

Apuntes sobre la regulación económica del Transporte de Gas Natural por Ductos¹

Ricardo Leyva Flores*
 Ronald Martínez Correa**

SUMILLA

El Perú respecto a la masificación del gas natural aún tiene un largo camino por recorrer, nuestra primera experiencia fue el Proyecto Camisea para el cual se implementaron una serie de medidas de legislativas que hicieron atractivo el sistema de transporte, como la Ley N° 27133 que establece mecanismos de garantía para el concesionario del sistema transporte de gas. Actualmente el reto es mantener y promover las nuevas inversiones que emplean mayoritariamente el Project Finance como técnica de financiación. Ante este panorama, los autores analizan el modelo de regulación economía que el Estado, con la Tarifa Única de Gas Natural-TUNG, adopta a fin de obtener la eficiencia del mercado de Transporte de Gas Natural y promover la inversión en el sector.

I. Conceptos Generales

1. Introducción

En el Perú la experiencia en la fijación de tarifas de Transporte de Gas Natural es reciente. El único antecedente de fijación tarifaria para un proyecto regulado por el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, es la fijación para el proyecto del Gasoducto Andino del Sur, cuyo concesionario es Kuntur Transportadora de Gas S.A.C. (en adelante, Kuntur), proyecto que hasta la fecha viene siendo reestructurado entre el Estado Peruano y dicha empresa concesionaria, siendo que a la fecha, no existe plazo cierto para el inicio de las obras.

Previo al proyecto del Gasoducto Andino del Sur, el antecedente más próximo fue la fijación de tarifas de Transporte de Gas Natural del Proyecto Camisea. No obstante, en realidad este último caso no se trató de un proyecto regulado por el Reglamento de Transporte citado, sino que, en cuanto a la tarifa se refiere, se

le aplicó un régimen especial establecido en la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su Reglamento. El ducto de Camisea, cuyo concesionario es Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante, TGP), cuenta con un marco normativo y regulatorio *ad-hoc*, distinto al de cualquier futuro ducto para el servicio público que se construya: la inversión no se calcula en cada evaluación tarifaria, sino que proviene de la oferta realizada por TGP en el concurso público en el cual se adjudica la concesión. Asimismo, no hay periodos regulatorios, sino que las tarifas son de largo plazo, fijadas para todo el periodo de vida de la concesión, con la aplicación de fórmulas de actualización predefinidas.

Asimismo, para el ducto de Camisea se estableció un mecanismo de garantía de demanda mínima al transportista, con el objeto de reducir el riesgo de creación del mercado, denominada la Garantía por Red Principal (GRP), lo cual fue pagado por los consumos de energía eléctrica, ya que dicho sector obtendría beneficios por tener un gas natural de bajo precio en comparación con otras fuentes de

* Abogado por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, con estudios completos de la Maestría en Energía por la Universidad ESAN. Cursos de Post Grado en el Instituto IESA de Venezuela, en la Universidad de Florida de EEUU, en el BRACIER de Brasil y en el Internacional Energy Agency – IEA de Francia. Asesor Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN.

** Ingeniero Petroquímico por la Universidad Nacional de Ingeniería, con estudios completos de la Maestría de Economía por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Con un Post Grado en Natural Gas Technology & Management por el Instituto Canadiense del Petróleo. Consultor Senior de Laub & Quijandria Consultores y Abogados. Ex - Director de Procesamiento, Transporte y Comercialización de Hidrocarburos y Biocombustibles de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

¹ Disclaimer: Las opiniones, conclusiones y recomendaciones, emitidas por los autores del presente artículo, no comprometen ni vinculan, directa ni indirectamente, a las instituciones donde laboran.

combustible, utilizadas en la generación eléctrica (Ejemplo: Diesel); en este sentido, el resultado de esta suma y resta sería positiva para todos los consumidores de energía eléctrica.

Otro tema importante dentro del marco regulatorio vigente es la creación de la Tarifa Única de Transporte (TUTGN), tarifa máxima mediante la cual, principalmente, se busca promover la descentralización del consumo de gas natural. Esta tarifa será el promedio ponderado de las tarifas aprobadas a los concesionarios de transporte de gas natural, de acuerdo con sus correspondientes Contratos de Concesión. Cabe indicar que esta tarifa iniciará su vigencia con la entrada en operación del Gasoducto Andino del Sur.

De igual forma, de reciente data consta la creación del Mercado Secundario de Gas Natural, el cual fue concebido como un mercado electrónico de día previo, en el cual se pudieran tranzar los excedentes de suministro y transporte a firme (*ship or pay*) de gas natural entre los agentes.

El negocio de los sistemas de Transporte de Gas Natural por Ductos, es aún incipiente en el Perú, por lo que la normatividad legal se viene mejorando, en aras de promover la inversión y con ello lograr la tan ansiada masificación del gas natural. Los cambios en el futuro del marco regulatorio, deberían estar dirigidos a incentivar la eficiencia y equidad del cálculo tarifario, la necesidad de generar un negocio rentable de largo plazo para el inversionista y los incentivos para la sostenibilidad del negocio.

Lo que se pretende con el presente artículo, es describir el estado del arte, el panorama actual de la regulación de los sistemas de Transporte de Gas Natural por Ductos, y contribuir al debate en términos técnicos, que permitan llegar a un sistema de fijación tarifaria que promueva la inversión y que beneficie a los usuarios.

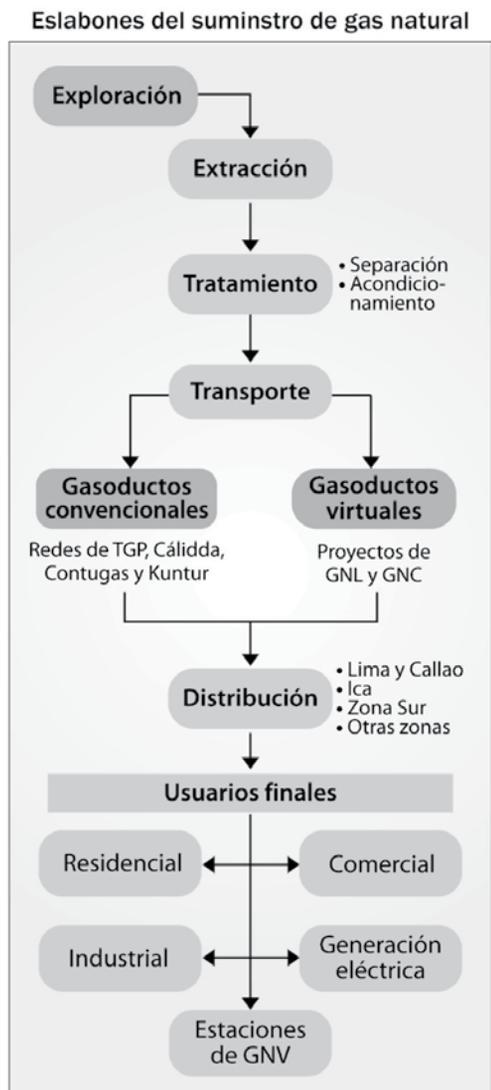
2. Fundamentos económicos de la industria del gas natural en el Perú

El gas natural es una fuente de energía primaria (dado que se obtiene directamente de la naturaleza) y cuyo origen se atribuye a la transformación de la materia orgánica que se encuentra en el subsuelo de la tierra, lo cual ocurre durante millones de años. El gas natural, que en muchas ocasiones se encuentra asociado con petróleo, se extrae mediante la perforación de yacimientos (acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturada

con baja permeabilidad) para luego ser procesado e inyectado a muy altas presiones en gasoductos, que lo trasladan desde la zona de producción (boca de pozo) hacia los centros de consumo (*city gate* o puerta de entrada a la ciudad).

Los yacimientos presentan características diferentes en su explotación (zonas geográficas, climas, distancias a los mercados, entre otros), lo cual provoca una gran dispersión en los costes de extracción y, por tanto, en los distintos precios del gas natural en boca de pozo.

De esta manera, el desarrollo de la industria del gas natural, cuenta con las siguientes etapas o eslabones de la cadena de suministro:



Fuente: Teps Group

Tomado del Libro Masificación del Gas Natural, Hoja de Ruta para Acelerar su Desarrollo, OSINERGMIN (2012).

- i) Exploración y luego producción o explotación del gas natural.

- ii) Transporte por ductos del gas natural desde boca de pozo hasta el *city gate* (puerta de entrada a la ciudad).
- iii) Distribución por red de ductos del gas natural, y
- iv) Comercialización del gas natural, lo cual se presenta en mercados con un importante nivel de maduración y, para lo cual, la distribuidora únicamente cumple el rol de operar las redes de distribución.

La actividad de transporte consiste en el traslado de gas natural, en alta presión, desde los puntos de producción (yacimientos o plantas regasificadoras) hasta el *city gate*, donde inicia el sistema de distribución de gas natural local. Por su parte, la distribución consiste en repartir vía redes de ductos, el gas natural a media y baja presión, a distintos consumidores finales.

En la actualidad, en nuestro país únicamente contamos con dos productores de gas natural² que se encuentran en fase de explotación, los cuales operan en los yacimientos de Camisea ubicados en la selva de Cusco, el Consorcio Camisea del Lote 88 y el Consorcio Camisea del Lote 56; un transportista, Transportadora de Gas del Perú S.A. – TGP, que opera el sistema de transporte por ductos desde Camisea (Las Malvinas) al *city gate* de Lurín, y dos distribuidores por red de ductos, Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Cálidda y Contugas S.A.C, que operan los sistemas de distribución en Lima y Callao, y en Ica, respectivamente.

En este punto debe señalarse que, la principal característica de la industria del gas natural, son las elevadas inversiones que se requieren en infraestructura, y en especial, en lo correspondiente al sistema de transporte por ductos. Para dar un ejemplo, conforme consta en los documentos de la licitación pública internacional del Proyecto Camisea, efectuada por PROINVERSIÓN³, para la construcción del sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea al *city gate* de Lurín, el costo de la oferta ganadora del concurso ascendió a US\$ 956 340 000.00.

Producto de este enorme nivel de inversiones, el transporte por ductos de gas natural enfrenta una importante barrera de entrada al mercado. Más aún, la existencia de economías de escala, dada la tecnología disponible, hace que la competencia sea ineficiente, tanto desde un punto de vista empresarial, pues no permitiría recuperar los costos, como desde un enfoque de eficiencia, pues en cualquier

circunstancia será menos oneroso usar el ducto existente, aún cuando deba ampliarse, que construir otro nuevo, evitando tener infraestructura ociosa.

Otra característica del transporte por ductos lo constituye que sus inversiones tienen la condición de costos hundidos, lo cual implica que una vez la inversión ha sido realizada, para el inversionista resulta inviable económicamente, trasladar sus activos a otro destino, por lo que la única alternativa que enfrenta es seguir operando, aún cuando los ingresos no permitan la recuperación del costo de oportunidad del capital, hasta el punto de cierre, *breakeven*, que se presenta cuando el ingreso medio equipara al costo variable medio, lo cual quiere decir que en caso los ingresos no permita cubrir el costo variable, la mejor decisión del inversionista sería dejar de operar.

Es el conjunto de todas estas características (barreras de entrada, economías de escala y costos hundidos), que nos permiten afirmar de manera rotunda, que los sistemas de transporte por ductos constituyen monopolios naturales.

De acuerdo con PARKIN, ESQUIVEL y AVALOS (2006), el monopolio natural se presenta cuando una empresa puede abastecer a todo el mercado a un precio más bajo que dos o más empresas. Por su parte, VISCUSI, HARRINGTON y VERNON (2005), indican que una industria presenta características de monopolio natural, si la producción de un bien o servicio, por una sola empresa, minimiza el costo.

Ahora bien, pese a que la presencia de un único oferente del servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos, sea lo más eficiente desde el punto de vista económico, no lo sería a partir del bienestar de los consumidores, pues éstos últimos quedan cautivos de las condiciones que la única empresa en el mercado esté dispuesta a ofrecerles. Efectivamente, si bien el monopolista podría ofrecer el servicio a tarifas menores de las que se darían en situación de competencia, esto no implica que lo haga, más aún cuando existen las barreras de entrada al mercado suficientes, para eliminar el temor de que ingresen al mercado nuevos agentes.

Producto de la existencia del monopolio natural, es que resulta necesaria la intervención del Estado, quien debe asegurar a los consumidores tarifas eficientes y que, a la vez, permita a los inversionistas, la recuperación del costo de oportunidad de su capital.

² Se está considerando únicamente los pozos en explotación que cuentan con un sistema de transporte por ductos.

³ Ver: <http://www.proinversion.gob.pe/0/0/modulos/JER/PlantillaStandardsinHijos.aspx?ARE=0&PFL=0&JER=1624>.

3. El **project finance** como vía de desarrollo de sistemas de transporte de gas natural

Como ha sido explicado en la sección anterior, para ejecutar un sistema de Transporte de Gas Natural por ductos, se requieren de inversiones exorbitantes, cifras que son imposibles de financiar únicamente con *equity*⁴, por lo que en todos los casos se requiere acudir al financiamiento de la banca comercial o de organismos multilaterales para la adquisición de deuda. Asimismo, los *sponsor*⁵ de estos proyectos, no suelen estar en condiciones de garantizar el pago de la deuda con su patrimonio, por lo que se descarta el *corporate finance*⁶.

En función a lo antes expuesto, el vehículo por antonomasia para el desarrollo de esta clase de proyectos lo constituye el *Project Finance*, lo cual en términos simples consiste en constituir una persona jurídica independiente, sociedad de propósito especial – SPV⁷, quien **responderá con su propio patrimonio ante los bancos**, por las deudas que asuma para la ejecución del proyecto, sin afectar ni comprometer el flujo de caja del *sponsor*.

No obstante, constituir un *Project Finance* no es nada sencillo y requiere de todo un equipo de economistas, financistas, abogados, ingenieros, contadores y demás profesionales, que se encarguen de *blindar* a la SPV, pues toda vez que el repago de la deuda únicamente se encuentra garantizada con el flujo de caja del proyecto, frente al mínimo riesgo de que la deuda no pueda ser honrada, simplemente no habrá proyecto, debido a que las entidades financieras rechazarán financiarlo.

Las decisiones más importantes que definirán la viabilidad de un *Project Finance*, son las siguientes:

- **Construcción:** Para esta etapa se celebra un contrato denominado *Engineering, Procurement and Construction – EPC*, mediante

el cual un tercero llámese *contratista*, asume la obligación de diseñar, abastecer y construir la obra, otorgando luego una garantía de operación del proyecto, todo a un precio firme. Con esto, la SPV ya no debe preocuparse por la fase constructiva.

- **Demanda (Off – Taker):** Resulta evidente que no se ejecutan estos proyectos para luego buscar el mercado, sino que más bien, al contrario, usualmente lo que ocurrirá, salvo penosas excepciones, es que para tomar la decisión de ejecutar un proyecto, se cuenten previamente con contratos de largo plazo, con cláusulas *take or pay*. En el caso del Transporte de Gas Natural por ductos, los contratos se denominan *ship or pay* o contratos por servicio firme⁸.
- **Precio:** En realidad este riesgo se resuelve junto con el anterior, pues para que se firmen contratos de largo plazo, la demanda debe conocer *ex – ante* el precio o tarifa que va a tener que pagar.
- **Financiamiento:** Existen una variedad de instituciones financieras que puedan participar del *Project Finance*, pasando por la banca comercial, los organismos multilaterales tipo Banco Interamericano de Desarrollo - BID o Banco Mundial - BM, inversionistas institucional como las AFP's o Fondos Mutuos, entre otros.
- **Contexto Político:** Es el riesgo país y se refleja por el riesgo que afronta el inversionista, en que el país cambie las "reglas de juego", sobre las cuales se decidieron las inversiones. Este riesgo se suele acotar con la suscripción de los denominados Contratos - ley, en los cuales el Estado otorga las garantías y seguridades al inversionista del cumplimiento de lo establecido en su contrato sectorial⁹.

El objetivo de desarrollar esta sección, ha sido plasmar cuáles son las necesidades más elementales para la viabilidad de un sistema de

⁴ Aportes de los accionistas, denominado por la Ley General de Sociedades como capital social.

⁵ Es el promotor del proyecto. Usualmente, al inicio constituye el único accionista.

⁶ Financiamiento de una compañía que se garantiza con el propio patrimonio de la empresa.

⁷ *Special Purpose Vehicle* - SPV.

⁸ No es objeto del presente artículo, realizar un análisis detallado sobre las modalidades de los contratos de servicio de transporte, por este motivo nos limitaremos a comentar que para contratar el servicio de transporte se puede acudir a un "mercado primario", al amparo de las Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 018-2004-EM y de las Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad de Transporte de Gas, aprobado por Decreto Supremo N° 016-2004-EM, resultando en contratos firmes (*take or pay*) o interrumpibles (*delivery or pay*); o también se puede acudir a un "mercado secundario", de reventa de capacidad de transporte de gas natural, al amparo del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural, aprobado por Decreto Supremo N° 046-2010-EM.

⁹ VALLE BILLINGHURST los define como "acuerdos autorizados por una Ley previa –Ley autoritativa- a través de los cuales el Estado ingresa a una relación jurídica obligatoria con los particulares, comprometiéndose a mantener inalterable un régimen jurídico determinado por un plazo determinado. (...) a través de estos contratos, el Estado puede otorgar a los particulares "garantías" y "seguridades" con el carácter de intangibles, en los casos y en las materias que mediante Ley se autorice".

transporte de gas natural, financiado a través de un *Project Finance*, ya que para su ejecución se deberá de cerrar el “círculo” y poner los “candados” necesarios, acotando todos los riesgos identificados por las instituciones financieras, de forma que el repago de la deuda se encuentre asegurado.

II. Experiencia peruana reciente en el desarrollo del Transporte de Gas Natural por Ductos

1. Antecedentes de Camisea

En julio de 1981, Petroperú suscribió dos Contratos de Operaciones Petrolíferas con retribución en especie por los Lotes 38 y 42, ubicados en la Cuenca Ucayali, con la compañía Shell Exploradora y Productora del Perú B.V. Los contratos incluían todas las previsiones para iniciar la explotación de un eventual descubrimiento de petróleo crudo, pero dejaban sujeta a la negociación entre las partes, la explotación de un descubrimiento de gas natural. Durante el período 1981-1987, Shell realizó 3,000 km de líneas sísmicas y perforó seis pozos exploratorios; con ellos descubrió tres yacimientos de gas y condensados: San Martín, Cashiriari y Mipaya y puso en evidencia tanto la riqueza en hidrocarburos como la fragilidad socio-ambiental de la zona¹⁰.

Al concluir su campaña de exploración, en 1986, Shell declaró la comercialidad de los descubrimientos y solicitó la apertura de un proceso de negociación de un contrato para el desarrollo de los yacimientos de gas. Sin embargo, en agosto de 1988, cumplido el plazo establecido en el Acuerdo de Bases, se dio por concluida la negociación del contrato ante la imposibilidad de continuar con la ejecución del proyecto por falta de financiamiento, especialmente de aquel necesario para la construcción de los ductos. Shell, en ese entonces, no estaba dispuesta a asumir todos los riesgos del proyecto y el Perú, por su lado, estaba impago con el Fondo Monetario Internacional (FMI) y prácticamente sin acceso a fuentes de financiamiento internacionales¹¹.

En este sentido, se tuvo que esperar la realización de reformas macro-económicas sustanciales y de cambios fundamentales en la organización del sector, así como en el sistema de precios, para volver a captar el interés de empresas capaces de asumir las inversiones requeridas.

Posteriormente, en el periodo 1996 – 1998, se perforaron tres pozos confirmatorios, dos en el yacimiento Cashiriari y uno en el yacimiento San Martín. En julio de 1998, sin embargo, el Consorcio Shell/Mobil anunció su decisión de no continuar con el proyecto, alegando la falta de solución de puntos pendientes, así como la inexistencia de un mercado interno que lo hiciera rentable, y dejando sin resolver discrepancias en torno del precio del gas para generar electricidad, así como insatisfechas sus demandas por una integración vertical del proyecto (incluyendo la explotación, el transporte y la distribución) y por exportaciones al Brasil, que no habían sido parte del acuerdo inicial..

Dada la decisión de Shell/Mobil de no explotar los yacimientos de Camisea, el yacimiento en mención revirtió al Estado, contando con reservas probadas. Esta coyuntura fue la que permitió al Estado elaborar una estrategia de promoción para la explotación de las reservas de Camisea, y la creación de un mercado interno de gas natural, que hasta ese momento era inexistente, como se explicará en el siguiente numeral.

Para dar una idea, el hito más importante en la historia del desarrollo del gas natural en el Perú, lo constituye el descubrimiento de los yacimientos de Camisea. Dicho yacimiento cuenta con 13 TCF (tera pies cúbicos) de gas natural, lo cual equivale a 2 800 millones de barriles equivalentes en petróleo (BEP). De esta cantidad, aproximadamente 700 millones de BEP corresponden a los condensados y el restante (2 100 millones de BEP) al gas natural seco, compuesto por metano más etano¹².

2. Sistemas de Transporte con Ingresos Garantizados – GRP

A pesar de contar con las reservas probadas de gas natural, uno de los principales retos para el desarrollo del Proyecto Camisea, consistía en hacer rentable el sistema de transporte desde boca de pozo (Las Malvinas) hasta el *city gate* de Lurín, debido a que el Perú no contaba con una cultura del uso del gas natural, pues las principales industrias, así como las generadoras eléctricas, utilizaban combustibles alternativos (Diesel, Carbón, Residual, etc.), por lo que no tenían incentivos para la suscripción de contratos de suministro de gas natural, y, además, no se contaba con una demanda lo suficientemente grande que haga viable la construcción del sistema de transporte.

¹⁰ Extracto del libro “CAMISEA Gas, la Energía que cambio el Perú”. Mayorga Alba, Eleodoro, 2012.

¹¹ *Ibidem*. Mayorga Alba, Eleodoro, 2012.

¹² Regulación del Gas Natural en el Perú. Estado del Arte al 2008. OSINERGMIN.

Bajo este escenario, se dicta la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley N° 27133, que estableció medidas para impulsar el desarrollo de la industria del gas natural, provenientes de yacimientos con reservas probadas (Camisea), estableciéndose principalmente:

- Obligaciones mínimas al licenciatario de un yacimiento con reservas probadas, respecto a la comercialización del gas natural en el mercado interno.
- Una política de precios tope del gas natural para el mercado interno.
- Reglas de no discriminación entre usuarios, y
- Un mecanismo de garantía de ingresos mínimos a favor del concesionario del sistema de transporte, a efectos de mitigar el riesgo de creación del mercado, denominada Garantía por Red Principal - GRP.

El mecanismo de ingresos mínimos (GRP) permite compensar al transportista, por el servicio no vendido y necesario para cubrir un ingreso mínimo garantizado. Creaba una ficción, pues retribuye al inversionista como si tuviera clientes que llenaran el tubo, a pesar que en la realidad, la demanda fuera mínima o se tuvieran muy pocos contratos por el servicio de transporte. Este mecanismo fue el que permitió al inversionista lograr el financiamiento de su *Project Finance*.

El mecanismo de la GRP es el más poderoso instrumento de la masificación del natural en el país, vía la participación de empresa privadas, ya que al ser la GRP la que iguala los ingresos anuales de los transportistas, elimina la necesidad de contar con contratos *ship or pay*, y por lo tanto, hace flexible el acceso al gas natural a los consumidores de este energético¹³.

Tal como lo señala la Ley N° 27133, los recursos para el pago de la GRP provienen de la tarifa eléctrica, debido a que son los usuarios eléctricos del Sistema Interconectado Nacional, quienes obtienen el mayor beneficio por la construcción del ducto, debido a la sustitución de combustibles caros por uno barato, como lo constituye el gas natural¹⁴.

Producto de lo anterior, la Ley N° 27133 señala que las tarifas de transporte se diferencian en dos categorías, una para los generadores eléctricos y otra para el resto de consumidores. La diferencia entre la tarifa del generador eléctrico y la tarifa de los otros, se debe a que la primera de ellas se calcula asumiendo que el ducto está lleno, mientras que para la tarifa de los otros, se asume que el ducto transporta lo estimado como demanda proyectada. En consecuencia, la tarifa del generador es la menor posible y se denomina Tarifa Base (TB) y la tarifa de los otros consumidores, debería ir decreciendo en forma paulatina para igualar en el futuro a la TB, cuando el gasoducto se encuentre lleno¹⁵.

3. Marco legal de los sistemas de transporte por ductos de gas natural

Mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, que constituye una norma de apertura a la inversión, por las diversas las facilidades y garantías que otorga, especialmente a nivel de exploración y explotación de hidrocarburos.

Sin embargo, en lo que corresponde a los sistemas de transporte por ductos de gas natural, dicha Ley marco es particularmente limitada¹⁶, pues el único tratamiento que le otorga se encuentra en su artículo 72°, que a la letra señala:

“Artículo 72°.- Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, de acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dictará el Ministerio de Energía y Minas. Las tarifas de transporte se fijarán de acuerdo con el Reglamento aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.”

De este artículo se puede comentar muy poco, debido a que únicamente señala que el interesado

¹³ Ibídem. OSINERGMIN, 2008.

¹⁴ Para una mayor explicación sobre la fundamentación económica de la GRP y porqué fueron los usuarios eléctricos quienes asumieron su pago, recomendamos el libro Regulación del Gas Natural en el Perú: Estado del Arte al 2008, del OSINERGMIN.

¹⁵ En la actualidad la capacidad del sistema de transporte de gas natural de Camisea se encuentra contratada en su totalidad, por lo que la tarifa aplicable a todos los consumidores, es igual a la Tarifa Base.

¹⁶ Para una simple comparación, se puede señalar que en lo que constituye el marco legal del sector eléctrico, existe una vasta legislación, como la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832, y sus reglamentos respectivos. Ambas Leyes tienen capítulos completos sobre la regulación de los sistemas de transmisión, dejando para los reglamentos, únicamente aquellos conceptos de precisión o detalle que se requieran.

debe de contar con un contrato de concesión y que existirá un sistema administrativo de precios (tarifas), siendo que todo lo demás está delegado a nivel reglamentario, dentro de lo cual puede resaltarse el Reglamento de Transporte.

En esta parte es inevitable realizar una primera reflexión, pues resulta evidente que el marco legal del transporte por ductos, no otorga todas las garantías de estabilidad y permanencia de las reglas de juego que requiere un marco legal promotor de la inversión, habida cuenta que sus reformas no requieren pasar por el Congreso de la República para la expedición de la Ley correspondiente, sino únicamente por el ejecutivo a través de un Decreto Supremo.

Ahora bien, aquellos aspectos más resaltantes del Reglamento de Transporte¹⁷, para efectos del presente documento, son:

- En su artículo 4° señala que se requiere concesión para la prestación del servicio de transporte por ductos a favor de terceros, y que la concesión no otorga al concesionario una exclusividad geográfica ni territorial; por lo que, se pueden otorgar otras concesiones para la misma ruta, incluso en forma paralela. Sin embargo, como hemos afirmado anteriormente, por las características de economías de escala de este tipo de proyectos, es inviable la competencia.

Así que la exclusividad, más que una justificación legal, tiene un matiz económico.

- Señala el artículo 12° que el procedimiento para otorgar la concesión, podrá ser i) Por licitación o concurso público y ii) Por solicitud de parte. En el caso de licitación, éste puede ser conducido por la Dirección General de Hidrocarburos o por la Agencia de Promoción a la Inversión Privada – PROINVERSIÓN.
- De acuerdo con el artículo 20°, el plazo máximo de la concesión es de sesenta años, incluido prórrogas.
- Según el artículo 27°, la concesión se otorga mediante Resolución Supremo, la cual a su vez aprobará el Contrato de Concesión¹⁸

respectivo. Este último tendrá vigencia desde su suscripción.

- De acuerdo con el literal f) del artículo 36°, el concesionario está obligado a aplicar las tarifas que se fijen de acuerdo con el Reglamento de Transporte.
- El concesionario está obligado a permitir el acceso no discriminatorio de solicitantes, siempre que sea técnicamente viable (artículo 72°).
- El régimen normativo para la fijación de las tarifas de Transporte de Gas Natural por ductos, por parte del organismo regulador del sector energía – OSINERGMIN, se encuentra en el Título VI que abarca desde el artículo 113° hasta el artículo 148°¹⁹.
- En el Anexo 1 se establecen las Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, que norman las disposiciones de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de los ductos; así como para la protección del personal, de terceros y del ambiente que deberán cumplir el concesionario u operador según sea el caso.
- Asimismo, en el Anexo 2 se establece la obligación de desarrollar e implementar un Sistema de Integridad de Ductos que permita al operador del ducto para las Áreas de Alta Consecuencias, prevenir fallas en sus operaciones, proporcionando un servicio seguro, confiable y que garantice la protección de personas, instalaciones y el ambiente.

4. Contractualización de las tarifas

Como ha sido expresado anteriormente, para la ejecución de un sistema de transporte de gas natural por ductos, se requiere la figura financiera del *Project Finance*, por las ingentes inversiones que se requieren realizar. Sin embargo, para llevar a cabo este mecanismo de financiamiento, como ya fue tratado, se debe asegurar un flujo de caja estable del proyecto.

Debido a que la Ley Orgánica de Hidrocarburos no contempla reglas sobre la regulación de las tarifas y el Reglamento de Transporte establece el *marco general*

¹⁷ Cabe señalar que existen otros sistemas de transporte como Ducto Principal, Sistema de Recolección e Inyección y Ducto para Uso Propio, cuyo tratamiento no es objeto del presente artículo.

¹⁸ Numeral 2.12 del Reglamento de Transporte:

“2.12 Contrato de Concesión: Contrato celebrado por el MINEM a través de la DGH y el Concesionario, por el cual se establecen los derechos y obligaciones de las partes para la prestación del Servicio de Transporte.”

¹⁹ No es objeto del presente documento analizar el transporte por ductos de los hidrocarburos líquidos, sin embargo debemos señalar que su tratamiento se encuentra en el Título VII del Reglamento de Transporte, artículos 149° y 150°. En resumen, dichos artículos establecen que el precio del transporte se fija por acuerdo de partes, por lo que el organismo regulador, OSINERGMIN, únicamente fija la tarifa cuando existe discrepancia.

por el cual el regulador fija la tarifa, los Contratos de Concesión no incluyen regímenes tarifarios (salvo el caso de TGP que se ha explicado anteriormente); por lo que, ciertamente, no se puede afirmar que el actual marco regulatorio otorgue los incentivos suficientes que permitan asegurar un flujo de ingresos y por lo tanto aplicar a un *Project Finance*.

Es por este motivo que, recientemente, se ha expedido la Ley N° 29690, Ley que Promueve el Desarrollo de la Industria Petroquímica Basada en el Etano y el Nodo Energético en el Sur del Perú, con claro propósito de otorgar estabilidad en materia tarifaria a los Contratos de Concesión de Transporte de Gas Natural por ductos, que incluyan un sistema de transporte para el etano.

Dicha Ley señala en su artículo 5°, que los beneficios contenidos en los capítulos II, III y V del título IV del Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que Regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por Decreto Supremo 059-96-PCM, sus normas reglamentarias, complementarias y conexas (en adelante TUO de Concesiones); así como lo dispuesto en el artículo 4° de la Ley 26885, Ley de Incentivos a las Concesiones de Obras de Infraestructura y de Servicios Públicos (en adelante Ley de Incentivos), son aplicables a los sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos que incluyan transporte de etano.

Con esta autorización, actualmente el Estado Peruano a través del Ministerio de Energía y Minas y Kuntur, vienen negociando la modificación de su contrato de concesión, a efectos de incorporar los beneficios mencionados en el párrafo anterior en dicho contrato, con lo cual este contrato al contar con las garantías y seguridades del Estado, se asemejaría más a lo que la doctrina denomina contratos - ley, pudiéndose incorporar cláusulas expresas sobre el reconocimiento de las inversiones, como lo tiene TGP.

5. Modelo tarifario del Reglamento de Transporte

La teoría económica señala que la manera más sencilla de regular un sector o una actividad que presenta características de monopolio natural, es mediante la fijación de sus tarifas, lo cual está a cargo del organismo regulador. Sin embargo,

mediante mecanismos de subastas se puede sustituir la regulación mediante mecanismos de competencia por el mercado, lo cual, no obstante, puede ser utilizado es muy pocos casos. Más aún, cuando la concesión se obtiene a solicitud de parte, lo único que cabe es la regulación administrativa de precios.

Ahora bien, el principal objetivo de la regulación es compensar la pérdida de la eficiencia en la sociedad por tener que pagar un precio más alto que el de la competencia, tratando de reflejar mediante la intervención administrativa los resultados que supondría un escenario competitivo; por lo que, no siempre se busca eliminar el monopolio, sino regular los costos de la prestación del servicio, de tal forma que el precio sea menor que el precio de monopolio.

La idea central del Regulador es determinar la tarifa más baja posible, pero que a su vez permita recuperar la inversión del monopolista, asegurarle una rentabilidad razonable y generar condiciones de incentivos para la sostenibilidad del mercado en el largo plazo. En otras palabras, las tarifas tienen un aspecto esencial que supone la recuperación de los costos de inversión y la provisión de una rentabilidad razonable requerida sobre el patrimonio del inversionista.

En suma, podemos señalar que la regulación de estas actividades tiene por objetivo establecer tarifas justas y razonables, así como promover la eficiencia, mediante varios mecanismos o "tipos" de regulación: regulación por incentivos, regulación por precios máximos u otro mecanismo.

En ese sentido, el artículo 113° del Reglamento del Transporte define como un principio de equilibrio tarifario, que el costo del servicio debe ser igual al Ingreso Tarifario para que la inversión sea recuperada eficientemente en el largo plazo. Esto quiere decir, que la tarifa que reciba como Ingreso debe "repagar" los costos totales del inversionista en el largo plazo. Esa es la finalidad última de la tarifa y ese debe ser el criterio principal que debe gobernar el proceso de determinación de la tarifa.

Para tal efecto, el Regulador en base a lo señalado en el Reglamento de Transporte, utiliza un modelo de evaluación para determinar que los ingresos (resultado de la tarifa por el volumen transportado) sean iguales a los costos (inversión, operación y mantenimiento e impuestos). Esto último se efectúa con la metodología de un Flujo de Caja Libre²⁰

²⁰ Como referencia se puede revisar la Resolución OSINERGMIN N° 134-2012-OS/CD, mediante la cual OSINERGMIN pre publicó "El Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifario sobre Aspecto Regulados del Transporte de Hidrocarburos por Ductos".

(Free Cash Flow), utilizando la tasa de actualización de acuerdo a lo señalado en los artículos 135° y 136° del Reglamento de Transporte.

En concreto, las bases del diseño estructural de las tarifas es la siguiente:

- El plazo de recuperación de los costos: Los costos son recuperados durante la duración del título habilitante del concesionario (durante el plazo de la concesión), a fin de reducir la exposición del dueño del gasoducto al riesgo financiero.
- Costos de capital a ser recuperados - CAPEX: Monto de la inversión en el gasoducto y en las estaciones de compresión.
- Costos de explotación a ser recuperados - OPEX: Gastos de operación y mantenimiento del gasoducto y el uso del gas natural en las estaciones de compresión.
- Tasa de actualización o Tasa de rentabilidad del proyecto: Refleja la estructura de financiación del proyecto y la ganancia esperada.
- La demanda o los volúmenes a ser transportados: En este caso, el esquema supone una estimación del número de clientes, el Factor de Carga de cada tipo de cliente y la proyección de los consumos unitarios por tipo de cliente.

Este modelo tarifario fijado en la regulación nacional, trata de evitar que el transportista reciba a lo largo del tiempo retornos superiores a los que serían obtenidos en un ambiente de competencia, por lo cual es importante fijar una tasa de rentabilidad que reconozca los riesgos y el tipo de servicio que brinda este tipo de infraestructura.

Para lo cual, es práctica usual que la tarifa fijada pueda satisfacer el test de valor presente para los activos relacionados con el transporte de gas natural. Con esto se busca que el transportista reciba un retorno justo de su inversión o un retorno esperado para un mercado con un riesgo equivalente.

6 La Tarifa Única de Transporte de Gas Natural (TUTGN)

El Estado con el fin de promover la desconcentración del consumo de gas natural, facilitar el acceso en las mismas condiciones a la infraestructura de transporte nacional y permitir la viabilidad económica de nuevos proyectos de gasoductos y redes de gas natural, creó mediante Decreto Supremo N° 036-2010, la Tarifa Única de Transporte de Gas Natural (TUTGN).

La TUTGN se crea para remediar la diferenciación tarifaria de los sistemas de transporte de gas natural.

Los ductos de transporte tiene tarifas diferentes, debido a que son concebidos bajo diferentes realidades (con o sin GRP, con o sin tramo selva, con o sin riesgo de demanda, entre otros), situación que otorga a los usuarios los incentivos a usar los ductos más económicos, lo cual debilita aún más las posibilidades de desarrollo de otros sistemas de transporte de gas natural. Con la TUTGN esta diferencia se elimina, pues todos los usuarios, independientemente del sistema de transporte que utilicen, pagan la misma tarifa.

Cabe señalar que la TUTGN, si bien es un primer paso, no cumple completamente con su objetivo, habida cuenta que igual tarifa de transporte no implica igual precio del gas natural, pues existen otros componentes como el precio del gas natural en boca de pozo, la distribución y la comercialización.

Ahora bien, la TUTGN es la tarifa máxima que todos los concesionarios de transporte, se encuentran facultados a facturar a los usuarios de los sistemas de transporte. La TUTGN corresponde al promedio ponderado, por servicio prestado (firme más interrumpible), de las tarifas aprobadas por OSINERGMIN a los concesionarios de transporte de gas natural, de acuerdo con sus correspondientes contratos de concesión.

De acuerdo con el marco legal vigente, la TUTGN entrará en vigencia siempre y cuando se cumplan dos condiciones:

- Se adecuen los contratos de concesión de los Sistemas de Transporte que lo requieran, en especial el Contrato de Concesión de TGP, y
- Se produzca la entrada en operación comercial del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al sur del país (Gasoducto Andino del Sur), proyecto que como señalamos anteriormente, aún no tiene fecha prevista para el inicio de las obras.

En atención al marco legal vigente, el OSINERGMIN mediante Resolución N° 227-2010-OS/CD aprobó la norma "Procedimiento de Aplicación de la Tarifa Única de Transporte de Gas Natural (TUTGN)", de acuerdo a lo señalado en el Decreto Supremo N° 036-2010-EM.

Básicamente, la operatividad de la TUTGN sería la siguiente:

- La TUTGN es igual a la suma de toda la facturación correspondiente a todos los concesionarios por

la aplicación de las tarifas de transporte firme e interrumpible, entre el volumen facturable.

- El volumen facturable se puede interpretar como el volumen a firme e interrumpible contratado al inicio del periodo de regulación de la TUTGN. No se especifica si este es un estimado de los volúmenes a contratar; por lo que, se asume que es sobre la base de los compromisos de los concesionarios en ese momento.
- Sobre la base de esta información (TUTGN y volumen facturable) se calcula para cada concesionario un Ingreso Recibido (IRC) durante todo el periodo de regulación, para determinar cuáles concesionarios son superavitarios y cuáles deficitarios.
- Obtenido los ingresos excedentes y deficitarios de cada concesionario, el OSINERGMIN debe calcular los montos a transferir por cada agente excedentario a cada agente deficitario. La fórmula señala que las transferencias se hacen proporcionalmente de cada agente excedentario a cada agente deficitario.
- La norma señala que las transferencias deben realizarse a más tardar cuarenta días después del último día del mes facturado. Asimismo, señala que al vencimiento del plazo para que paguen los agentes excedentarios se calculará el saldo del agente deficitario, es decir el saldo pendiente de pagar, el cual se incorporará en el cálculo de la TUTGN del próximo periodo, así como los intereses que hayan ganado.

7 Mercado secundario

Ante la falta de utilización de ciertos volúmenes de gas natural por algunos usuarios con suministro y/o contratos a firme, y ante la necesidad en el corto o mediano plazo de otros usuarios de satisfacer su déficit de gas natural o de capacidad de Transporte de Gas Natural a firme, se creó mediante el Decreto Supremo N° 046-2010-EM, el Mercado Secundario de Gas Natural.

Es de recalcar, que el mercado secundario permite transformar costos fijos (costo del Transporte de Gas Natural a firme) en costos variables, al poder revender lo ya comprado y ajustarse al volumen necesitado. Asimismo, es de señalar que el mercado secundario, por su inmediatez, no sirve para sustentar inversiones, que obedecen a decisiones de largo plazo, sino para ajustar desbalances transitorios en la demanda.

Esta norma busca promover una forma de acceso a volúmenes y capacidad de transporte de gas natural en un mercado de corto plazo, es decir muchos compradores y vendedores, que neutralicen el poder de mercado de cualquiera

de ellos. Asimismo, crear mercados alternativos y líquidos para transar faltantes y sobrantes y mercados eficientes, es decir que se utilice la capacidad de producción y Transporte de Gas Natural de manera óptima.

En este sentido, el mercado secundario funcionaría mediante subastas de día previo, las cuales serán llevadas a cabo a través del MECAP (Mercado Electrónico de las subastas de transferencia de Producción y/o Capacidad de Transporte a Firme de Gas Natural), siendo el administrador el responsable de:

- Recibir solicitudes de venta de producción y/o capacidad de transporte.
- Administrar las subastas electrónicas.
- Calificar a los Participantes.
- Realizar el despeje del Mercado Secundario; así como las cantidades y precios de adjudicación.
- Registrar las operaciones realizadas en el Mercado Secundario.
- Resolver los reclamos e impugnaciones.
- Aprobar los mecanismos de pago y las garantías financieras de participación en el mercado secundario.
- Proponer para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas los procedimientos necesarios para el ejercicio de sus competencias.

Cabe indicar que el costo del administrador del MECAP será fijado por el Ministerio de Energía y Minas y será pagado por los agentes o consumidores demandantes y ofertantes, mediante un cargo por derecho de participación en el mercado secundario.

La operatividad del Mercado Secundario se realizaría de la siguiente manera:

- Los consumidores ofertantes pueden transferir el íntegro de su producción contratada y/o capacidad de transporte firme contratada o una parte de éstas.
- Los consumidores ofertantes pueden especificar la cantidad y precio de la producción y/o transporte firme que desean transferir.
- Los consumidores demandantes especifican la cantidad y precio de la producción y/o transporte firme que desean contratar.
- Concepto del mercado del día previo: vigencia temporal de un día.
- El punto de equilibrio se determinará a partir de las curvas de oferta y demanda.
- El precio de venta y la asignación de cantidades a los consumidores ofertantes y a

los consumidores demandantes se obtendrán producto del punto de equilibrio.

El Reglamento del Mercado Secundario, contiene una Segunda Disposición Transitoria que suspende la aplicación del MECAP y permite que se realicen operaciones bilaterales libres de reventa de producción o transporte de gas natural. Inicialmente, la mencionada disposición transitoria tenía una vigencia de un año, la cual se ha venido postergando, habiéndose suspendido recientemente hasta el año 2014 la entrada en vigencia del MECAP.

De acuerdo con el conocimiento de los autores del presente artículo, a la fecha estas operaciones se habrían limitado a acuerdos bilaterales para el uso de capacidad disponible de transporte, debido a que los contratistas habrían incluido en los contratos de suministro de gas natural, cláusulas expresas que prohíben la reventa del gas natural por parte de los consumidores.

Incluso, no se conoce con exactitud el número de operaciones en el mercado secundario ni las condiciones en que se realizan, debido a que no existe una central donde se reporten dichas operaciones, por lo que el análisis de lo que actualmente se viene produciendo en el mercado es muy limitado.

III. Conclusiones

De acuerdo con lo que fue expuesto en el presente artículo, se han identificado algunas debilidades que enfrentan los proyectos para desarrollar Sistemas de Transporte de Gas Natural por Ductos. Quizá la mayor debilidad, se encuentre en la falta de predictibilidad sobre el régimen tarifario y la contratación de la demanda (*Off Takers*), debido a que para el cierre de un *Project Finance*, se necesita de asegurar un flujo de caja que permita el repago de la deuda, con lo cual no se podrá contar mientras los ingresos del concesionario dependan de una tarifa administrativa que fijará el regulador y, a su vez, la demanda sea inexistente.

Asimismo, es necesario mejorar el marco legal para otorgar así mayor seguridad jurídica a los inversionistas, sea incrementando el tratamiento que otorga la Ley Orgánica de Hidrocarburos a los sistemas de Transporte de Gas Natural o creando una normatividad legal especial para este tipo de proyectos. Dejando a nivel reglamentario solo las reglas de desarrollo, pero contemplando en la Ley todos los principios y parámetros que aseguren la recuperación de la inversión.

Esta nueva normatividad, debería contemplar reglas específicas para promover la inversión en transporte, para lo cual se podría tomar como ejemplo la solución que se dio al sistema eléctrico, con la Ley N° 288832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que contempla la aprobación de un Plan de Inversiones en Transmisión con una garantía de ingresos mínimos.

La TUTGN se perfila como un instrumento valioso para desincentivar el rechazo de nuevos sistemas de transporte que, al enfrentar un costo mayor, podrían perder demanda. Sin embargo, es necesario, nuevamente, reforzar su marco legal, debido a que adolece de un débil marco legal, (pues solo fue aprobado por Decreto Supremo) así como realizar la modificación de los contratos de concesión que se requieran. Asimismo, este mecanismo tiene un defecto de diseño, pues si bien podría permitir la igualdad de precios en transporte, no haría lo similar a nivel de precio en boca de pozo, distribución y comercialización, por lo que se requiere de mayores reflexiones

Por su parte, si bien el Mercado Secundario de gas natural permitirá la asignación eficiente de la capacidad de suministro y transporte de gas natural, debido a la reventa efectuada por los consumidores, es necesario evaluar las barreras que viene teniendo en el mercado el desarrollo de estas operaciones, pues algunos productores de gas natural, podrían estar haciendo ejercicio de su posición de dominio para evitar su desarrollo. Asimismo, a pesar de que actualmente el MECAP no se encuentra en funciones y se vienen produciendo operaciones de manera bilateral, sería beneficioso para el mercado que se dicten normas que permitan su transparencia.

Un dato importante de señalar es que en los últimos días, el ejecutivo con el fin de masificar el gas natural y buscar afianzar la seguridad energética, principalmente mediante la redundancia en el sistema de transporte de TGP, viene promoviendo un proyecto de Ley, el mismo que se encuentran en debate en el Congreso de la República, que ha establecido una serie de proyectos prioritarios para el país, los cuales se beneficiarían del Mecanismo de Ingresos Garantizados, es decir, se buscaría mitigar el riesgo de creación del mercado de la misma manera que se hizo en su momento para el proyecto de TGP.

Finalmente, debemos señalar que si bien el negocio de los sistemas de Transporte de Gas

Natural en el Perú se encuentra aún en sus inicios, es oportuno que se generen debates técnicos y discusiones sobre aquellas políticas que permitirán la promoción e incentiven la inversión en este

campo, dado que mientras no se construyan más Sistemas de Transporte de Gas Natural, no será posible realizar una verdadera masificación del gas natural en el Perú.