natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica a cargo de Contugas S.A.C (en operación comercial).

- 3) Concesión en puesta en operación comercial del Sistema de Distribución de gas natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste a cargo de gas natural Fenosa Perú S. A (en operación comercial).
- 4) Concesión de Distribución de gas natural por Red de Ductos de la Concesión Norte a cargo de Gases del Pacífico S.A.C (en operación comercial).
- 5) Concesión del Sistema de Distribución de gas natural por Red de Ductos en el Departamento de Tumbes a cargo de gas natural de Tumbes S.A.C (en etapa preoperativa).
- 6) Concesión del Sistema de Distribución de gas natural por Red de Ductos en la Región Piura a cargo de Gases del Norte del Perú S.A.C (en etapa preoperativa).
- 7) Bajo proyecto a cargo de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – (“PROINVERSIÓN”) la concesión de Distribución de gas natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali.

Actualmente, el Estado ha venido promoviendo el desarrollo de las concesiones de distribución de gas natural bajo el incentivo de las Asociaciones Público Privadas (“APP”). Según el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, Decreto Legislativo que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos, a través de las APP se destinan recursos preferentemente del sector privado, para la implementación de proyectos en los que se garanticen niveles de servicios óptimos para los usuarios. Se realizan mediante contratos de largo plazo en los que interviene el Estado y uno o más inversionistas privados.

Para el proyecto de “Masificación del Uso de gas natural - Distribución de gas natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali”, declarado hasta hace poco desierto, se pensó utilizar disponibilidad del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y del cargo tarifario del Sistema de Seguridad Energético (“SISE”) para generar equilibrio tarifario. Esta APP, a pesar de utilizar dichos fondos, precisaba que el proyecto era autosostenible.

La posibilidad para el uso de los fondos FISE y SISE sin ser catalogado como un proyecto cofinanciado reside en que dichos fondos no son considerados como parte de los recursos públicos que administra el Estado bajo las normas del Sistema nacional de Presupuesto Público. Es decir, como no tienen naturaleza de “fondos públicos” por lo que no corresponde considerar su uso en el financiamiento del proyecto como un monto que convierta al esquema financiero del proyecto en un modelo de cofinanciamiento. Para ejemplificar lo anterior, el Proyecto del Gasoducto Sur Peruano, fue calificado como “autosostenible”, en

aplicación del Mecanismo de Ingresos Garantizado por el CASE, ya que no utilizó recursos públicos para financiar dicho proyecto.

Sobre lo anterior, cabe resaltar que el Ministerio de Economía y Finanzas define en el Glosario de Terminología Básica de la Administración Financiera Gubernamental a los “fondos públicos” como “todos los recursos financieros de carácter tributario y no tributario que se generan obtienen u originan en la producción o prestación de bienes y servicios que las Unidades Ejecutoras o entidades públicas realizan, con arreglo a Ley. Se orientan a la atención de los gastos del presupuesto público”.

Considerando la definición anterior, los fondos de los mecanismos de subsidio aplicables a los proyectos de distribución no cumplen con la categorización de fondos públicos en la medida que su recaudación no es de naturaleza tributaria ni muchos menos se encuentran destinados anualmente para algo en específico en las leyes anuales de presupuesto del sector público.

5. ASPECTOS A MEJORAR EN LA REGULACIÓN

Como se pudo apreciar, existe un avance que ha sido importante. Sin embargo, de la experiencia en la industria, considero que existen temas claves a ser analizados que requieren una reconfiguración. En ese sentido, se analizarán los siguientes temas para comentarlos y encontrar formas de mejorar la regulación sobre la industria de gas:

1. Aplicación de precios en el gas natural (contrato de precio de las regiones).
2. Nuevas modificaciones planteadas en la distribución de gas natural. Dichas modificaciones pretenden cambios importantes como:
 - Aplicación de fondos para generar equilibrio tarifario en concesiones de distribución.
 - Regular el régimen de traslado del costo medio de suministro y transporte a los consumidores.
 - Eliminación de la quinta disposición transitoria del Reglamento de Distribución.

5.1. Contrato de precio de las regiones

Con fecha 20 de febrero de 2007, el Consorcio Camisea en su calidad de productor de gas natural, suscribió el contrato sobre el precio de gas natural para las regiones (en adelante “Contrato de Precio de las Regiones”) con PROINVERSIÓN, con el objetivo de incentivar el consumo de gas natural en

lugares distintos a Lima, otorgando beneficios promocionales a ciertos consumidores de estas regiones.

El gas proveniente del lote 88, por tanto, mantiene un régimen de precios distintos. Por un lado, el contrato de licencia regula un precio aplicable para los generadores eléctricos y para otros consumidores. Al 2020, el precio para los generadores es de 1.6993 US\$/MMBTU y para los demás consumidores es de 3.0587 US\$/MMBTU. Por otro lado, aplica el Contrato de Precio de las Regiones en donde las industrias tienen un precio de 1.6993 US\$/MMBTU.

El Contrato de Precio de las Regiones fue suscrito en el marco de la Ley N° 28849 de “Descentralización del Acceso de gas natural” cuyo objeto es el generar el mayor beneficio regional, a través del incentivo del consumo de gas natural y de las “ganancias en competitividad que podrán adquirir muchas industrias localizadas fuera de Lima”.

Este acuerdo ha sido modificado a través de las Adendas 1, 2 y 3, de fechas 20 de febrero de 2007, 8 de mayo de 2013 y 1 de abril del 2014, respectivamente. Dichas modificaciones han generado un cambio importante a fin de considerar los criterios de terminación del Contrato de Precio de las Regiones, así como los consumidores y proyectos beneficiados a los precios promocionales

A continuación, se explica los incentivos vigentes respecto al Contrato de Precio de las Regiones con las modificaciones introducidas mediante las Adendas N° 1, 2 y 3:

- 1) Precio promocional: Se fijaron precios iniciales de: i) no mayor a USD 0.80/ MMBTU, para los clientes de los titulares de las concesiones que tengan la calificación de Consumidores residenciales y consumidores eléctricos menores; ii) no mayor a USD 1.00/ MMBTU, para los clientes de los titulares de las concesiones que tengan la calificación de Otros Consumidores. Actualmente los precios han variado a razón de los factores de actualización.
- 2) Otras medidas promocionales: Inicialmente, a la suscripción del acuerdo, se dispuso las siguientes medidas: i) no se aplicará la fórmula de reajuste durante los primeros cinco años calendario; ii) los consumidores iniciales regionales⁵⁷ tendrán un descuento excepcional de 10%, en el precio base en boca de pozo; iii) el precio de gas natural que se venda a las estaciones de servicio de GNV será de USD 0.80 por MMBTU, durante los seis primeros años. Ahora, únicamente el segundo incentivo se mantiene vigente.

⁵⁷ Son aquellos que se comprometían a adquirir gas natural en una determinada concesión de forma previa a la adjudicación.

- 3) **Ámbito de aplicación:** Aplicable a todas las concesiones y proyectos⁵⁸ de distribución de gas natural correspondiente al área de las Regiones o una parte de ella. Regiones es entendido como toda la extensión geográfica del territorio del Perú, a excepción del departamento de Lima y Provincia Constitucional del Callao. Asimismo, el precio promocional es aplicable a los intermediarios de gas natural⁵⁹.
- 4) **Exclusiones:** A partir de la segunda adenda, no se aplica a los Consumidores Eléctricos, al Consumo de Valor Agregado, ni a los Consumidores independientes (aquellos cuyos consumos sean superiores a 30,000 m³/día), independientemente de con quién hayan optado contratar suministro de gas natural (ya sea directamente con el productor o con el distribuidor).
- 5) **Vigencia del Contrato de Precio de las Regiones:** El acuerdo tiene una vigencia condicionada a un máximo de consumo en conjunto de gas natural en área de todas las concesiones, excepto la región de Cusco, hasta los setenta millones de pies cúbicos día (70 MMPCD), considerando el promedio en un período de tres meses continuos o seis meses discontinuos. Terminado el contrato, las condiciones de precios serán los mismos que se aplican para los consumidores ubicados en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao (régimen de precios del lote 88).
- 6) **Revisión periódica:** Por otro lado, el acuerdo fijó la revisión de los términos cada periodo de diez años a efectos de verificar la conveniencia o correspondencia del mantenimiento o adecuación, en función de las condiciones de mercado y desarrollo vigentes al momento de su revisión. Considerando que la entrada en vigencia se realizó el 28 de abril del 2008, a principios del año 2018 debió efectuarse la primera revisión. No obstante, las condiciones no se han modificado, pudiendo inferir que no existieron modificaciones.

Es importante mencionar que los precios promocionales, en su oportunidad, generaron incentivos oportunos para la masificación del gas natural, permitiendo tener precios competitivos en las regiones. No obstante, la realidad actual difiere de la etapa inicial, por lo cual resulta conveniente generar cambios a problemas estructurales de la industria de gas natural.

Existe un problema latente con relación a las modificaciones introducidas al Contrato de Precio de las Regiones las cuales han generado una distorsión de precios significativos, permitiendo que ciertos clientes independientes, antes de

⁵⁸ Proyectos de masificación del uso de gas natural adjudicados por el Ministerio de Energía y Minas de conformidad con las Leyes No. 28849, No. 29852, No. 29969, y la Resolución Ministerial No. 203-2013-MEM/DM."

⁵⁹ Según la definición de las normas respectivas, son los agentes designados por la agencia de promoción de la inversión conforme a las condiciones establecidas en el Contrato en el marco de la implementación de concesiones de distribución de gas natural por red de ductos en las Regiones, a efectos de que estos puedan efectuar los procesos de compresión y/o licuefacción de gas natural a ser entregado única y exclusivamente al titular de una concesión de distribución de gas natural por red de ductos para su posterior distribución y consumo exclusivo dentro del área de su respectiva concesión.

la modificación generada a partir de la segunda adenda, mantengan el beneficio del precio promocional y, por otro lado, otros consumidores independientes que intentaron tener precio promocional, luego de la modificación, solo tengan acceso al precio previsto en el contrato de licencia del lote 88 (precio superior).

Las desigualdades indicadas, no solo han generado disparidades para mismos competidores, sino que ha aportado a generar impactos en otras concesiones de distribución de gas natural. Para ejemplificar lo anterior, se hará referencia a un caso específico.

Cuando estaba vigente la Adenda N° 1 al Contrato de Precio de las Regiones (20 de febrero del 2007), se permitía a los Consumidores Independientes, que opten en contratar el suministro de gas natural con el Distribuidor de la concesión, obtengan el precio promocional. Durante la vigencia de la Adenda N° 1, solo existía una sola concesión de distribución fuera del departamento de Lima, la cual era la concesión de distribución en Ica.

Bajo ese escenario, el concesionario de distribución en Ica aplicó el precio promocional Consumidores Independientes, estos usuarios finales obtuvieron eficiencias en el precio de forma significativa. Si bien el precio de la molécula no representa un ingreso directo para el concesionario de distribución, quien aplica un régimen de *passthrough*, se beneficia al promover e incentivar mayor demanda en su concesión.

No obstante, a partir de la emisión de la Adenda N° 2 (8 de mayo del 2013) se cambió el régimen aplicable, eliminando que cualquier Consumidor Independiente obtenga el precio promocional, independientemente con quien contrate. A razón de dicha modificación, los beneficios del precio no serían aplicables a los Consumidores Eléctricos, al Consumo de Valor Agregado, ni a los Consumidores independientes, únicamente beneficiando a los consumidores regulados y consumidores eléctricos menores.

Sin embargo, los clientes independientes que lograron suscribir un contrato con el distribuidor, de forma previa la Adenda N° 2, mantienen precios promocionales a la fecha. Muchas empresas con el beneficio del precio promocional se dedican a la comercialización de gas natural comprimido y les permite tener una mejor margen para competir en otras zonas concesionadas (al tener un precio de gas natural significativamente menor). Esa desigualdad generada por una distorsión de precios no es óptima. Debería evaluarse la posibilidad de regular un nuevo régimen del Contrato de Precio de las Regiones estableciendo un precio igualitario a todos los consumidores, incentivando consumo y evitando generar problemas en la competitividad. De otras concesiones.

5.2. Proyecto de modificación al Reglamento de Distribución

El 6 de octubre del 2020, se publicó en el diario oficial el “El Peruano”, la Resolución Ministerial N° 305-2020-Ministerio de Energía y Minas/DM que publicó un proyecto de modificación al Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos (“Reglamento de Distribución”). El principal objetivo de la norma es mejorar la calidad y acceso a este servicio público y lograr hacer más competitivas las tarifas finales de gas natural a nivel nacional.

Por tanto, resulta de suma importancia analizar los cambios propuestos, puesto que muchos de los cambios resultan ser una medida para ajustar o remediar problemas de la industria de gas natural vigentes; tales como: desequilibrio tarifario de concesiones de distribución por efecto del “descreme”, régimen de traslado de molécula y transporte o “pass-through”, aplicación de la quinta disposición transitoria.

En ese marco, dentro de las principales modificaciones y/o incorporaciones que buscaba realizar al Reglamento de Distribución, resaltan las siguientes:

- **Regulación sobre el “comercializador”:** El Reglamento de Distribución vigente indica que el comercializador es aquella *“persona natural o jurídica que compra y vende gas natural o capacidad de Transporte o distribución, por cuenta propia o de terceros, sin ser Concesionario ni Transportista”*. Dicha actividad, según la norma, puede ser efectuada a partir del doceavo año de suscrito un contrato de concesión, debiendo la Dirección General de Hidrocarburos emitir una regulación específica.

A la fecha, solo la concesión de distribución de Lima y Callao cumple con el plazo indicado para que un comercializador pueda ingresar al mercado. Sin embargo, nunca se efectuó una regulación de esa actividad. El proyecto en mención agrega que los “comercializadores” deberán inscribirse en el Registro de Hidrocarburos a cargo del OSINERGMIN, conforme a los requisitos y procedimiento que este establezca. Por tanto, la idea de la inclusión de la figura del comercializador de gas natural sigue vigente y, en caso esta modificación proceda, se deberá esperar la regulación final que determine el OSINERGMIN.

- **Calidad el servicio de distribución:** Mediante el Proyecto la medición de la calidad del servicio comercial, del suministro y del producto, se realizará a través de indicadores en relación al cumplimiento de metas específicas. Además, se propone que estos indicadores sean incluidos como un factor de ajuste de la tarifa del servicio de distribución con una

frecuencia anual de acuerdo al procedimiento que establezca el OSINERGMIN.

- **Áreas no atendidas por el Concesionario:** Según el Reglamento de Distribución, luego de un plazo mínimo de doce (12) años contados a partir de la Puesta en Operación Comercial (POC), las áreas que no sean atendidas por el concesionario pueden ser solicitadas en concesión por un tercero interesado. Es en ese marco, que se propone que el OSINERGMIN mensualmente remita a la Dirección General de Hidrocarburos (Dirección General de Hidrocarburos) información sobre las áreas que no son atendidas por el concesionario, con la finalidad de que esta información sea publicada por el Ministerio de Energía y Minas, a fin de incentivar la participación de terceros interesados en la concesión de dichas áreas.
- **Plazo para brindar servicio:** Mediante el Proyecto se pretende que el servicio de gas natural se de a quien lo solicite en un plazo no mayor de veinticinco (25) días para consumidores residenciales y treinta y cinco (35) días para otros consumidores en caso existiera la infraestructura necesaria en la zona o de doce (12) meses si no la hubiera y sea técnica y económicamente viable. El plazo propuesto reduce los plazos actuales, lo cuales están en cuarenta y cinco (45) días.
- **Reporte de información:** Si bien el concesionario está obligado a presentar: 1) número de consumidores por categoría tarifaria, 2) volumen de ventas por categoría tarifaria, y 3) otra información que solicite la autoridad. A Través del Proyecto, el Concesionario estará obligado a presentar a la Dirección General de Hidrocarburos, en forma trimestral, el volumen efectivamente consumido por categoría tarifaria.
- **Priorización de solicitudes de acceso:** Se propone que el concesionario priorice la incorporación de las solicitudes de acceso a las redes de distribución presentadas por los interesados al concesionario o comunicadas por el Ministerio de Energía y Minas o el OSINERGMIN hasta la fecha de elaboración del Plan Quinquenal, que no hayan sido atendidas, siempre que sean viables.
- **Modelo de contrato de adhesión:** Previo al inicio de la prestación del servicio de distribución, el Consumidor Regulado deberá suscribir por adhesión un Contrato de Suministro con el concesionario. Para tal efecto, el concesionario previamente deberá presentar ante el OSINERGMIN un modelo de contrato, el mismo que deberá ser aprobado dentro de un plazo de veinte (20) días, de acuerdo al procedimiento y lineamientos que establezca OSINERGMIN.

- **Facturación de los consumidores:** El Proyecto establece que las facturas de los Consumidores deberán expresar los siguientes componentes:
 - El costo del gas natural, que comprende la suma de los rubros correspondientes al precio del gas natural, tarifa de transporte, cargo por margen de distribución variable y cargo por margen comercial.
 - 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.

Ahora bien, el Proyecto también indica que, en el caso de los consumidores residenciales, solo se podrá incluir en la factura los cargos por financiamiento para facilitar el proceso de conversión y la adquisición de aparatos gasodomésticos. Asimismo, en caso este financiamiento sea realizado por un tercero, el concesionario deberá recaudar y trasladar lo recaudado mensualmente por el financiamiento al tercero, previa solicitud de este.

Cabe indicar, que será el OSINERGMIN el que establecerá el cargo máximo que deberá pagar el tercero al concesionario por la recaudación del financiamiento.

Otra novedad del Proyecto, es que excepcionalmente para la primera facturación de un nuevo suministro, se podrá aplicar un periodo de facturación no mayor de cuarenta y cinco (45) días calendario, ni menor de quince (15) días calendario.

- **Estimación de medición:** Adicionalmente, mediante el Proyecto, por la imposibilidad de una adecuada medición, el concesionario podrá realizar hasta tres (3) estimaciones durante un año calendario procediendo al reintegro o recupero de los importes destinados a los que efectivamente correspondan (imposibilidad debidamente sustentada). La estimación corresponderá a un consumo histórico de los últimos seis (6) meses de lecturas válidas.

Sobre este punto, es importante indicar que durante el Estado de Emergencia declarado por la pandemia se ha generado controversias sobre la forma de estimación y facturación efectuados por el concesionario de distribución. Al respecto, a consecuencia del Estado de Emergencia y por orden estatal, muchas industrias tuvieron que paralizar sus procesos productivos. Este hecho, fuera del control de las empresas, el cual se entendería que cumple con los requisitos de ser extraordinario,

imprevisible e irresistible, las imposibilitó a cumplir sus obligaciones contractuales de consumir gas natural a los niveles óptimos.

En los hechos, algunos concesionarios de distribución, aplicando la Resolución N° 054-2016-OS-CD procedieron a recategorizar a los clientes mediante la evaluación de los consumos históricos, tomando en cuenta el promedio móvil del consumo de los últimos seis (06) meses. Es decir, si una empresa, antes de la pandemia, se encontraba en una categoría “D”, durante la pandemia el concesionario la clasificó como categoría “C”, aplicándole una tarifa de distribución mayor. El Concesionario, consideró dentro de los consumos de los seis meses, el periodo donde no consumió gas natural por el Estado de Emergencia.

Esta forma de recategorizar considero que es contraria a la finalidad de la aplicación del promedio móvil previsto en la Resolución N° 054-2016-OS-CD. Sobre el particular, el Informe N° 171-2016-GRT elaborado por el OSINERGMIN y que sirvió de sustento a la aprobación de la referida norma, indicó lo siguiente:

“Por otra parte, para aquellos casos en los que el cliente no solicite la recategorización, el literal b) de la Norma de Condiciones Generales, ha establecido seis meses, como plazo para realizar una recategorización de oficio por la distribuidora, atendiendo a que un plazo inferior podría ocasionar que el consumidor se vea perjudicado por una recategorización proveniente de consumos mayores derivados de actividades esporádicas, conforme se señala en el Informe Técnico”.

En consecuencia, el regular el promedio móvil por un periodo de seis meses justamente buscaba no afectar a los consumidores con una recategorización a consecuencia de situaciones esporádicas.

Asimismo, este acto podría ser entendido como un abuso de derecho, para Bejarano Sánchez (1983), el abuso “*parece ser congruente con la norma de derecho, un comportamiento que no contradice el enunciado formal de la regla jurídica y que, sin embargo, quebranta y contraría el espíritu y el propósito de los derechos ejercidos de manera que su actualización no es ya una acción válida y legítima sino un acto ilícito*” (p. 277).

Frente a dicho evento, se pre publicó una Resolución de Consejo Directo N.º 092-2020-OS/CD, indicando lo siguiente:

“Mediante evaluación del Concesionario de los consumos históricos. Se evaluará la categoría tarifaria por volumen asignada tomando en cuenta el promedio móvil del consumo de los últimos

seis (06) meses entre los que se incluirá el mes que se factura. En este caso el Concesionario podrá cobrar por la diferencia del Derecho de Conexión inicialmente asignado en el Contrato de Suministro y el nuevo Derecho de Conexión determinado. El pago por la diferencia respectiva solo será cuando el nuevo Derecho de Conexión supere en más del 15% respecto al Derecho de Conexión asignado. La mencionada evaluación no considerará los meses en los cuales los volúmenes consumidos se hayan visto afectados por situaciones de Estado de Emergencia o por situaciones fuera de la esfera de control del Consumidor.”

Por tanto, la norma debería precisar estos supuestos para evitar que se genere controversias entre los usuarios y concesionarios.

- **Precio máximo se servicios conexos:** El Proyecto señala que será el OSINERGMIN el encargado de fijar precios máximos de los servicios conexos prestados directamente por el concesionario o a través de terceros, tales como:
 - Acondicionamiento del gasodoméstico,
 - La instalación de rejillas de ventilación,
 - Línea montante o matriz,
 - Entre otros que señale OSINERGMIN
- **Convenio para obras:** El Proyecto indica que la Dirección General de Hidrocarburos podrá realizar convenios con las municipalidades a fin de facilitar el trámite y abreviar los plazos para la ejecución de las obras relacionadas con el servicio de distribución de gas natural.
- **Aplicación del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y Sistema de Seguridad Energética (SISE) para equilibrio tarifarios:** En relación a la tarifa de distribución, se propone que si como resultado del estudio tarifario se evidencian tarifas finales no competitivas respecto del energético sustituto el OSINERGMIN informará de este hecho a la Dirección General de Hidrocarburos, quien podrá solicitar a quien corresponda, la utilización de recursos FISE o de los fondos provenientes de la aplicación del cargo tarifario del SISE u otros de similar naturaleza, para cubrir la totalidad o parte de las nuevas inversiones en bienes de capital (CAPEX) que permitan equilibrar el diseño tarifario. Lo mismo aplicara por causas sobrevinientes no atribuibles al concesionario respecto al riesgo de la demanda.

Por otro lado, se señala que las inversiones en bienes de capital que sean cubiertos con recursos del FISE, SISE u otros similares, se incluirán en los

respectivos planes que apruebe el OSINERGMIN. Para tal caso, el monto cubierto con dichos fondos, no deberán ser considerados en el cálculo del Valor Nuevo Reemplazo (VNR).

Esta disposición busca remediar los problemas generados en las concesiones de distribución del norte y sur, las cuales han sido afectadas por los comercializadores de gas natural comprimido, afectándoles el poder realizar subsidio cruzado con demanda industrial para atender a los usuarios residenciales.

Sin embargo, para la modificación propuesta, necesariamente debe existir una modificación integral en las normas que aprobaron el SISE y FISE. Con relación al FISE, este fue concebido en un inicio como un sistema de compensación energética que permitía brindar seguridad al sistema energético de gas natural, constituyendo un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores de menores recursos.

Mediante Decreto Legislativo N° 1331, los alcances del FISE fueron ampliados, a efectos de que los recursos que contiene dicho fondo no se vean limitados únicamente a los sectores más vulnerables de la población, sino que puedan ser utilizados para la masificación del uso del gas natural mediante el financiamiento parcial o total de las conexiones de consumidores regulados, **sistemas o medios de distribución o transporte**, y conversiones vehiculares,

Los recursos que utiliza el FISE son los siguientes:

- Recargo en la facturación mensual para los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados.
- Recargo al suministro de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural.
- Recargo en la facturación mensual de los cargos a los usuarios de transporte de gas natural por ductos.

Estos fondos son destinados para permitir el financiamiento de proyectos que son considerados fundamentales para permitir el acceso a la energía a más usuarios, y para otros fines sociales como los siguientes:

- Masificación del uso del gas natural mediante el financiamiento parcial o total de las conexiones de consumidores regulados, sistemas o medios de distribución o transporte, y conversiones vehiculares, todo de acuerdo con el Plan de Acceso Universal a la Energía aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

- Ampliación de la frontera energética mediante la utilización de energías renovables. Compensación para el desarrollo de nuevos suministros, tales como células fotovoltaicas, paneles solares, biodigestores, entre otros, focalizándose en las poblaciones más vulnerables.
- Compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables, tanto urbanos como rurales.
- Compensación a las empresas de distribución de electricidad por la aplicación del mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial, conforme a la ley de la materia.

Para que un proyecto pueda utilizar los recursos del FISE tiene que estar incluido en el Plan de Acceso Universal a la Energía, el cual se aprueba mediante una Resolución Ministerial. Conforme a lo anterior, la modificación del Reglamento de Distribución necesariamente debe implicar una adecuación adicional para viabilizar el subsidio a ser otorgado.

Asimismo, si bien puede existir voluntad para la aplicación del FISE, se debe considerar el nivel de recaudación y disponibilidad de los fondos. Según información pública obtenida de los estados financieros del FISE al 31 de diciembre del 2018, el fondo tenía como activo corriente, en efectivo (sin contar cuentas por cobrar), la suma de S/. 1,155,860,195.21, durante el año 2018 generó como ingreso la suma de S/. 601,617,638.00 con un incremento del 22% respecto año anterior. Por otro lado, durante ese mismo año generó un total de egresos equivalente a S/. 589,668,349.00, con un resultado operativo de S/. 11,949,289.00.

Considerando los valores indicados, a pesar de que los recursos del FISE podrían ser empleados para los proyectos en marcha, resultaría inviable el empleo de estos recursos para la cobertura de los costos de inversión de capital, existiendo una imposibilidad fáctica por la disponibilidad de los fondos.

Por otro lado, el SISE es concebido como un conjunto de proyectos dirigidos a dotar al sistema energético nacional infraestructura necesaria para brindar seguridad. El SISE se recauda a través de un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural.

El reglamento de la Ley del SISE, aprobado mediante Decreto Supremo N.º 021-2012-EM ha dispuesto en su artículo 4º que los proyectos del SISE, que sean debidamente sustentados con los correspondientes estudios técnico-económico, deberán ser priorizados por el Ministerio de

Energía y Minas mediante Decreto Supremo. Asimismo, se precisa que dichos proyectos serán sometidos a procesos de promoción de la inversión privada conducidos por Proinversión, conforme a la normatividad vigente.

Por tanto, la estructuración del SISE no ha sido pensado para proyectos que se encuentren operando, la regulación indica que la aplicación solo procede para proyectos en fase de estructuración, previa priorización del Ministerio de Energía y Minas. Por tanto, en caso el Proyecto sea aceptado, se deberá efectuar las regularizaciones respectivas y modificar el marco normativo respectivo.

- **Traslado de costos de molécula y transporte a los usuarios:** El proyecto señala que todos los consumidores que contraten servicios de transporte y/o suministro de gas natural al concesionario deberán pagar el costo de transporte y/o costo de suministro de gas natural con criterios de eficiencia, para tal efecto, los volúmenes de suministro y capacidad de transporte con que cuente el concesionario serán eficientes siempre que garanticen la disponibilidad de la atención, hasta la máxima demanda proyectada del mercado regulado. Ahora bien, en caso estos volúmenes indicados en el párrafo precedente, sean superiores a la demanda proyectada al mercado regulado, no podrán ser trasladados a los consumidores regulados o consumidores independientes que contraten con el concesionario.

Actualmente, existe controversia sobre la fórmula en la cual los concesionarios facturan a los usuarios el costo de molécula y transporte. Según el marco normativo, estos conceptos se aplican bajo un régimen de “passthrough”; es decir, el Concesionario no aplica a los usuarios ningún margen, únicamente traslada sus costos a los usuarios finales (quienes terminan asumiendo el valor por la molécula y/p transporte).

El criterio de traslado es el “costo medio” el cual se encuentra regulado en la Resolución de Consejo Directivo N° 054-2016-OS/CD. Tanto para el caso del gas natural como el transporte, el costo medio se obtiene dividiendo el monto total pagado por el Concesionario (al producto o transportista) entre el volumen del gas natural facturado a los clientes.

No obstante, la fórmula aplicada generó distorsiones y que el costo medio sea mayor a los precios regulados. La razón se debe a una sobrecontratación de molécula y transporte sin guardar correlación con su demanda existente. Durante el Estado de Emergencia, el traslado de una mayor ineficiencia se hizo efectiva a los usuarios, debido a que muchos

clientes frenaron el consumo de gas natural, los costos medios resultaron siendo mayores.

Frente a ese evento, el OSINERGMIN emitió un procedimiento temporal para el cálculo de los costos medios durante Estado de Emergencia Nacional, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 073-2020-OS/CD.

Los considerandos de dicha resolución indican *“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 (...) debido a que la aplicación de la metodología de cálculo actual podría generar resultados incoherentes como que los usuarios asuman una contratación de hasta cinco veces más del consumo o servicio que éstos efectúan y utilizan concretamente, por lo que, este caso exige sujetarse al criterio de eficiencia previsto en el marco normativo, y determinar una metodología en supuestos de disminución abrupta e imprevisible de la demanda”*

Estos problemas de traslados de ineficiencia se buscan reducir bajo reglas de predictibilidad, evitando que el concesionario exceda en la contratación de molécula o transporte, basándose en las proyecciones de demanda de sus revisiones quinquenales.

- **Primera regulación tarifaria:** el proyecto propone que la primera regulación tarifaria que efectuó el OSINERGMIN se lleve a cabo al término del plazo y/o de acuerdo a las condiciones establecidas en el contrato de concesión o cuando el concesionario solicite adelantar el procedimiento de regulación tarifaria previo sustento técnico, económico y financiero, a partir del quinto año de la puesta en operación comercial, siempre que se traten de causas no atribuibles al concesionario.

Si bien las tarifas revisadas y las fórmulas de actualización tienen una vigencia de cuatro (4) años, mediante el Proyecto, podrán recalcularse en un plazo menor al fijado por el OSINERGMIN, si sus ajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el periodo de su vigencia o si se produjeran variaciones significativas respecto de las bases utilizadas para la aprobación de la tarifa.

- **Cálculo del valor nuevo de remplazo respecto a los fondos FISE o SISE:** El proyecto propone que de usarse recursos FISE, SISE u otros de similar naturaleza, para amortizar bienes de capital (CAPEX) de la concesión, estos tendrán carácter de costo hundido, por lo que el monto cubierto con los indicados fondos, no deberán ser considerados en el cálculo del valor nuevo de reemplazo para efectos de la regulación tarifaria realizada por el OSINERGMIN.
- **Modificación del artículo 128 del Reglamento:** Se precisa que, tratándose de concesiones otorgadas por licitación o concurso público, la tarifa de distribución inicial y/o los cargos complementarios iniciales, o la forma de su determinación, serán incluidos en las bases.

Asimismo, el Proyecto advierte, que de obtenerse tarifas finales no competitivas respecto del energético sustituto (al momento de establecer la tarifa de distribución en las bases) el órgano promotor de la inversión informará a la Dirección General de Hidrocarburos, quien podrá utilizar los siguientes recursos: 1) Fondos FISE , 2) Fondos provenientes de la aplicación del cargo tarifario del SISE, 3) Otros de similar naturaleza, con la finalidad de cubrir la totalidad o partes de las nuevas inversiones eficientes en bienes CAPEX de la concesión.

Por otro lado, si se evidencian que las tarifas finales pierden competitividad respecto al energético sustituto, por causas no atribuibles al Concesionario, el OSINERGMIN podrá realizar un nuevo estudio tarifario y solicitar a la Dirección General de Hidrocarburos la utilización de recursos FISE o de los fondos provenientes de la aplicación del cargo tarifario del SISE u otros de similar naturaleza, para cubrir la totalidad o parte de las nuevas inversiones en bienes de capital (CAPEX) que permitan equilibrar el diseño tarifario.

Nuevamente, se advierte que las inversiones en bienes de capital que sean cubiertos con recursos del FISE, SISE u otros similares, se incluirán en los respectivos planes que apruebe el OSINERGMIN y que dicho monto cubierto con los fondos señalados no deberá ser considerados en el VNR.

- **Atención de solicitudes:** Para efectos del proyecto, el concesionario estará obligado a atender cualquier solicitud relacionada con la prestación y/o acceso al servicio de distribución en un plazo no mayor de quince (15) días, así como, llevar un registro con la fecha de presentación de la solicitud, plazo de atención, asunto, entre otros datos que determine el OSINERGMIN.

Este registro deberá ser actualizado diariamente, publicado en la web del concesionario y será supervisado por el OSINERGMIN.

- **Reducción de plazos para atención de reclamos:** Se proponer que concesionario estará obligado a atender reclamos presentados por los consumidores regulados y los interesados en los plazos y procedimientos que el OSINERGMIN señale de acuerdo a cada tipo de reclamo.

Asimismo, el concesionario estará obligado a atender, en un plazo no mayor de diez (10) días, reclamos relaciones al corte, reconexión, suspensión y facturación del servicio.

- **Remisión de información:** el concesionario estará obligado a remitir con frecuencia mensual a la Dirección General de Hidrocarburos las inversiones ejecutadas de acuerdo a sus compromisos de Planes Quinquenales de Inversión, con respecto a lo programado para el año en curso. Asimismo, el concesionario estará obligado a remitir, durante la quincena de cada año, la proyección de las inversiones para un horizonte de cinco (5) años.
- **Eliminación de la quinta disposición transitoria:** El proyecto busca eliminar dicha disposición con la finalidad de evitar las controversias existentes entre los distribuidores y los comercializadores de gas natural comprimido. Actualmente, la disposición establece que *“Los Concesionarios facturarán el gas natural a las Estaciones de Compresión y Plantas de Licuefacción según los precios y tarifas que correspondan al tipo de consumidor final”*. La redacción ha generado confusión entre las empresas. Por un lado, los concesionarios plantean que la tarifa de distribución debe cobrarse según el usuario final que atiende la empresa comercializadora de gas natural comprimido. Por otro lado, las empresas comercializadoras sustentan que solo el precio diferenciado del gas natural debe ser aplicado a los usuarios finales, no debiendo aplicar cargos tarifarios distintos, ya que, amparar la pretensión del distribuidor implicaría efectuar reconocimiento de costos de inversión no realizados, lo cual no se encuentra amparado por el marco regulatorio.

Los concesionarios sustentan la posición en base a un Informe Técnico Legal N° 002-2014-MEM/DGH emitido por el Ministerio de Energía y Minas que ampara la posición del distribuidor. Sin embargo, dicho pronunciamiento corresponde o configura, según el Texto Único Ordenado de la Ley de Procedimiento Administrativo General, como fuente de derecho administrativo.

En efecto, el artículo 83° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas no determina que las opiniones de la Dirección Normativa son, per se, de carácter vinculante. Todo lo contrario, únicamente determinar que emite opiniones. Asimismo, según el art. 182 del Texto Único Ordenado de la Ley de Procedimiento Administrativo General, “los informes administrativos pueden ser obligatorios o facultativos y vinculantes o no vinculantes”. Aspecto que el Informe Técnico Legal N° 002-2014-MEM/DGH en mención no precisa.

En todo caso, si el Ministerio de Energía y Minas hubiera considerado que dicha opinión tenía carácter vinculante, no cumplió con la obligación de difundir dicha interpretación (tal como realizan otras entidades y publican en el Diario Oficial El Peruano las resoluciones con criterios vinculantes).

En ese sentido, al no cumplirse con el numeral 2.9 del artículo V del Texto Único Ordenado de la Ley de Procedimiento Administrativo General, el cual precisa que es fuente de derecho administrativo: “*los pronunciamientos vinculantes de aquellas entidades facultadas expresamente para absolver consultas sobre la interpretación de normas administrativas que apliquen en su labor, debidamente difundidas*”; el pronunciamiento del Ministerio de Energía y Minas es solo una opinión no vinculante.

Por otro lado, las controversias han sido sujetas a procesos contenciosos administrativos. En la vía administrativa, mediante resolución de cuerpo colegiado ad-hoc del OSINERGMIN N° 006-2013-OS/CC-72 se declaró fundada el reclamo de los comercializadores, determinando que los concesionarios facturarán el transporte y distribución de gas natural a las estaciones de compresión y plantas de licuefacción según tarifas que correspondan al tipo de consumidor final.⁶⁰

Lo importante de la eliminación de la quinta disposición, es determinar el fin de la controversia y permitir el desarrollo de mayor actividad de gas natural comprimido y licuefactivo.

6. CONCLUSIONES

El presente trabajo buscó hacer un breve análisis sobre los elementos de la cadena de la industria de gas natural, comentando la regulación general y condiciones para acceder al servicio. De igual forma, el trabajo detalló en dos aspectos

⁶⁰ Cuerpo colegiado ad-hoc Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2013, 21 de octubre). https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaResolucionesBusqueda/CC72%20Resolucion%20No%20006-2013-OSSC-72.pdf

fundamentales que, de existir una regulación y cambio oportuno, podría generar efectos positivos en nuestra industria. El primer cambio es un ajuste necesario al régimen de precios del Lote 88 el cual, debido a una sobrerregulación, generó desigualdades por los precios aplicables, concluyendo que es necesaria una intervención para establecer condiciones igualitarias a todo tipo de usuario, sin existir diferenciación por el tipo de consumidor. Por otro lado, se analiza la reciente norma que pretende modificar el reglamento de distribución, con la idea de determinar si los cambios propuestos, los cuales buscan ajustar problemas existentes, son suficientes a los problemas actuales o requieren de regulación adicional.

BIBLIOGRAFÍA

Bejarano Sánchez, M. (1983). Obligaciones civiles, México.

Cuerpo colegiado ad-hoc Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2013, 21 de octubre).

https://ww.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaResolucionesBusqueda/CC72%20Resolucion%20No%20006-2013-OSCC-72.pdf

Del Guayo Castiella, Í. (2010). Tratado de derecho del gas natural. Marcial Pons, Ediciones Jurídicas y Sociales.

Ministerio de Energía y Minas. (2010, 24 de noviembre). Decreto Supremo N° 064-2010-EM. Por la cual se aprueba la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/eficiencia%20energetica/Normativa/Generales/DS%20064-2010-EM.pdf>

Ministerio de Energía y Minas. (2005, 14 de octubre). Decreto Supremo N° 032-2005-EM. Por la cual se aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Ministerio de Economía y Finanzas. (2006, 10 de noviembre). Resolución Viceministerial N° 013-2006—EF/11.01. Por la cual se aprueba el Glosario de Terminología Básica de la Administración Financiera Gubernamental. <https://www.gob.pe/institucion/mef/normas-legales/235007-013-2006-ef-11-01>

Ministerio de energía y Minas. (2008, 21 de julio). Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante D.S. N° 042-99-EM.

<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/TUO%20del%20Reglamento%20de%20Distribuci%C3%B3n%20de%20Gas%20Natural%20por%20Red%20de%20Ductos.pdf>

Ministerio de Justicia. (2019, 25 de enero). Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/320709/DS_004-2019-JUS.pdf

Ordóñez, J. D. (2008). El régimen de los servicios públicos en la Constitución Peruana.

Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería. (2017, abril). Masificación del uso de gas natural a nivel nacional – informe de avance mensual.

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/Publicaciones/Informes/Masificacion-GN-informe-abril-2017.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería. (2020). Factor de Actualización del Precio del Gas Natural en Boca de Pozo - Lote 88

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/FBPO1012020.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería. (2015, 7 de noviembre). Informe N° 171-2016-GRT. Por la cual se emite opinión legal sobre la procedencia de aprobar la Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final”

https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/970023/Informe_Legal_N_0171-2016-GART20200708-22286-155dogo.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería. (2020, 31 de julio). RCD N° 092-2020-OS/CD. Por la cual se dispone publicar proyecto de resolución que modifica la Norma Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final.

<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/971783-092-2020-os-cd>.

Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería. (2019, 20 de mayo). Memoria Anual de gestión 2018.

<https://issuu.com/fiseperu/docs/fise-memoria-anual-gestion-2018>

Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería. (2020, 26 de junio). RCD N° 073-2020-OS/CD. Por la cual se aprueba el Procedimiento Temporal para el Cálculo del Precio Medio del Gas (PMG) y Costo Medio de Transporte (CMT) aplicables en la Facturación de las Concesiones de Distribución de Gas Natural en el marco de la Emergencia Sanitaria y el Estado de Emergencia Nacional declarados debido al brote del COVID-19.

<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/737125-073-2020-os-cd>

Perupetro S.A. (2020, 31 de marzo). Contratos de suministros de gas natural - Lote 88.

http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/902bca37-9bb2-4498-be99-6582f9993847/Compromisos+GN+Lote+88+-+Web+al+2020_03_31.pdf?MOD=AJPERES&Compromisos%20GN%20Lote%2088%20-%20Web%20al%202020_03_31

Posner, R.A. "Theories of Economic Regulation". En: Bell J. Econ. & Mgmt. Sci.

Promigas S.A. Informe del sector gas natural en Perú 2018 cifras 2017 Tercera Edición http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas-Peru/ISGNPERU2018_181018_DIGITAL.pdf

Rossini, L. (2016). Cláusulas de destino y otras formas de restringir la competencia en el mercado de gas natural. En Revista Peruana de Energía. Fondo Editorial Santivañez Abogados.

Tapia, R. H. (2015). Concepto y régimen jurídico del servicio público en el ordenamiento público peruano. Ius et Veritas, (50), 368-397. THĒMIS-Revista de Derecho, (55), 255-264.

Transportadora de Gas del Perú S.A. Acta de apertura de sobres y admisión de solicitudes de la vigésimo segunda oferta pública para la contratación del servicio de transporte firme de gas natural.

<http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/OPCTGN-Vigesimo-Segunda-convocatoria-Acta-Apertura.pdf>

Tribunal Constitucional. Sentencia N° 0034-2004-AI. En:

<http://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2006/00034-2004-AI.pdf>

SOBRE EL AUTOR

Luigi Rossini es abogado egresado de la Universidad de Lima y asociado Senior en Santivañez Abogados. Cuenta con un máster en Derecho de los Sectores Regulados por la Universidad Carlos III de Madrid.