

Una visión general del sector de gas natural y del régimen aplicable al servicio público de distribución de gas natural por red de ductos en el ordenamiento peruano

Ramón Huapaya Tapia*
Lucio Andrés Sánchez Povis**

1. Introducción. La reforma de la industria del gas natural en el Perú

A principios de la década de los noventa, con la entrada en vigencia del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), se inició el proceso de liberalización de la industria energética en el Perú. Estas normas tuvieron como propósito establecer un marco legal objetivo y transparente que sirviese de base para el desarrollo de un mercado competitivo, confiando en la inversión privada y en la dinámica del mercado para salir de la crisis energética que se presentaba hasta dicho momento y permitir el desarrollo de una industria energética confiable y madura en el Perú.

En el caso particular de la industria del gas natural en el Perú, el desarrollo que ésta ha gozado en la última década se ha debido básicamente a la explotación del que hasta hoy es el más grande yacimiento de gas natural en nuestro país: Camisea.

* Abogado graduado "*summa cum laude*" por la Universidad de Lima. Candidato al título de Magíster en Regulación por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Admitido al Doctorado en Derecho por la Universidad de Buenos Aires. Profesor Titular ordinario de Derecho Administrativo en la Pontificia Universidad Católica del Perú. Profesor de Derecho Administrativo en la Universidad del Pacífico. Autor de dos libros y más de treinta artículos publicados en revistas jurídicas del Perú e Iberoamérica. Conferencista habitual en materia de Derecho Administrativo en diversas Universidades de América Latina.

** Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Master of Laws (LL.M) en Derecho de la Energía, University College London, Reino Unido. Profesor de Derecho Administrativo en la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Adjunto de docencia del curso de Derecho Administrativo Económico en la Pontificia Universidad Católica del Perú. Miembro del área regulatoria de Santiváñez Abogados.

Los antecedentes de la explotación de los yacimientos de gas natural en Camisea datan de la década de los ochenta. Tras la suscripción de un contrato de operaciones petroleras en los entonces identificados Lotes 38 y 42, la compañía Shell realizó diversos descubrimientos importantes de gas natural. Así, en marzo de 1984, Shell descubrió gas en el pozo exploratorio San Martín 1 en el Lote 42, el cual posteriormente pasó a conformar el Lote 88. Posteriormente, al descubrimiento inicial se sumarían aquellos en los pozos Cashirirari (ubicado también en el Lote 42), Mipaya y Pagoreni (ambos parte del Lote 38, actualmente lote 56). Se estimó que estos hallazgos se encontrarían en el orden de 8,8 TCF y 587 millones de barriles de Líquidos de Gas Natural (LGN).

En 1988 se suscribió el “Acuerdo de Bases para la Explotación de Camisea” entre Shell y la empresa estatal Petroperú con la finalidad de definir los términos y condiciones bajo las cuales se realizaría la explotación de los yacimientos descubiertos. No obstante, los problemas políticos en la relación entre las compañías extranjeras y el gobierno peruano hicieron que este esfuerzo se frustrase y no se llegase a acuerdo alguno sobre la explotación de Camisea. En este año la transnacional abandonó el proyecto de exploración en los lotes referidos.

No fue sino hasta marzo de 1994 en que Shell volvió a interesarse en el proyecto Camisea y suscribió un convenio con Perúpetro para desarrollar un estudio de factibilidad para elaborar un plan de desarrollo de las reservas. Este evento formó parte de una serie de esfuerzos estatales dirigidos a renovar la confianza de la inversión en hidrocarburos en el Perú. Estos esfuerzos iniciaron con la promulgación de la LOH, que trajo consigo una reforma profunda del marco institucional y regulatorio del sector, y continuaron con la posterior expedición de reglamentos para regular la extracción, transporte, distribución y comercialización del gas natural y los líquidos del gas natural.

En mayo de 1996, Shell, consorciada con la empresa Mobil, y el Estado Peruano suscribieron el “Contrato del Siglo”, el cual fijaba las condiciones para que este consorcio pudiera llevar a cabo la explotación de gas natural y líquidos condensados. Luego de una primera fase de inversión, a mediados del año 1998, Shell y Mobil comunicaron su negativa de continuar con la segunda fase de las inversiones.

Esta decisión se debió a varios factores, entre otros:

- Debido a las condiciones de ejecución, el Consorcio consideró que el Proyecto Camisea otorgaría sólo una rentabilidad del 8.4% para la inversión, lo que no permitiría la recuperación de la inversión en los plazos deseados.
- Existía falta de consenso en cuanto a la tarifa de distribución de electricidad.
- Existía una clara prohibición de integración vertical con la actividad de distribución en Lima (establecida en el Decreto Supremo N° 056-93-EM, antiguo Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos).
- El Gobierno se negó a autorizar una operación de exportación de gas al Brasil.

Asimismo, el consorcio reclamaba una serie de nuevos incentivos para continuar con la fase de ejecución¹:

- La aceptación, por parte del Gobierno, de un nuevo precio para el gas natural que no se ajustaba a lo establecido en el contrato.
- La participación en la distribución del gas natural en Lima.
- La posibilidad de exportar gas a Brasil mediante la interconexión con el gasoducto Santa Cruz - Sao Paulo.
- La aplicación de una serie de reformas de la legislación eléctrica peruana para garantizar un precio para el gas natural que le permitiera competir con otros combustibles en el abastecimiento de energía a centrales termoeléctricas.

El alejamiento de Shell significó la reversión al Estado de una inversión acumulada en estudios y exploración de aproximadamente USD 500 millones. El fracaso del “Contrato del Siglo” llevó a cuestionar la forma en la que se había diseñado la regulación referida al gas natural y directamente al modelo liberalizado adoptado desde la reforma del sector. Como respuesta a estos cuestionamientos, entre los años 1998 y 1999 se trabajó un nuevo esquema de desarrollo de la industria del gas natural y, en especial, para el proyecto Camisea.

1 Cfr. CAMPODONICO, Humberto: La industria del gas natural y su regulación en América Latina. En: Revista de la CEPAL N° 68. Agosto 1999. Páginas 135-152.

El nuevo esquema de organización del sector gas natural se creó con la emisión de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en junio de 1999, la cual trajo, entre otras cuestiones, importantes disposiciones dirigidas a establecer mecanismos de garantía de demanda mínima a la infraestructura de transporte y distribución de gas natural. Estos mecanismos permitirían superar las dificultades identificadas por Shell respecto a la incertidumbre en la creación y dimensiones del mercado de gas natural. En paralelo, en mayo de 1999, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada – COPRI (lo que actualmente es la Agencia de Promoción de la inversión Privada – PROINVERSIÓN) acordó realizar un proceso de promoción para desarrollar el proyecto Camisea. Para la conducción de dicho proceso se designó un Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM). En ese mismo año, CECAM convocó a dos concursos públicos internacionales conforme a los siguientes criterios:

- En la primera licitación, referida a la Etapa de Producción, se definió como variable de adjudicación de la Etapa de Producción el porcentaje de regalías, el cual se aplica por igual a la venta valorizada de gas y líquidos en Camisea. El ganador del concurso sería aquel que ofertara el mayor porcentaje de Regalía, sujeto a un mínimo de 10%.
- En la licitación de la Etapa de transporte y distribución se definió como variable de adjudicación el Costo del Servicio, el cual incluye todos los costos de inversión, operación y mantenimiento de los ductos (gasoductos y poliductos) en el período de concesión. El ganador del Concurso sería aquel que oferte el menor costo del servicio lo cual se traducirá necesariamente en una menor tarifa.

Para el caso de la explotación, separación y fraccionamiento, en febrero de 2000, un consorcio formado por Pluspetrol (Argentina, 36%), Hunt Oil (EE. UU, 36%), SK Corp (Korea, 18%) y TecPetrol (Grupo Techint, Argentina, 10%) se adjudicó el derecho de explotar durante 40 años el Lote 88 de Camisea. Por su parte, en diciembre de 2000, el consorcio multinacional liderado por Tecgas NV con la participación de Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Oil Company, SK Corporation, Sonatrach Petroleum Corporation, Graña y Montero y luego Tractebel, resultó adjudicatario, por 33 años, de la concesión para el transporte de gas natural y de LGN hasta Lima y Callao, así como de la distribución de gas natural en dichas ciudades. Estas empresas conformaron la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP), la que posteriormente suscribió el Contrato BOOT y el Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.

Entre las disposiciones del Contrato BOOT se incluyó la obligación de TGP de escindir el bloque patrimonial correspondiente a la distribución de gas natural en Lima y Callao en un período no mayor a cinco (5) años. Así, en 2002, TGP suscribió el contrato de cesión de posición contractual en la concesión de distribución de gas natural en Lima y Callao con la empresa Gas Natural de Lima y Callao (Calidda).

Finalmente, el último proyecto de relevancia en la industria del gas natural en el Perú, ha sido la suscripción, el 23 de julio de 2014, del “Contrato de Concesión del Proyectos de Mejoras a la Seguridad Energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”, entre el Estado Peruano y la empresa Gasoducto Sur Peruano (Odebrecht-Enagás). Este proyecto constará de un sistema de ductos que tendrán como fin brindar redundancia al sistema de transporte de hidrocarburos existente, así como transportar gas natural y líquidos asociados al sur del Perú. De acuerdo al contrato, la concesionaria será responsable del diseño, financiamiento, construcción, suministro de bienes y servicios, explotación de los bienes de la concesión, operación, mantenimiento y transferencia de estos al Estado, al término del plazo del Contrato, que es de 34 años.

Si bien en el país se cuentan con otros desarrollos en gas natural (la operación de Aguaytía y del noroeste del país), estos son muy inferiores a Camisea. En ese sentido, el inicio de la producción de gas natural en Camisea, en agosto de 2004, ha significado el hito principal en la consolidación de la industria del gas natural en el Perú. En este contexto, el presente estudio tendrá por objeto describir el actual mercado peruano de gas natural, precisando para ello los indicadores actuales de oferta y demanda de gas natural, los agentes participantes en esta industria, los proyectos tanto de suministro, transporte y distribución de gas natural en ejecución en el país, la coyuntura actual del sector, y las particularidades del segmento de distribución de gas natural por red de ductos en el ordenamiento peruano.

A este punto, es preciso señalar que como varias industrias similares (como la eléctrica o la petrolera), la industria del gas natural aparece como una actividad económica que reconoce una cadena de trabajo integrada verticalmente, reconociéndose claramente hasta cuatro fases en el proceso de organización industrial de la misma: i) producción; ii) transporte; iii) distribución; y, iv) comercialización. No obstante ello, el esquema regulatorio aplicable a la explotación y operación comercial del gas natural de Camisea ha contemplado la segmentación vertical de las operaciones del mercado de gas natural,

puesto que se ha separado la estructura de las operaciones (aplicándose la denominada “separación jurídica de actividades” o *unbundling*), teniéndose de un lado, a un operador de la producción del gas (consorcio liderado por Pluspetrol), un operador de las concesiones de transporte de líquidos y de gas natural en alta presión (TGP y Gasoducto Sur Peruano) y un operador de la distribución (Cálidda).

2. Marco general de la industria peruana del gas natural

a. El gas natural como fuente energética. Su importancia

El gas natural es un combustible formado, como el petróleo, por la transformación de la materia orgánica que ha ido quedando bajo el subsuelo de la Tierra². Se encuentra generalmente en yacimientos exclusivos (gas natural seco) o asociado a yacimientos de petróleo (gas natural asociado o gas natural húmedo).

El gas es un combustible compuesto por varias sustancias, entre las cuales destaca el metano³, aunque suele complementarse con cantidades menores de etano, butano y propano. Generalmente se afirma que el gas de mejor calidad es aquel que tiene una alta proporción de metano, un gas que produce mayor fuerza para la obtención de energía⁴. Su calificación como *natural* proviene de su extracción directa de los yacimientos en forma de gas, aunque luego debe ser tratado para su uso industrial, comercial o doméstico. En concreto, una vez obtenido el gas *amargo* de la corteza de la tierra, es preciso proceder a la eliminación de sus compuestos ácidos, transformándolo en gas *dulce*⁵.

Conforme refieren especialistas sobre la materia⁶, el gas natural presenta las siguientes características:

-
- 2 Cfr. LASHERAS, Miguel Angel: La regulación económica de los servicios públicos. Editorial Ariel. Barcelona, 1999. p. 214.
 - 3 Que es un gas muy inflamable, de tipo incoloro, inodoro e insípido.
 - 4 Cfr. VINELLI, Andrés: Análisis institucional de la privatización y el marco regulatorio del gas natural en la Argentina. En: Revista Argentina del Régimen de la Administración Pública. N° 246. Marzo de 1999. Ediciones RAP S.A. Buenos Aires, 1999. p. 10.
 - 5 Cfr. Cfr. CABALLERO SÁNCHEZ, Rafael: Régimen de los hidrocarburos. En: GONZÁLEZ GARCÍA, Julio (Director): Derecho de los Bienes Públicos. Tirant lo Blanch. Valencia, 2005. p. 639.
 - 6 Cfr. ATIENZA SERNA, Luis y Javier DE QUINTO ROMERO: Regulación y competencia en el sector de gas natural en España. Balance y propuestas de reforma. Documento de Trabajo 55/2004. Fundación Alternativas. Madrid, 2004. En: www.fundacionalternativas.com. p. 13 y ss.

- Alto rendimiento energético: su poder calorífico varía habitualmente entre 9.000 y 12.500 Kwh/Nmetros cúbicos (Nm³), y es mayor cuanto menos gases asociados contenga.
- No requiere transformaciones relevantes: se consume tal y como se encuentra, si bien recibe algunos tratamientos: eliminación de gases ácidos, CO₂ y SH₂, deshidratación y eliminación de otros compuestos para adaptarse a las especificaciones generales y odorización.
- Es almacenable a grandes escalas, a diferencia de la electricidad. Pero su almacenamiento es más complejo y costoso que el de los productos petrolíferos.
- Precisa ser recomprimido periódicamente en su transporte a largas distancias, hecho que se traduce en que el transporte es el componente del costo más importante en el ciclo del gas natural.
- Uso sencillo y limpio: su consumo y manipulación son más limpios que los del carbón, la gasolina o el gasóleo, energías finales con las que compite. Su manipulación resulta más sencilla que la de la energía nuclear y del carbón como energía primaria para generar electricidad.
- Versatilidad: es energía primaria y energía final al mismo tiempo.
- Ecológicamente limpia: su combustión apenas produce otros subproductos que no sea el CO₂.

Precisamente, el gas natural, compite con prácticamente cualquier energía primaria para generar electricidad (con las energías de fuentes hidráulicas, de carbón, de petróleo), así como para generar calor en procesos industriales. Sin embargo, también tiene uso como energía final, compitiendo a tal efecto con la electricidad e inclusive con la gasolina y el GLP como energías para el uso vehicular⁷.

7 De hecho, uno de los usos sobre los cuales se está impulsando mayoritariamente el consumo del gas natural es a través de su uso como combustible vehicular, es decir, como GNV (Gas Natural Vehicular). A la fecha (octubre de 2006) se cuenta con dos estaciones de servicio en Lima y se está proyectando inaugurar una nueva en el presente mes. Asimismo, se tienen planes agresivos de expansión en dicho servicio, así como un decidido apoyo del actual gobierno en este tema.

De otro lado, debe tenerse presente que el gas natural no debe confundirse con los gases licuados del petróleo⁸ que son los procedentes del refino del petróleo. Los GLP son el propano y el butano que se encuentran también presentes en el gas natural, pero en proporciones mínimas. Los GLP son distintos al gas natural, no sólo en su composición física, sino difieren también en su proceso de elaboración (los GLP son un producto del refino del petróleo, frente al gas natural que tal y como se encuentra se puede consumir, solo o asociado al petróleo).

No debe soslayarse, además, la visión económica de las potencialidades del gas natural como energía. Si bien es cierto su utilización genera economías para los usuarios, así como evita la producción de daños ambientales a la atmósfera, por ejemplo, no es menos cierto que la utilización de gas natural como fuente energética requiere instalaciones especiales para su conducción. Debido a sus especiales características, en principio, sólo se puede transportar mediante una red especial de tubos (gasoductos) que requieren elevados niveles de inversión⁹. En consecuencia, los segmentos más importantes de la industria (precisamente, el denominado T&D – Transporte y Distribución), tienen la condición de monopolio natural, debido a la presencia de economías de escala y de costos hundidos (*stranded costs*), motivo por el cual dichas actividades se encontrarán sujetas a las técnicas de la regulación económica¹⁰.

Sin embargo, no obstante la existencia de elevados costos en la ejecución de las actividades relacionadas con la explotación del gas natural, su uso tiene una serie de enormes potencialidades para la industria, para la generación de energía y para su uso residencial. Estas potencialidades han sido resaltadas suficientemente por la literatura sobre la materia¹¹; sin embargo, la consecuencia principal para la experiencia peruana es el cambio de matriz energética. El gas natural se va a emplear tanto como energía primaria, así como energía final (en el uso residencial o doméstico, compitiendo con la electricidad a fin de brindar energía para el funcionamiento de artefactos de uso doméstico, así como en el mercado de combustibles vehiculares, donde necesariamente tiene un lugar que ocupar).

8 En el Perú, el régimen jurídico de ambos combustibles se encuentra diferenciado, tanto a nivel legislativo como a nivel de los reglamentos que dicta el Ministerio de Energía y Minas.

9 Cfr. LASHERAS, Miguel Angel: La regulación económica de los servicios públicos. Editorial Ariel. Barcelona, 1999. p. 215.

10 Más adelante analizaremos las peculiaridades jurídicas de la regulación de los segmentos no competitivos de la industria del gas natural.

11 Véase por todos a ESPINOZA QUIÑONES, Luis: Camisea: Impacto en el Sector Energético. Lima, noviembre de 2000. Mimeografiado.

Estas potencialidades del gas natural como fuente energética han logrado su concreción en nuestro país, a partir de la entrada en operación comercial del gas natural proveniente de los lotes de la zona de Camisea. En consecuencia, conviene advertir a continuación cual es la situación actual en reservas, proyectos y agentes de inversión de la industria del gas natural en el Perú que se ha desencadenado a partir de la explotación de dicho yacimiento.

b. La organización industrial del gas natural en el mercado peruano

La organización industrial puede definirse como la parte de la economía que estudia la estructura y funcionamiento de los mercados, en especial en lo que se refiere a las empresas que actúan en ellos y al modo en el que las políticas públicas influyen sobre dicha estructura y sobre dicho funcionamiento¹².

Al respecto, la organización industrial del gas natural involucra una serie de actividades que se pueden resumir en cuatro fases: la exploración, la explotación, el transporte y la distribución del gas a los consumidores finales. La característica más importante en este tipo de industrias es la realización de prestaciones mediante redes de suministro (ductos), diseñadas para atender a una diversidad de usuarios, siendo estas redes exclusivas para el abastecimiento del combustible a través de conexiones domiciliarias a nivel residencial o mediante enlaces a la red principal de distribución para el abastecimiento de la industria¹³.

Precisamente, el gas natural como industria tiene varios segmentos que constituyen monopolios naturales y, en consecuencia, requieren de una regulación económica específica por parte de las autoridades estatales. Esto se ha efectuado mediante la técnica del *unbundling* o “desmantelamiento”, “segmentación jurídica”, proceso entendido como la obligación de segmentar el proceso regulatorio de una actividad económica, a fin de segregar los segmentos regulados y no regulados de una empresa en un mercado o sector de actividad económica¹⁴.

12 Cfr. COLOMA, Germán: Apuntes de organización industrial (Parte 1). Julio, 2002. En: www.cema.edu.ar

13 Cfr. VASQUEZ CORDANO, Arturo y GARCIA CARPIO, Raúl: La Industria del Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos. OSINERG. Agosto del 2004. p. 9.

14 Cfr. CABALLERO SANCHEZ, Rafael: Infraestructuras... Op. Cit. Página 454.

“En estas cuatro fases [exploración, explotación, transporte y distribución] se requieren importantes inversiones para afrontar los costos de instalación de los sistemas de suministro y se asumen una serie de riesgos, tales como el fracaso en la exploración, peligros en el manejo de la seguridad, entre otros. Paralelamente, estas inversiones tienen la particularidad de ser irrecuperables y específicas al giro del negocio, debido a que no es posible convertir o trasladar a otros usos la infraestructura instalada si es que las empresas operadoras abandonan el servicio. Tales inversiones se constituyen en costos hundidos irreversibles, los cuales provocan una asimetría esencial entre las empresas ya establecidas y aquellas que no lo están, dado que dichos costos actúan como si fueran barreras a la entrada, lo cual permite que las empresas dentro del mercado disfruten de cierto poder monopólico.

Otro rasgo característico de esta industria es la presencia de economías de escala asociadas a la construcción, a la producción y al empleo de las redes de suministro. Debido a los altos costos específicos del sistema y los reducidos costos marginales para interconectar a consumidores adicionales, la existencia de economías de escala bajo estas condiciones resulta significativa respecto al tamaño de la demanda. Por esta razón, existen segmentos relevantes de monopolio natural dentro de la estructura industrial (principalmente en el transporte y la distribución)”¹⁵.

Sin embargo, la segmentación jurídica, económica y técnica de la industria del gas natural en nuestro país, obedece a la necesidad de aplicar una técnica de *regulación para la competencia*¹⁶ en el ámbito de esta industria, de modo que puedan advertirse los segmentos en los cuales es posible desarrollar actividades en un marco de libre competencia y otros en los que la regulación económica deberá ser introducida para hacer frente a segmentos monopólicos o de escasa competencia.

En consecuencia, existen variados condicionamientos y restricciones de orden técnico y económico para la implantación de la industria del gas natural, así

15 Cfr. VASQUEZ CORDANO, Arturo y GARCIA CARPIO, Raúl: La Industria del Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos. OSINERG. Agosto del 2004. p. 9.

16 Véase por todos, ARIÑO ORTIZ, Gaspar. *La liberalización de los servicios públicos en Europa. Hacia un nuevo modelo de regulación para la competencia*. En: CASSAGNE, Juan Carlos y Gaspar ARIÑO. *Servicios públicos, regulación y renegociación*. Buenos Aires: Abeledo Perrot. 2005. pp. 10-50.

como por sus elevados costos, a lo cual se añade el hecho de la existencia de segmentos que irreversiblemente deben ser catalogados como monopolios naturales. En tal sentido, se impone la necesidad de que el Estado efectúe acciones para determinar la regulación económica de la industria del gas natural.

Precisamente, esta regulación puede variar en función al grado de intervención estatal en cada segmento de la industria. Por ejemplo, la actividad de producción es generalmente competitiva, aunque en el caso de Camisea, dicha actividad se haya sometida a un régimen de control de precios a boca de pozo¹⁷, para garantizar ingresos al productor del gas. Sin embargo, conjuntamente a esta situación, existen segmentos o fases del mercado que tienen elevados costos hundidos, generan economías de escala y son considerados como monopolios naturales (tales como el transporte y la distribución por red de ductos). Por dicho motivo, resulta necesario que el Estado intervenga tales segmentos de la industria a fin de regular tales situaciones de monopolio natural.

Otro aspecto que no puede soslayarse o dejarse de lado es la caracterización de la industria de gas natural como una industria típica de redes¹⁸. Precisamente, una industria en red se caracteriza por la utilización de una red de infraestructuras que conecta la oferta de bienes y servicios con los consumidores. Sin embargo, este tipo de industrias tradicionalmente se han mantenido al margen de la competencia, debido a que principalmente, el costo fijo de la red es elevado, por lo que existen economías de escala. Al mismo tiempo, algunas de estas actividades poseen elementos de monopolio natural. En dicho contexto, la duplicación y separación de la red es ineficiente, aunque de modo excepcional puede existir competencia entre distintas redes¹⁹.

17 En el contrato de licencia para la explotación del lote 88 (Camisea), se ha pactado entre el Estado (representado por PERUPETRO) y el licenciataria, que haya un precio determinado, que es de US\$ 1.00 por millón de BTU para los generadores eléctricos (así como para los denominados “consumidores iniciales”), y de US\$ 1.80 por millón de BTU para los demás usuarios, durante el primer año de producción fiscalizada. Posteriormente, dicho precio se someterá a un ajuste anual, de acuerdo a una ponderación de los precios del gas natural en el mercado internacional (Cláusula Octava del contrato de licencia suscrito entre Perupetro y el Consorcio de explotación de Camisea).

18 Cfr. DE LOS LLANOS MATEA, María: Consideraciones en torno a la regulación de las industrias de red. Su aplicación al caso español. En: *Economía Industrial*. N° 344. Madrid, 2002; CABALLERO SANCHEZ, Rafael: *Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos*. INAP. Madrid. 2003.

19 Cfr. DE LOS LLANOS MATEA, María: Consideraciones en torno a la regulación de las industrias de red. Su aplicación al caso español. En: *Economía Industrial*. N° 344. Madrid. 2002. p. 129.

En consecuencia, hemos de analizar, en primer lugar, los aspectos de la segmentación de la industria, para luego dar paso al análisis de la caracterización del mercado de gas natural como una industria de red, principalmente monopolística, pero que admite la regulación para la competencia.

b.1. Segmentación jurídica de la industria

El negocio o industria del gas natural, tiene varias fases ya comentadas líneas arriba. Pero esta separación no tiene su fundamento solamente en razones técnicas, sino que también se refleja en el esquema normativo institucional de la industria del gas natural en el Perú.

Jurídicamente se señala que la industria del gas natural se encuentra sometida a un proceso de “*unbundling*” o de separación jurídica y contable de las actividades económicas del proceso productivo de la industria. Esta separación es de tipo *vertical* (distingue entre varias unidades del proceso productivo) y responde a las condiciones de separación y segmentación de la industria prevista en los reglamentos de desarrollo de la LOH.

Las fases de estas industrias de red (para el caso del Gas Natural) es la existencia de actividades de producción (exploración y explotación), transporte, distribución, comercialización y almacenamiento.

Cabe señalar que conforme a la literatura, generalmente las actividades de producción, almacenamiento y comercialización son altamente competitivas o al menos no requieren de un control regulatorio específico. Sin embargo, las fases de transporte y distribución, por constituir monopolios naturales, son objeto de una minuciosa regulación por parte de las autoridades regulatorias, debido a que se busca: a) abrir los mercados a la competencia a partir del principio de *open access*, y b) garantizar el crecimiento, la expansión y la sostenibilidad de la industria regulada.

- **Fase de Producción (Exploración y Explotación)**

La fase de producción comprende la exploración y la explotación de los yacimientos del gas natural. Se rige por las disposiciones pertinentes de la LOH así como por el Reglamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

Para el caso del Gas de Camisea se firmó un contrato de licencia celebrado entre el Estado Peruano y el consorcio liderado por la empresa Pluspetrol.

Este contrato de licencia únicamente ha sido diseñado para la explotación del denominado Lote 88 (que comprende los yacimientos de San Martín y Cashiriari). El contrato de licencia antes referido fue celebrado al amparo de las normas pertinentes de la LOH.

El gas natural es extraído desde los yacimientos antes mencionados, siendo el objetivo principal de la explotación maximizar la extracción de líquidos a partir del gas obtenido, así como la extracción del gas seco suficiente para satisfacer la demanda interna.

Tanto la exploración como la explotación de hidrocarburos se encuentran someramente reguladas en la LOH. De acuerdo con esta norma, la actividad de producción comprende dos fases, claramente diferenciadas: a) la exploración, y, b) la explotación.

La exploración dura un plazo de 7 años, pudiendo realizarse en varios períodos. Cada período de exploración tiene un Programa Mínimo de Trabajo. El cumplimiento de este PMT se garantiza mediante una fianza bancaria. De otro lado, la explotación, es regulada igualmente por la LOH. Para el caso del petróleo crudo, la fase de explotación puede durar hasta por 30 años. De otro lado, para el caso del gas natural, el plazo para la explotación puede durar hasta 40 años.

Para la exploración y explotación del gas natural se puede utilizar cualquier tipo de contrato previsto en el artículo 10 de la LOH. Para el caso de Camisea se empleó el contrato de licencia para la explotación del Lote 88, celebrado entre el Estado peruano y el consorcio liderado por Pluspetrol.

- Fase de Transporte

El transporte es la fase a través de la cual se trasladan los hidrocarburos (en este caso, el gas natural) desde el yacimiento hasta las instalaciones del distribuidor. Para el caso de Camisea, el transporte implica tanto el transporte de gas por red de ductos, como el transporte de líquidos de gas natural por red de ductos.

En el ordenamiento peruano, el Decreto Supremo N° 081-2007-EM aprobó el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, según el cual se requerirá concesión para la prestación del servicio de transporte. Este título otorga al concesionario el derecho y la obligación de transportar

hidrocarburos a través de un sistema de transportes por un plazo mínimo de 20 y un máximo de 60 años. El sistema de transporte comprende el conjunto de bienes muebles e inmuebles, y en general las tuberías, obras, equipos e instalaciones requeridas y utilizados por el concesionario bajo los términos del contrato de concesión correspondiente para el transporte de hidrocarburos por ductos.

Cabe señalar que la concesión de transporte no otorga al concesionario una exclusividad geográfica ni territorial, en consecuencia se podrán otorgar otras Concesiones para la misma ruta de acuerdo a las disposiciones establecidas en el Reglamento en cuestión. Asimismo, en caso que en la concesión existan sistemas para el transporte de gas y transporte de líquidos, se deberá llevar contabilidades separadas para cada uno de estos sistemas de acuerdo con lo que defina el organismo regulador del sector (OSINERGMIN).

- **Fase de Distribución**

Dentro del proceso industrial, la fase de distribución comprende el traslado del gas natural desde la red de transporte hasta las instalaciones finales de los usuarios.

La distribución de gas natural por red de ductos ha sido declarada como servicio público por el artículo 79 de la LOH. En consecuencia se trata de una actividad sujeta a los estándares de regulación determinados por las autoridades competentes para la consecución de un entorno de regulación para la competencia en el gas natural y concretamente en su fase de distribución.

El segmento de distribución de gas natural por red de ductos se encuentra normado en el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM. De acuerdo a este texto normativo, la concesión de distribución en un área determinada será exclusiva para un solo concesionario y dicha área no podrá ser reducida sin autorización de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

El área de concesión quedará determinada inicialmente, por el área geográfica delimitada y descrita en el contrato. Luego de un plazo que no podrá ser mayor a doce (12) años contados a partir de la puesta en operación comercial, las áreas que no sean atendidas por el concesionario podrán

ser solicitadas en concesión por un tercer interesado, con una extensión mínima de diez (10) hectáreas, teniendo el concesionario el derecho preferente previsto en dicho Reglamento. En caso el concesionario no ejerza dicho derecho, se reducirá su área de concesión, la cual quedará redefinida.

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

- **Fase de Comercialización**

El comercializador de gas natural, conforme al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos es la persona natural o jurídica que compra y vende gas natural o capacidad de transporte y distribución, por cuenta propia o de terceros, sin ser concesionario de transporte ni de distribución.

Precisamente, el comercializador, contrata suministro de gas natural con el productor, paga el peaje de transporte del gas por el ducto principal (con el transportista) y finalmente, retribuye un cargo al distribuidor por el uso de sus instalaciones y redes para llegar directamente a los consumidores finales.

La figura del comercializador es consecuencia del principio de “*open access*” y de los “*by-pass*” previstos en las normas de distribución. La fase de comercialización, o el ingreso de los comercializadores es un resultado del régimen de competencia, puesto que genera un espacio de rivalidad con los distribuidores, a fin de ganar segmentos del mercado que éstos ocupan.

Actualmente, en los hechos, el distribuidor opera como comercializador, puesto que presta directamente el servicio a los consumidores finales, produciéndose una confusión entre ambas figuras. Sin embargo, la figura del comercializador, conforme a lo establecido en el artículo 117 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, entra en operación a partir del duodécimo año de suscrito el contrato.

La retribución del comercializador es el denominado “*margen comercial*”, que representa el costo eficiente del proceso de facturación del servicio y atención comercial al consumidor. Sus valores máximos se encuentran sujetos a regulación por parte del OSINERGMIN.

La introducción de la fase de comercialización permite que el consumidor elija si contratar con el distribuidor directamente o con el comercializador. La diferencia es que el comercializador, al competir directamente con el distribuidor, puede generar mayores ventajas corporativas para el consumidor, las mismas que se pueden reflejar en el hecho de que el comercializador puede ofrecerle trato personalizado, mejor atención y hasta tal vez un mejor precio (debido a tener mejores contratos con el productor o tener costos de operación más eficientes o menores que los del concesionario de distribución).

Sin embargo, dentro de un esquema incipiente de operaciones como el peruano, es necesario que el comercializador acceda al mercado como un competidor del distribuidor no al principio de su concesión, sino luego de transcurrido un período de tiempo (en el cual el distribuidor ya ha afianzado sus inversiones y recuperado parcialmente sus costos), a fin de generar competencia en el mercado. Por tanto la posibilidad de contar con la figura de los comercializadores no será inmediata, sino que deberá tomarse un tiempo prudente (en el caso peruano, 12 años) hasta que se pueda permitir la presencia de los comercializadores directos.

No obstante lo establecido en el artículo 117 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (que ha sido diseñado en función a los alcances de la entrada en operaciones del Proyecto Camisea), consideramos que en un futuro (cuando la industria se encuentre más estabilizada) sería necesario que el ingreso de los comercializadores tenga lugar simultáneamente al inicio de las operaciones de distribución. Sólo así se podrá materializar la vigencia indiscutible de un principio de mercado y de competencia (posibilidad de elección) a favor de los consumidores.

b.2. La industria del gas natural como industria de red. Sus peculiaridades, objetivos y principios jurídicos aplicables

La red se puede definir como un conjunto de puntos o nodos y líneas de interconexión entre ellos, que transmiten flujos de energía, información o materias. Precisamente, las infraestructuras de red son el soporte físico a través de los cuales se establece un sistema para la conexión de la oferta de bienes y servicios con la demanda de los consumidores²⁰.

20 Cfr. DE LOS LLANOS MATEA, María: Consideraciones en torno a la regulación de las industrias de red. Su aplicación al caso español. En: *Economía Industrial*. N° 344. Madrid, 2002.

Sin embargo, acometer la tarea de regular industrias en redes, es de por sí difícil, si tenemos en cuenta que tradicionalmente este tipo de industrias se caracterizan por integrar verticalmente los distintos segmentos de actividad que las componen. Precisamente, el reto es “...cómo ordenar la actividad en los segmentos de la industria que permanecen al margen de la competencia para que se facilite la incorporación de nuevos entrantes en los segmentos abiertos a la misma. Este aspecto es fundamental, dado que las industrias de red presentan un grado de maduración elevado que dificulta la entrada de nuevos consumidores. En particular, alcanza una relevancia especial, cuando el propietario de la red opera en los distintos tramos de la industria y puede, a través de acciones no competitivas en la red, obstaculizar la entrada de competidores en las actividades liberalizadas (fijando, por ejemplo, precios de acceso excesivos). Por otro lado hay que evitar que la liberalización pueda dar lugar a que determinados consumidores no puedan acceder a bienes y servicios considerados básicos”.

Consecuentemente, como puede apreciarse, mayoritariamente tratándose de servicios públicos, la gestión de los mismos se realiza mediante industrias de red. Y la gestión de estas infraestructuras tiene muchos caracteres de monopolio natural y de generación de economías de escala. Se considera preciso entonces, determinar si es necesario proponer un marco de industria integrada verticalmente, o por el contrario, proponer desde un inicio un modelo de desintegración vertical, o de separación o segmentación vertical de la regulación y ordenación normativa de las fases de la industria.

En el caso del gas natural, el antiguo Reglamento de Distribución de Gas Natural (aprobado por Decreto Supremo N° 056-93-EM) en su artículo 22 prohibía expresamente la integración vertical del productor o transportista de gas con el distribuidor del mismo. El actual Reglamento de Distribución de Gas Natural, en cambio, nada dice sobre el particular, y en consecuencia la integración vertical se encontraría permitida en nuestro ordenamiento.

p. 130. Otro concepto de infraestructura de red, en CABALLERO SANCHEZ (2003, página 151), quien propone la siguiente definición: “...el concepto estratégico de infraestructuras en red puede formularse como instalaciones de valor estratégico, ramificadas por el territorio y con conexión física entre sus extremos, caracterizadas por su configuración unitaria al estar entrelazadas, su capacidad limitada y su duplicación anteconómica debido a sus altos costes de implantación, por todo lo cual constituyen conductos de paso obligado para participar en un determinado mercado de interés general”.

Sin embargo, para el diseño de la entrega en concesión del gas de Camisea, el CECAM (Comité Especial para la promoción de la inversión en el proyecto Camisea), diseñó un esquema de industria segmentada, separando entre el productor y el operador de red principal. Posteriormente, el mismo contrato BOOT de distribución, ordenó que el transportista escindiera el bloque patrimonial correspondiente a las operaciones de distribución y lo cediera a una tercera persona jurídica interesada, con la anuencia del concedente. En este caso, el segmento de distribución fue cedido a la empresa Tractebel, la misma que conformó a la empresa Gas Natural de Lima y Callao.

En tal sentido, la experiencia peruana indica la existencia de una industria desintegrada verticalmente y con una ordenación jurídica distinta para cada segmento de la industria. Sin embargo es preciso acotar que existen segmentos naturalmente competitivos (como la producción, almacenamiento y comercialización) al lado de segmentos altamente monopólicos (como el transporte y la distribución). Precisamente, para garantizar la introducción de competencia, se impone la vigencia de un modelo *de regulación diferenciada*, a fin de introducir competencia allí donde no la haya y reforzar donde existe, distinguiendo entre cada fase de actividad de la industria.

Dicho todo lo anterior, cabe señalar cuáles son los objetivos de la regulación de las industrias en redes y en particular del gas natural. A nuestro criterio y siguiendo las líneas trazadas en la presente investigación, estos serían los objetivos de un sistema de regulación de las infraestructuras de red:

- En primer lugar, la garantía de un servicio universal o servicio público, continuo e ininterrumpido, a fin de satisfacer la demanda presente y futura de los bienes o servicios.
- En segundo lugar, la existencia de un sistema que propenda a la competencia en sus fases competitivas y que regule los segmentos no competitivos en un entorno favorable a la introducción de mecanismos generadores de competencia real, o de una “regulación para la competencia”.
- Adecuar la red a un principio de innovación tecnológica y de “mejor tecnología disponible”, por el cual se garantice que la red no sufra de obsolescencia a fin de mejorar la calidad de las prestaciones.
- Garantizar un acceso libre a la red, sin excluir ni a competidores ni

tampoco a usuarios, propiciando una garantía inexcusable de acceso libre a las redes.

Conforme al marco regulatorio del gas natural en el Perú, consideramos que tanto por la segmentación de las actividades, así como por las disposiciones normativas vigentes, los cuatro objetivos del sistema de regulación de las infraestructuras propuesto, se encuentran ordenados en el marco jurídico vigente. Sin embargo, es necesario efectuar la atingencia de que nuestro actual marco normativo gasífero es un modelo prototípico, puesto que regula un mercado incipiente y que tardará algunos años en ponerse en verdadera marcha. En consecuencia, los objetivos podrían permanecer pero el sistema legal de aplicación podría variar privilegiando uno u otro objetivo a fin de fortalecer el mercado, pero en todo caso siempre respetando las variables de competencia y de garantía de servicio público.

Una vez delimitados el ámbito de los objetivos de la regulación de la infraestructura en red, consideramos necesario señalar cuáles son los supuestos o notas características de la regulación de estas infraestructuras.

A nuestro criterio, estas características serían las siguientes²¹:

- ***Regulación pública de las infraestructuras necesarias para la prestación del servicio:***

Las infraestructuras de red sobre las cuales se presta el servicio del gas son construidas por el agente privado en función a lo establecido en los contratos BOOT de transporte (de gas y de líquidos) y de distribución. Sin embargo, esto no implica que el soporte físico de las infraestructuras sea de propiedad privada del operador, puesto que la propiedad sobre las infraestructuras integra los denominados “bienes de la concesión”, y al término de la misma revierten al Estado junto a todas las instalaciones esenciales necesarias para la prestación del servicio. Sin embargo, bajo el sistema BOOT, durante el tiempo de la concesión el privado actúa como si fuera dueño de las infraestructuras. Ahora bien, durante el período de la concesión, el operador privado “dueño” de las infraestructuras, no ejerce un poder privado irrestricto

21 Seguimos en este punto a CABALLERO SANCHEZ, Rafael: Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos. INAP. Madrid. 2003. pp. 115-123.

para excluir a terceros del uso de su propiedad, sino que la regulación de las redes implica la regulación del uso privado de las infraestructuras.

Nos explicamos. El uso de la red por parte del operador privado es un uso regulado, puesto que en uso de la garantía del *open access*, la red no está para el uso exclusivo del operador, sino que está para uso de quien desee utilizarla, es decir, está afecta a un uso competitivo (el cual lógicamente, procede previa retribución al operador de la red por el uso de “su” infraestructura).

- ***Garantía de acceso de terceros a redes (ATR) e interconexión.***

Lo señalado en el punto anterior cobra especial importancia cuando se trata de garantizar siempre el acceso de terceros a la red (ATR). Para el caso del gas natural, en un entorno de gran demanda y de agentes monopolísticos es necesario garantizar el ATR y propiciar o incentivar su ejercicio por parte de agentes que estén interesados en acceder al mercado o que potencialmente podrían hacerlo²². Asimismo, la garantía del ATR no solamente está en posibilitar el acceso de los terceros, sino también en garantizar la interconexión de las redes como una obligación para la mejora del servicio y de la competencia para el mercado.

- ***La participación en el mercado de agentes sin red propia.***

Otro aspecto fundamental en la regulación de las redes es el acceso de terceros que no necesariamente sean concesionarios, sino que además carezcan de red o de infraestructuras. Este es el principio que permite la participación de agentes tales como los comercializadores o los que emprenden el negocio de almacenamiento.

Tal como hemos indicado la garantía implica que los agentes sin red propia puedan participar en el mercado. Esto es posible en virtud del principio del “*open access*” consagrado normativamente en el artículo 8 del Reglamento de Distribución de Gas Natural y en las disposiciones

22 Cfr. DEL GUAYO CASTIELLA, Íñigo y Gaspar ARIÑO ORTIZ: Liberalización y competencia en el Sector del Gas. Balance 1998-2003. En: ARIÑO ORTIZ, Gaspar (Director): Privatizaciones y liberalizaciones en España: Balance y resultados (1996-2003). Tomo II. La Liberalización de la Energía (Gas, Electricidad y Petróleo). Fundación de Estudios de Regulación - Editorial Comares. Granada, 2004.

pertinentes de la Ley N° 27133. En todo caso, sin embargo, hay que estar a que nuestro mercado de gas natural es un mercado incipiente y requiere necesariamente incentivos o estímulo al operador que ha invertido e instalado la red. Es por eso que se justifica la suspensión de la comercialización hasta el duodécimo año del contrato de concesión, a fin de posibilitar la existencia de terceros una vez consolidado el mercado. Sin embargo, en mercados maduros (y donde más existen los operadores monopolísticos) el ATR en todas sus formas así como el acceso abierto, son inexcusables.

- ***Creación de una autoridad regulatoria independiente para la supervisión y fiscalización de las actividades reguladas.***

En nuestro marco normativo existe una autoridad regulatoria independiente que es el OSINERGMIN (creada por la Ley N° 26734), la cual se encarga de ejercer las funciones de regulación para la industria del gas natural. Esta se encuentra dotada de las potestades suficientes (normativa, reguladora, fiscalizadora y sancionadora, de solución de controversias, etc.), necesarias para la solución de controversias dentro del sistema y así como para salvaguardar la buena marcha del mismo. En tal sentido, es característico de la regulación de la industria, en este caso del gas natural, la existencia de esta autoridad independiente y que se rija por criterios eminentemente técnicos en su actuación.

- ***Imposición de obligaciones de servicio público a los operadores del sector.***

Esta obligación es un rezago de la declaración general como servicio público de una industria. Bajo un sistema tradicional o clásico de los servicios públicos, se hubiera declarado como tal a toda la industria del gas natural, en todas sus fases o segmentos, tal como ocurría con el servicio público de electricidad hasta antes de la aprobación del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas de 1992.

Sin embargo, actualmente y bajo el influjo de las nuevas tendencias modernas tanto legislativas como técnicas, se tiene que el sistema clásico o tradicional de los servicios públicos ha periclitado. Está finito. Lo que actualmente se mantiene en vigencia es la evaluación del carácter competitivo o no de cada uno de los segmentos de la industria. Si un segmento no es competitivo requiere necesariamente

regulación pública. Si dicho segmento regulado es indispensable para la prestación, necesariamente requerirá una regulación pública que garantice antes que nada la prestación del servicio. Este es el fundamento por el cual se ha establecido una “regulación de servicio público” para la fase de distribución del gas natural.

c. El marco regulatorio de la industria del gas natural. Los objetivos en la regulación de la industria.

El marco regulatorio de cualquier industria establece las condiciones específicas para el desarrollo de los agentes en el mercado, así como los roles del Estado en cuanto al ejercicio de sus poderes de ordenación, limitación y fomento en cuanto al desarrollo de cualquier actividad económica.

El marco regulatorio, pues, diseña los espacios propios de la intervención estatal en los mercados y consecuentemente, establece tanto los espacios que corresponden a la actuación de los particulares, como sus límites. Es entonces una cuestión muy delicada el diseño del marco regulatorio, puesto que de su diseño adecuado pende tanto la prestación del servicio público, tanto como el incentivo suficiente para que los particulares se interesen o estén atraídos para realizar actividades económicas.

En el caso del gas natural, las normas que regulan la industria han tenido que lidiar con la circunstancia de que en el Perú no existe una cultura de consumo de gas natural, lo cual aunque puede parecer una perogrullada, resulta importante para determinar cuál es el fundamento o la base del diseño del marco regulatorio.

El marco genérico para la promoción de la industria ha sido dado por la LOH, norma que establece las bases competenciales de las autoridades regulatorias, así como los regímenes promocionales de los segmentos de la actividad, para luego culminar con el desarrollo de las bases del régimen jurídico de los segmentos que componen la industria del gas natural.

Como características principales del diseño regulatorio del gas natural, encontramos que el marco institucional se encuentra integrado por varias autoridades públicas, aunque los roles principales corresponden al Ministerio de Energía y Minas (que ejerce las funciones normativas y de diseño y organización del sector del gas) y al OSINERGMIN (quien tiene las funciones de fiscalización, sanción y de fijación tarifaria para los segmentos con precios regulados).

De otro lado, el marco jurídico de regulación de la industria, aun cuando fue diseñado por la LOH, ha sido complementado con normas de primer orden. En primer lugar, cabe hacer mención a la Ley N° 27133, Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, norma que ha estipulado un régimen favorable y de promoción para el desarrollo de la industria, debido a que el mercado (sobre todo la demanda) es incipiente y requiere medidas para difundir tanto el uso industrial como comercial y residencial del gas natural, sea como energía primaria o como energía final.

El desarrollo normativo de la LOH ha venido dado por las normas que regulan los segmentos en que se divide la industria. Consecuentemente, existen normas que ordenan tanto la exploración y explotación del gas (ordenada por el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos), el transporte del gas (regulado por el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos), así como la fase de distribución (normada por el Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de ductos).

De otro lado, el desarrollo de los regímenes promocionales para el gas natural han venido dados tanto por la Ley N° 27133 – Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural y sus normas de desarrollo y complementarias, así como por diversas normas promocionales (como la Ley de Promoción de Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas, así como las normas de promoción para el uso de gas natural para la generación eléctrica).

El marco regulatorio, entonces tiene como primera función, impulsar el desarrollo del mercado del gas natural en el país, puesto que a la fecha el mismo es mínimo y casi inexistente. Sin embargo, se observa una segunda función, cual es la de propiciar un marco que garantice la prestación del servicio público del gas, a través del establecimiento de los incentivos suficientes para los prestadores a fin de propender a que el consumo del mismo se generalice en el país.

Al lado de estas funciones primarias, persiste una tercera función, que no se encuentra reñida con la primera, la cual es tratar de implantar un modelo de regulación para la competencia, en el cual, el Estado incentiva la competencia en los segmentos donde sea posible y establece regulaciones en los segmentos monopólicos de la industria.

Por último existe una cuarta función, cual es la de garantizar el respeto de los derechos de los consumidores y así mismo, dar importancia a los factores de minimización o de reducción de costos para el medio ambiente.

Así, el marco regulatorio cumple funciones de ordenación de la actividad, así como de promoción y estímulo de la competencia, en cuanto al desarrollo de la actividad de los agentes privados. Pero también limita y disciplina la intervención de las autoridades estatales en cuanto al establecimiento de los fines y objetivos a perseguir mediante la regulación. Se debe evitar tanto las fallas del mercado²³ (razón natural por la cual se implementa un sistema regulatorio), pero también en lo posible, las fallas del Gobierno o los fallos de un Estado que utiliza su sistema regulatorio de mala manera, propiciando una situación de debacle de la industria²⁴.

Por las razones expuestas, si bien el marco regulatorio peruano es uno de tipo flexible y promotor, es un marco modelo o un marco prototipo. Solamente es una suerte de modelo de pruebas, puesto que estará sujeto al funcionamiento de un mercado que es nuevo en nuestro país. La propia consecuencia del cambio de matriz energética es no saber cuál será el futuro de la evolución del mercado. En consecuencia, si es una gran verdad que el Derecho siempre anda rezagado de la técnica y del conocimiento, necesariamente de aquí a cuando se produzca el incremento y desarrollo de la industria del gas natural, será necesario mejorar, afinar o inclusive cambiar el marco regulatorio tal como está dado actualmente.

Sin embargo, tratándose de un mercado incipiente, consideramos que el marco regulatorio peruano da señales concretas de generar expectativa de desarrollo y de promoción de la industria. Por tanto, a efectos de nuestro análisis, corresponde efectuar el estudio de los principios regulatorios que deben predicarse de la industria del gas natural en nuestro país.

c.1. Principios de la regulación de la industria gasífera:

El principio sobre el que descansa la regulación de la industria del gas natural es el de brindar adecuada protección a los usuarios finales, teniendo en cuenta que diversas fases de la industria (propriamente el transporte y la distribución) son monopolios naturales²⁵. En dichos casos, el Estado debe

23 Cfr. RABINOVICH, Gerardo: Los servicios públicos y la infraestructura energética: El caso del gas natural y de la electricidad en la Argentina. Buenos Aires, 2004.

24 Cfr. MARTINEZ DE VEDIA, Rodolfo: La organización en la regulación de los servicios públicos. Editorial Abaco de Rodolfo Depalma. Buenos Aires, 2003.

25 Cfr. CAMPODONICO, Humberto: La industria del gas natural y su regulación en América Latina. En: Revista de la CEPAL N° 68. Agosto 1999. p. 145.

intervenir para garantizar la libre competencia, impedir los eventuales abusos de una posición dominante y favorecer la continuidad y la calidad de la prestación de los servicios.

Aun cuando la industria del gas natural tiene segmentos o fases que constituyen monopolio natural, ello no constituye la única razón por la cual se requiere una intervención regulatoria del Estado. La intervención regulatoria para el caso peruano no solamente se da para controlar un monopolio natural, sino también para fomentar y estimular el desarrollo de un mercado sostenido en una inversión millonaria y que implica el cambio y mejora de la matriz energética del país. En consecuencia, la regulación no solamente es una ordenación preventiva y correctora de situaciones monopólicas, sino que también es una regulación de promoción y una regulación de estímulo a la industria.

En consecuencia, los principios regulatorios para el caso de un mercado incipiente serían dos: a) control de las fases de monopolio natural a fin de proteger a los usuarios y garantizar la prestación del servicio; y, b) incentivo al desarrollo de la industria y a su expansión. La regulación entonces, no es solamente una actividad de control y represiva, también implica una faceta de estímulo y desarrollo para el crecimiento y consolidación de los mercados.

c.2. Los Objetivos de la regulación del mercado del gas:

La generalidad de marcos regulatorios del gas natural establece ciertos principios, que pueden identificarse en los marcos normativos a nivel latinoamericano²⁶. Nosotros consideramos que son los siguientes:

- Favorecer los intereses y derechos de usuarios mediante el mejoramiento de la calidad del servicio público y su disposición final para asegurar una mejor calidad de vida a los usuarios.
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y de demanda de gas natural evitando el abuso por una posición dominante en el mercado.

26 Cfr. CAMPODONICO, Humberto: La industria del gas natural y su regulación en América Latina. En: Revista de la CEPAL N° 68. Agosto 1999. p. 146.

- Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- Regular el transporte y la distribución de gas natural, asegurando que las tarifas sean justas y razonables.
- Asegurar la prestación continua e ininterrumpida de los servicios, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que lo impidan.
- Elevar los índices de seguridad y reducción de incidentes vinculados con las prestaciones.
- Estimular el uso racional del gas natural velando por la adecuada protección del medio ambiente.
- Promover la inversión para asegurar el suministro a largo plazo.

Consideramos que los anteriores objetivos, descritos por CAMPODONICO (1999) ubican de manera correcta el ámbito objetivo, el *target* de la regulación de la industria del gas natural, tanto en sus facetas de control como en sus facetas de estímulo.

Podemos distinguir y clasificar los objetivos de la regulación del mercado de gas natural en tres segmentos regulatorios típicos²⁷, un segmento organizacional (que constituye la ordenación de los marcos institucionales – organizativos de las entidades administrativas de regulación así como de los marcos jurídicos aplicables a su actuación), un segmento técnico (que constituye la ordenación de las variables técnicas, industriales y económicas de la industria) y un segmento de regulación por interés público (en el cual se ubica la ordenación de la actividad regulatoria en cuanto a las condiciones de los usuarios, la calidad y la seguridad del servicio).

- ***La regulación organizacional.***

La regulación organizacional del mercado del gas natural viene dada por el marco institucional y por el marco jurídico aplicable en el país.

27 Seguimos en este extremo, la clasificación realizada por MARTINEZ DE VEDIA, Rodolfo: La organización en la regulación de los servicios públicos. Editorial Abaco de Rodolfo Depalma. Buenos Aires, 2003.

En cuanto al marco institucional, nos remitimos a lo desarrollado en el punto d) siguiente, en donde expondremos de grueso modo las instituciones intervinientes en la industria del gas natural en el Perú y los roles que cada una de ellas cumple.

De otro lado, el marco jurídico aplicable al mercado del gas natural viene dado tanto por las normas de organización de las autoridades administrativas regulatorias del mercado, como por las normas sustantivas de regulación del mercado (LOH, Reglamentos de los segmentos del mercado, leyes y normas de promoción de la industria, normas de incidencia tributaria, normas ambientales y normas de fijación de contenidos regulatorios). Se hace referencia a las normas pertinentes en cada uno de los acápite correspondientes del presente trabajo.

- ***La regulación técnica.***

El ámbito de la regulación técnica dentro de la industria del gas natural, comprende tanto la ordenación de los parámetros técnicos, industriales y económico-contables de la industria del gas natural.

Como principales instrumentos de la regulación técnica en el ámbito del mercado del gas natural, pueden mencionarse los siguientes:

- Regulación de la estructura del mercado (estructuración de la industria en los segmentos de exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización).
- Regulación de la oferta y de la demanda del mercado de gas, de manera tal que se garanticen los flujos eficientes y no se descuide el consumo de los usuarios, evitando las situaciones de escasez. Asimismo, también implica los aspectos correspondientes a la regulación de la capacidad de transporte por red de ductos.
- Regulación de los precios e inversiones en monopolios: Regulación de los precios y tarifas aplicables al mercado del gas natural (en el caso peruano, la regulación contractual de los precios en boca de pozo, así como las tarifas reguladas para el transporte y distribución).
- Garantía de los mecanismos de libertad de entrada: Es una garantía concreta de competencia para el desarrollo del mercado. Entre sus principales manifestaciones podemos citar: a) la regulación del

precio de gas en boca de pozo (medida promocional para el caso de Camisea y que se encuentra regulada en el caso del contrato de licencia del Lote 88), b) la regulación del acceso de terceros a la red, mediante el derecho al by pass físico y al by pass comercial, regulados tanto en el ámbito del Reglamento de Distribución como en el contrato BOOT de distribución de gas por ductos celebrado entre el Estado y GNLC), c) posibilidad de existencia de clientes independientes (quienes pueden comprar indistintamente al productor o al distribuidor del gas natural), d) regulación de la figura de los comercializadores, e) pérdida de la exclusividad de las áreas de concesión en caso de falta de explotación de las mismas, entre otras manifestaciones.

- Regulaciones de calidad, cantidad, seguridad y comparación para el servicio de gas natural.

- ***La regulación de interés público.***

La regulación de interés público para el mercado del gas natural corresponde a dos criterios básicos. De un lado, regular y crear las condiciones beneficiosas o favorables para los usuarios del servicio, mientras que de otro lado, se trata de ordenar las cuestiones de seguridad y de calidad del servicio. El régimen jurídico de los usuarios de distribución se encuentra regulado en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de ductos, aunque también se encuentra complementado por las disposiciones sobre el régimen de promoción de usuarios contenidas en la Ley N° 27133 y sus normas reglamentarias.

De otro lado, la ordenación de las cuestiones técnicas y de calidad en la distribución del gas natural se encuentra regulada en el Anexo 1 del Reglamento de Distribución, norma que establece las Normas de Seguridad para la Distribución de Gas por Red de Ductos.

Asimismo, en cuanto a los temas de protección a los consumidores, también calzaría la necesaria regulación de la existencia de Planes de Contingencia y Seguridad, para la eventual ruptura o interrupción de la prestación de los servicios de la industria (en función a causas de fuerza mayor o por desastres naturales o atentados terroristas, etc.). En tal sentido, como una función a futuro, debería regularse un ámbito de

protección de la continuidad del servicio mediante la ordenación de planes de contingencia para asegurar la ininterrumpibilidad del servicio.

Las cuestiones medio ambientales, a nuestro criterio, también calzan dentro de los alcances de la regulación de interés público, y en tal sentido, las disposiciones e instrumentos jurídicos que regulan los aspectos medio ambientales de la actividad gasística también pertenecen al ámbito de la regulación de interés público.

d. La organización institucional del mercado del gas natural. Funciones y roles de las autoridades de regulación de este sector

El marco institucional del mercado del gas natural en el Perú viene dado por varias autoridades que detentan los roles típicos de ejercicio de las potestades públicas de ordenación del mercado para cada uno de las actividades cumplidas por los operadores de los diversos segmentos de la industria.

Las autoridades públicas que constituyen la organización institucional de la industria del gas en el Perú, son las siguientes:

d.1. El Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El MEM es la máxima autoridad técnico-normativa de regulación de la energía y de la minería en nuestro país. Dentro del sector energético (que comprende las actividades del mercado eléctrico, hidrocarburiífero y del gas natural), el MEM ejerce las potestades administrativas propias de la ordenación y regulación gubernamental sobre tales mercados, independientemente de la calificación o no de tales mercados como servicios públicos.

El marco normativo del MEM viene dado por su Ley Orgánica, que es el Decreto Ley N° 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas. Los contenidos de esta norma son desarrollados en el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, así como en la Estructura Orgánica del mismo, que han sido aprobadas por el Decreto Supremo N° 025-2003-EM.

El MEM ejerce típicas potestades administrativas para la regulación del mercado de gas natural. Su potestad típica es *la potestad normativa o reglamentaria*, que ejerce para establecer las normas de carácter reglamentario que disciplinan la ordenación regulatoria del mercado del gas natural.

En concreto, el poder normativo del MEM abarca todos los segmentos relacionados con la regulación de la producción, el transporte, la distribución y la comercialización. Asimismo, el MEM conserva competencias normativas de primer orden en cuanto a los aspectos relativos a la regulación de la seguridad, la higiene industrial y los aspectos medio ambientales de la operación de las actividades ligadas al mercado del gas natural.

Las competencias normativas se ejercen a través de Decretos Supremos (normas reglamentarias expedidas por el Presidente de la República, a propuesta del Sector Energía y con el refrendo del Ministro), Resoluciones Ministeriales (normas de más alto nivel al interior del Sector) e inclusive a través de Resoluciones Directorales (de manera excepcional y para casos limitados). Estas competencias, en principio son exclusivas, debido a que la regulación del mercado del gas natural es una competencia del Gobierno Nacional, el mismo que la detenta a través de la autoridad sectorial competente para estos efectos, es decir, el MEM²⁸.

La segunda potestad que tiene el MEM es la *potestad de planeamiento* o de configuración y diseño del mercado del gas natural en el país. El MEM tiene la característica de contar con poderes de planificación no vinculante, aunque sí indicativa u orientativa del crecimiento del mercado de gas natural. Así, el MEM, en coordinación con los agentes privados tiene competencias efectivas para planificar el eventual diseño de las nuevas unidades a ser entregadas en concesión al sector privado para su desarrollo.

Una tercera potestad típica del MEM es la facultad *concedente o autorizatoria*. Las concesiones son los títulos habilitantes previstos para la prestación de los servicios de transporte y de distribución de gas natural, conforme lo establecen tanto el Decreto Supremo N° 081-2007-EM (Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos), así como el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

28 Esto no implica desconocer que en nuestro ordenamiento, el Organismo Regulador (es decir, el OSINERGMIN) tiene asignadas competencias normativas, aun cuando las mismas son de un espectro muy limitado, limitadas a aspectos procedimentales (nunca sustantivos) y subordinadas a la autoridad normativa del MEM. Sobre el tema de la competencia normativa de los Organismos Reguladores (o autoridades independientes), véase MUÑOZ MACHADO, Santiago: Servicio Público y Mercado. Vol. I. Los Fundamentos. Editorial Civitas. Madrid, 1998; MAGIDE HERRERO, Mariano: Límites Constitucionales a las Administraciones Independientes. INAP. Madrid, 2000.

En tal sentido, la autoridad competente para el otorgamiento de títulos habilitantes para la realización de actividades relacionadas con el transporte y distribución de gas natural es el MEM, conforme a lo establecido en su Ley Orgánica y su Reglamento de Organización y Funciones, así como lo establecido en el marco regulatorio vigente del gas natural.

Otro aspecto relacionado con la técnica autorizatoria es la relativa a las autorizaciones y permisos de naturaleza ambiental. Hasta 2015, el MEM aprobaba de modo exclusivo todas las autorizaciones de carácter ambiental, en su condición de autoridad sectorial competente para ello conforme a lo establecido en las normas pertinentes. Conforme a esto, el MEM aprobaba los Instrumentos de Gestión Ambiental correspondientes a los proyectos de su competencia, comprendiendo los Estudios de Impacto Ambiental Detallados (EIA-d), Estudios de Impacto Ambiental Semi-Detallados (EIA-sd) y Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA). Sin embargo, esta función ahora es compartida con el Servicio Nacional de Certificación Ambiental (SENACE), el cual fue creado por Ley N° 29968. Conforme a esta normativa, le corresponderá al SENACE revisar y aprobar los EIA-d, es decir, aquellos instrumentos de gestión ambiental sobre proyectos de gran envergadura e impacto ambiental. El SENACE es una entidad incipiente, cuyos logros o méritos aún no podemos comentar.

Por último, está un rol o función no menos importante, cual es el rol *promotor o de fomento de las inversiones en el mercado del gas natural*. El MEM no solamente diseña el marco normativo, no solamente establece políticas vinculantes o meramente indicativas para el desarrollo del mercado del gas natural, u otorga concesiones y autorizaciones. También establece medidas de fomento e incentivo a las inversiones. Este rol promotor se ejerce no solamente a través de la propuesta de medidas normativas destinadas a la protección y al incentivo a las inversiones, sino también a partir del diseño y promoción de proyectos de inversión privada en su sector, conforme a las facultades y márgenes que señala el actual Decreto Legislativo N° 1224, del Marco de Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos. Del mismo modo, en ejercicio de esta función, el MEM impulsa la firma de medidas de fomento específicas a través, por ejemplo, de la suscripción de Convenios de Estabilidad tributaria o de estabilidad jurídica.

No se debe perder la atención en que, comúnmente toda autoridad administrativa para poder ejercer adecuadamente sus potestades

habilitadas por el ordenamiento, debe tener facultades suficientes para cumplir y hacer cumplir sus decisiones administrativas. Esto viene dado por el ejercicio de poderes de supervisión, fiscalización y sanción en las materias sectoriales. El MEM detentó estos poderes hasta el año 1996, en que se creó el OSINERGMIN como organismo fiscalizador y sancionador en materia hidrocarburífera. Por dicho motivo, a partir de la vigencia de la Ley N° 26734 - Ley de creación de este organismo regulador, las facultades de inspección, supervisión, fiscalización y sanción en el mercado del gas natural han pasado a formar parte del acervo normativo de las facultades del OSINERGMIN, sin que actualmente el MEM tenga poderes de tal naturaleza con relación a las actividades del mercado de gas natural.

d.2. Gobiernos Regionales

Los Gobiernos Regionales no tienen competencias para la regulación de las actividades que conforman el mercado del gas natural, puesto que la regulación del mercado del gas natural en nuestro país se da como una competencia exclusiva del Gobierno Nacional.

Sin embargo, conviene prestar atención al rol de cooperación y colaboración que se debe ejercer entre las autoridades del Gobierno Nacional y de los Gobiernos Regionales, sobre todo a los afectados directamente por el impacto de la puesta en operaciones del Proyecto Camisea. Este rol de coordinación se da a través de las instancias de coordinación previstas en la Ley Orgánica de Gobiernos Regionales (en concreto en su Disposición 12), norma que crea las Direcciones Regionales Sectoriales en el ámbito de cada Región, a fin de establecer vínculos y criterios de coordinación entre la acción sectorial del Gobierno Nacional y el progresivo traslado de competencias sectoriales que se efectuará a las Regiones.

En tal sentido, aun cuando los Gobiernos Regionales no tienen tareas específicas dentro del ámbito de la regulación del mercado de gas natural, no es menos cierto que es necesario establecer vínculos de coordinación entre el Gobierno Nacional y los Gobiernos Regionales, a fin de propiciar escenarios siempre favorables a la promoción de las actividades del mercado gasista nacional y regional.

d.3. Gobiernos Locales

Como ya se ha señalado, la regulación del gas natural como servicio público es de alcance nacional, en la medida que las competencias

administrativas para la ordenación normativa y regulación de tales mercados se han atribuido al Gobierno Nacional.

Sin embargo, no es posible soslayar el importante rol que dentro del diseño regulatorio les corresponde a los Gobiernos Locales. Sobre todo debido a que por mandato de la Ley N° 27972 - Ley Orgánica de Municipalidades, los gobiernos locales tienen sendas atribuciones en materia urbanística, en materia de licencias y autorizaciones de funcionamiento y de realización de obras de gran envergadura, así como en aspectos de ordenación territorial y de fiscalización en medio ambiente.

En tal sentido, las autoridades locales cumplen un rol de primera importancia en cuanto al otorgamiento de permisos y autorizaciones para la instalación de redes de ductos, así como por la problemática derivada de las potestades de ordenación urbanística que tienen los Gobiernos Locales.

Entonces, se impone necesaria una clara política de coordinación y cooperación administrativa entre el MEM y los actores del Gobierno Nacional (en particular OSINERGMIN) para coadyuvar a un mejor ejercicio de las competencias de cargo de los Gobiernos Locales y que tienen significativa influencia para el desarrollo de la industria del gas natural.

d.4. PERUPETRO

PERUPETRO nace como una escisión de la empresa estatal PETROPERU. Es creada por la Ley N° 26221 - LOH, como una empresa estatal de derecho privado y que tiene por finalidad la negociación y suscripción de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio nacional.

Sus funciones, de acuerdo al artículo 6 de la LOH, son las siguientes:

- Promover la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos.
- Negociar, celebrar y supervisar los contratos que la LOH establece, así como los convenios de evaluación técnica.
- Formar y administrar el Banco de Datos con la información relacionada a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, pudiendo disponer de ella para promocionarla con la participación del sector privado, así como para su divulgación con fines de promover la inversión y la investigación.

- Asumir el pago que corresponda por concepto de canon, sobrecanon y participación en la renta.
- Comercializar, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, cuya propiedad le corresponda.
- Entregar al Tesoro Público los ingresos (regalías) que perciba por concepto de los contratos de licencia o de servicios suscritos entre el Estado y los contratistas.
- Proponer al MEM otras opciones de políticas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Coordinar con las entidades correspondientes, el cumplimiento de las disposiciones relacionadas con la preservación del medio ambiente.

En concreto PERUPETRO tiene un rol muy definido: negociar y suscribir los contratos de exploración y explotación de los hidrocarburos (incluido, claro está, el gas natural). Esta función encuentra su razón debido a lo establecido en el artículo 8 de la LOH, norma que establece que los hidrocarburos “in situ” son de propiedad del Estado, propiedad que éste otorga a PERUPETRO para que pueda celebrar contratos de exploración y de explotación de hidrocarburos.

Precisamente, el derecho de propiedad que ejerce PERUPETRO sobre los hidrocarburos es transferido a los licenciatarios al celebrarse contratos de licencia sobre los hidrocarburos existentes en un área geográfica calificada como área de contrato.

Los contratos que se pueden celebrar para obtener el derecho a realizar exploración o explotación de hidrocarburos son los siguientes:

- Contrato de Licencia: es el celebrado por PERUPETRO con el contratista por el cual éste obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el área de contrato en mérito del cual PERUPETRO transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado por la extracción de los mismos.
- Contrato de Servicios: es el celebrado por PERUPETRO con el contratista, para que éste ejerza el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos en el

área de contrato, recibiendo el contratista una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos.

Tal como puede apreciarse en el único caso en el que hay transferencia de propiedad de los hidrocarburos es en el caso del contrato de licencia, puesto que el contratista asume el riesgo por la comercialización de los hidrocarburos extraídos, mientras que el Estado únicamente cobra su regalía pertinente por la explotación de los mismos. Mientras tanto, en el contrato de servicios, el contratista extrae hidrocarburos y por realizar dicha operación, el Estado le retribuye por la producción fiscalizada, es decir, el Estado compra los hidrocarburos extraídos al contratista de servicios.

En tal sentido, PERUPETRO ejerce un rol de negociador y de contratista de los contratos de licencia para la explotación de hidrocarburos y de gas natural en el mercado peruano. Precisamente, el contrato de licencia celebrado para la explotación del Lote 88 (Camisea) fue celebrado entre PERUPETRO y el Consorcio conformado por las empresas Pluspetrol, SK Corporation, Hunt Oil Company e Hidrocarburos Andinos, Consorcio encargado de la explotación del Gas de Camisea.

d.5. OSINERGMIN

El OSINERGMIN es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Fue creado por la Ley N° 26734 como una escisión del Ministerio de Energía y Minas, puesto que asumió las funciones de supervisión, inspección, fiscalización y sanción que esta última entidad detentaba sobre el ámbito energético (los mercados de electricidad, hidrocarburos y gas natural).

Inicialmente fue concebido como un Organismo Regulador, aun cuando no con la amplia gama de funciones que tenían reguladores como OSIPTEL u OSITRAN (que fueron creados con potestades tarifarias y de solución de controversias), sino únicamente ligado a los aspectos de fiscalización y sanción en el ámbito energético²⁹.

²⁹ Puesto que las funciones tarifarias en materia eléctrica las detentaba la otrora Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), posteriormente denominada como Comisión de Tarifas de Energía (al asumir funciones tarifarias en materia de hidrocarburos y gas natural mediante lo establecido por la Ley N° 27116).

Posteriormente, a partir de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, el OSINERGMIN adquirió las funciones comunes a todos los Organismos Reguladores en el panorama administrativo peruano. En consecuencia, asumió desde entonces una: a) función normativa, b) función reguladora, c) función fiscalizadora, d) función supervisora, e) función de solución de controversias, f) función sancionadora, y g) función de solución de reclamos de usuarios.

Además de otorgar una mayor gama de funciones al OSINERGMIN, la Ley N° 27332 le concedió el manejo estricto de la potestad tarifaria en el sector energético, al ordenar que asuma las funciones reguladoras en dicha materia. Asimismo, ordenó la fusión inmediata de la CTE (antigua Comisión de Tarifas de Energía) con el OSINERGMIN, la misma que se materializó a través de dos normas específicas, a saber, el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM - Reglamento General del OSINER y el Decreto Supremo N° 055-2001-PCM, norma que modificó el contenido del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. Actualmente, se ha aprobado un nuevo Reglamento de Organización y Funciones del OSINERGMIN por medio del Decreto Supremo N° 010-2016-PCM.

OSINERGMIN tiene la condición jurídica de Organismo Público Especializado adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros (inicialmente estuvo adscrito al MEM). Cuenta con personalidad jurídica de derecho público interno y se encuentra encargado de fiscalizar a nivel nacional el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades que desarrollan las empresas de los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades. Cuenta, con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera para el ejercicio de sus funciones.

Conforme a su Ley de creación, OSINERGMIN ejerce las siguientes funciones:

- Velar por el cumplimiento de la normatividad que regula la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario.
- Fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesiones eléctricas y otras establecidas por ley.

- Fiscalizar que las actividades de los subsectores electricidad e hidrocarburos se desarrollen de acuerdo con los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.
- Fiscalizar que se cumplan los compromisos de inversión y demás obligaciones derivadas de los procesos de promoción de la inversión privada en las empresas del Estado en los subsectores electricidad e hidrocarburos de acuerdo con lo establecido en los respectivos contratos.

Tal como lo hemos señalado líneas arriba, el OSINERGMIN ejerce varias facultades que la Ley N° 27332 ha asignado a todos los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos. Así, en relación a la industria del gas natural, el OSINERGMIN ejerce las siguientes funciones:

- Normativa:

Comprende la facultad exclusiva de dictar, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, la normativa sobre los procedimientos a su cargo; incluyendo los procedimientos administrativos especiales que norman los procesos administrativos vinculados con las funciones supervisora, supervisora específica, fiscalizadora y sancionadora; los procedimientos de ejecución de decisiones y resoluciones de los órganos de OSINERGMIN; así como otras disposiciones de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de los agentes o actividades supervisadas o de sus usuarios. Asimismo, comprende la facultad de tipificar las conductas que constituyan infracciones administrativas y determinar las sanciones correspondientes.

Sin embargo, cabe recordar que la potestad normativa de los Organismos Reguladores es una potestad de segundo rango o subordinada a la facultad normativa del órgano técnico-normativo que ejerce la potestad reglamentaria pertinente en materia hidrocarburífera, es decir, el Ministerio de Energía y Minas. En tal sentido, el OSINERGMIN únicamente dicta normas complementarias en el ámbito sustantivo, las mismas que deben estar supeditadas a las normas sectoriales emitidas por el MEM. En todo caso, el ejercicio de esta potestad normativa -subordinada- se limita al establecimiento de normas procedimentales para el ámbito de los procedimientos seguidos al interior del OSINERGMIN, puesto que la mayoría de normas sustantivas son dictadas por el MEM en ejercicio válido de sus atribuciones normativas sectoriales.

- Reguladora:

La potestad de fijación tarifaria en los servicios de transporte y de distribución de gas natural es otorgada al OSINERGMIN. Comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios públicos de electricidad y gas natural bajo su ámbito, lo que incluye resolver, como única instancia administrativa, los recursos de reconsideración que las partes interesadas interpongan.

El precio de gas natural en boca de pozo, por su parte, ha sido fijado en el Contrato de Licencia del Lote 88 celebrado entre PERUPETRO y el Consorcio encargado de la explotación del referido Lote.

Es necesario recordar que la potestad tarifaria en los segmentos de transporte y de distribución es realizada por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART del OSINERGMIN.

- Supervisora:

Comprende la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones de los agentes supervisados, establecidas en la normativa sectorial y en los contratos bajo el ámbito de competencia de OSINERGMIN; así como en las disposiciones emitidas por el organismo regulador. La función supervisora permite verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el OSINERGMIN o de cualquier otra obligación que se encuentre a cargo de las entidades supervisadas.

Asimismo, la normativa alude a una función supervisora específica, la cual comprende la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los contratos derivados de los procesos de promoción de la inversión privada, relacionados a las actividades bajo el ámbito de competencia de OSINERGMIN..

En particular, con relación al Proyecto Camisea, OSINERGMIN ha venido realizando la supervisión del avance de las obras, del cumplimiento de los compromisos contractuales y de los compromisos de inversión establecidos en los Contratos BOOT's.

- Fiscalizadora y Sancionadora:

La función fiscalizadora permite a OSINERGMIN imponer sanciones a las empresas que realizan actividades sujetas a su competencia por

el incumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como de las disposiciones reguladoras y/o normativas dictadas por el OSINERGMIN.

- Solución de Controversias:

Comprende la facultad de conciliar intereses contrapuestos entre agentes bajo su ámbito de competencia, y entre éstas y los usuarios libres de electricidad o consumidores independientes de gas natural; o de resolver en la vía administrativa los conflictos suscitados entre los mismos.

Los órganos de OSINERGMIN encargados de ejercer la facultad de solución de controversias son los Cuerpos Colegiados, en primera instancia. En segunda instancia, existe un Tribunal de Solución de Controversias que resuelve en forma definitiva en sede administrativa, las reclamaciones o controversias puestas a su conocimiento.

- Solución de reclamos de usuarios:

Comprende la facultad de resolver, en segunda instancia administrativa, los recursos de apelación que interpongan los usuarios regulados de los servicios públicos de electricidad y gas natural contra lo resuelto por las empresas de distribución que les provean de dichos servicios.

d.6. INDECOPI

El INDECOPI - Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual es un organismo público especializado adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros y creado por el Decreto Ley N° 25868.

El INDECOPI en el ordenamiento jurídico peruano, ejerce primordialmente labores de autoridad de competencia (Agencia de Competencia) y fundamentalmente actúa en el mercado de modo “ex post” a fin de reprimir aquellas conductas restrictivas de la libre competencia³⁰. Adicionalmente a ello, ejerce funciones como autoridad de protección del consumidor, para cuestiones relativas a la imposición de barreras burocráticas, roles de

30 Cfr. BULLARD, Alfredo: Derecho y Economía. El análisis económico de las instituciones legales. Editorial Palestra. Lima, 2003.

autoridad concursal y de represión de la competencia desleal, así como de autoridad autorizatoria en cuanto a operaciones de concentración empresarial en el sector eléctrico. De otro lado, otra área funcional del INDECOPI ejerce las funciones de registro de marcas y de la propiedad intelectual y aspectos conexos.

En lo que concierne al mercado del gas natural, en la medida que se trata de un segmento regulado, el INDECOPI no interviene mayormente en cuanto a sus funciones de autoridad de libre competencia. Sin embargo, su rol es el de tener a su cargo la elaboración de normas técnicas para la construcción, instalación, uso y funcionamiento de las facilidades de distribución de gas natural en baja presión, así como el equipamiento que se requiere en las residencias, centros comerciales e industrias³¹.

d.7. Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA

Mediante el Decreto Legislativo N° 1013, se dispuso que las funciones de fiscalización, supervisión, evaluación, control y sanción en materia ambiental de los sectores minero, hidrocarburífero y eléctrico fuesen otorgadas al OEFA. Estas funciones habían estado inicialmente a cargo del OSINERGMIN; sin embargo, en 2008 se apostó políticamente por la creación de una nueva entidad especializada que pudiera encargarse de esta materia en extenso. Desde entonces, el número de supervisiones y procedimientos sancionadores se ha incrementado considerablemente, existiendo actualmente una preocupación cada vez mayor por parte de los agentes del sector de procurar la estricta observancia de las obligaciones en materia ambiental a su cargo.

e. Indicadores de Reservas

Las reservas de hidrocarburos son una subcategoría de los recursos naturales de un país que representa aquella parte de los recursos que es comercialmente recuperable y ha sido justificada por el desarrollo. En nuestro país las reservas de hidrocarburos se clasifican de la siguiente manera³²:

31 En el mismo sentido, Cfr. VASQUEZ CORDANO, Arturo y GARCIA CARPIO, Raúl: La Industria del Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos. OSINERG. Agosto del 2004. p. 58. Publicado en www.osinerg.gob.pe

32 Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2002-EM.

- (i) **Probadas.**- Son las cantidades de hidrocarburos estimadas a una fecha determinada con una certeza razonable por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes. Las reservas probadas, según su grado de desarrollo se clasifican en desarrolladas y no desarrolladas.
- (ii) **Probables.**- Son las reservas de hidrocarburos estimadas con un bajo grado de probabilidad, insuficiente para definir su pueden ser recuperadas.
- (iii) **Posibles.**- Son las reservas de hidrocarburos con menor grado de certeza de ser recuperadas que las probadas y probables.

Las reservas probadas al 31 de diciembre del 2014 han sido estimadas en 683 MMBls de petróleo, 727 MMBls de líquidos del gas natural y 14.63 TCF de gas natural. Se estima que estas reservas serán recuperadas o explotadas comercialmente.

A continuación, se muestran a detalle las reservas de hidrocarburos antes aludidas:

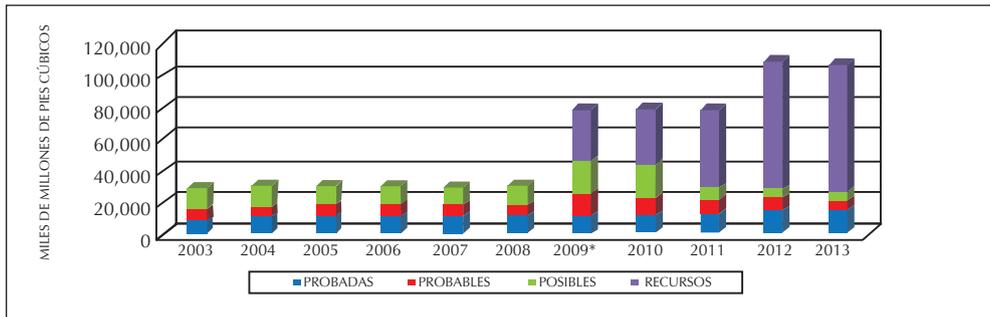
Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2014

| Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre del 2014 | | | |
|---|----------|-----------|----------|
| Tipos de hidrocarburos | Probadas | Probables | Posibles |
| Petróleo, MMSTB | 683 | 362 | 386 |
| Líquidos del gas natural, MMSTB | 727 | 289 | 249 |
| Total hidrocarburos líquidos, MMSTB | 1,410 | 652 | 634 |
| Gas natural, TCF | 14.63 | 6.44 | 4.83 |
| Total petróleo equivalente, MMSTB | 3,847 | 1,726 | 1,439 |

Fuente: MEM Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2014

De manera gráfica, a continuación presentamos la evolución del incremento de reservas de gas natural en los últimos años.

Evolución de las Reservas de Gas Natural



Fuente: PERÚPETRO Estadística de Reservas de Gas Natural

La Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas - MEM revisa y evalúa de manera anual las cifras de reservas y recursos presentadas por las empresas del sub-sector, con la finalidad de elaborar el Libro de Reservas de Hidrocarburos, el mismo que permite al MEM disponer de indicadores referidos al abastecimiento interno del país, así como inventariar los recursos energéticos del país de acuerdo a sus funciones.

A continuación, presentamos un resumen de las Reservas Probadas, Probables y Posibles de gas natural, lote por lote.

Reservas de Gas Natural al 31 de diciembre de 2014

| Lote | Zona | Empresa operadora | Reservas probadas (P1) | | | Reservas probables (P2) | Reservas posibles (P3) |
|-------------------------|--------|-------------------|------------------------|------------------|------------|-------------------------|------------------------|
| | | | Desarrolladas | No desarrolladas | Total (P1) | | |
| Z-2B | Zócalo | SAVIA | 202 | 65 | 267 | 18 | 22 |
| Z-1 | Zócalo | BPZ | 0 | 0 | 0 | 211 | 149 |
| Z-5 | Zócalo | SAVIA | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 |
| Sub-Total Zócalo | | | 202 | 65 | 267 | 236 | 171 |
| I | Costa | GMP | 54 | 9 | 63 | 2 | 7 |
| II | Costa | PETROMONT | 8 | 5 | 13 | 3 | 1 |
| III | Costa | INTEROIL | 0 | 0 | 0 | 26 | 3 |
| IV | Costa | INTEROIL | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 |
| V | Costa | GMP | 0 | 0 | 0 | 3 | 1 |
| VII/VI | Costa | SAPET | 37 | 6 | 43 | 6 | 7 |
| IX | Costa | UNIPETRO | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| X | Costa | CNPC | 115 | 112 | 227 | 52 | 19 |

| Lote | Zona | Empresa operadora | Reservas probadas (P1) | | | Reservas probables (P2) | Reservas posibles (P3) |
|---|---------------|-------------------|------------------------|------------------|---------------|-------------------------|------------------------|
| | | | Desarrolladas | No desarrolladas | Total (P1) | | |
| XIII | Costa | OLYMPIC | 85 | 244 | 329 | 374 | 157 |
| XV | Costa | PETROMONT | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| XX | Costa | PETROMONT | 0 | 0 | 0 | 16 | 0 |
| Sub-Total Costa | | | 299 | 376 | 676 | 491 | 157 |
| 1AB | Norte | PLUSPETROL NORTE | 0 | 0 | 0 | 81 | 39 |
| 8 | Selva Norte | PLUSPETROL NORTE | 0 | 0 | 0 | 13 | 4 |
| 64 | Selva Norte | PETROPERÚ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | Selva Central | PERENCO | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 |
| 31B/D | Selva Central | MAPLE | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| 21C | Selva Central | AGUAYTIA | 294 | 0 | 294 | 43 | 28 |
| 31E | Selva Central | MAPLE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 56 | Selva Sur | PLUSPETROL PERÚ | 1,766 | 661 | 2,427 | 969 | 464 |
| 57 | Selva Sur | REPSOL | 406 | 535 | 941 | 453 | 531 |
| 88 | Selva Sur | PLUSPETROL PERÚ | 7,898 | 2,122 | 10,020 | 1,651 | 2,237 |
| Sub-Total Selva | | | 10,364 | 3,319 | 13,683 | 3,210 | 3,319 |
| TOTAL RESERVAS DE GAS NATURAL - FASE EXPLOTACIÓN | | | 10,865 | 3,760 | 14,626 | 3,936 | 3,667 |

Fuente: MEM Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2014

De lo anterior se puede apreciar que, a la fecha, existen 8.834 TCF de reservas de gas natural en el Lote 88, de los cuales en los últimos 11 años se han consumido entre el mercado interno y la exportación un volumen que no supera los 2.5 TCF, por lo que no existe ningún riesgo de suministro y sus respectivas renovaciones para los consumidores actuales en el caso que se atienda la demanda adicional de las centrales del Nodo Energético y de la Central Térmica de Quillabamba³³.

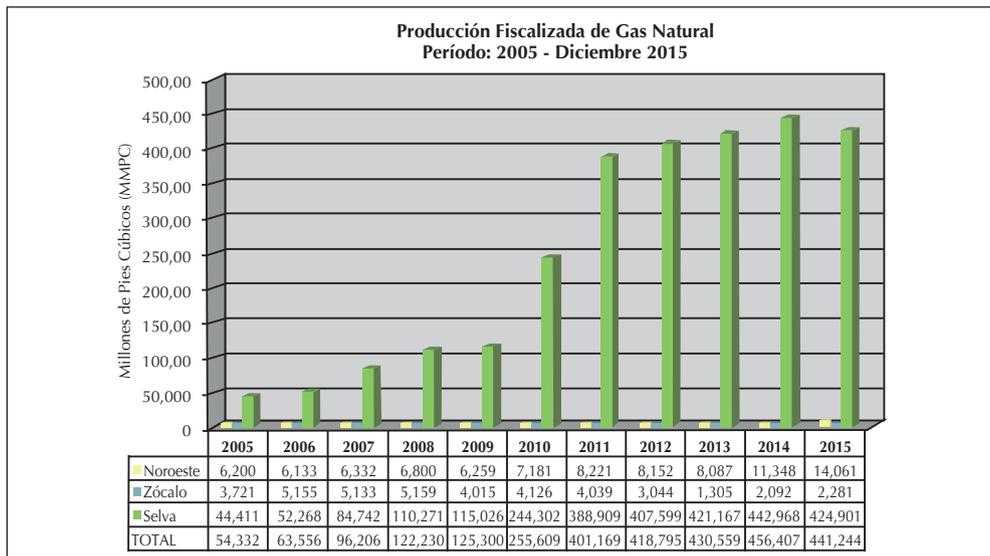
33 El Nodo Energético involucra un proyecto ya adjudicado de dos centrales térmicas al sur del país con una potencia total mayor a 1000 MW. Por su parte, la Central Térmica de Quillabamba es un proyecto aún en diseño, el cual tendrá lugar en la provincia de la Convención en Cusco con una potencia de alrededor de 200 MW destinada a abastecer de energía la región centro del país.

f. Indicadores de Producción

En términos de producción de hidrocarburos, en los últimos años ha habido un incremento considerable en cuanto a producción de gas natural y LGN. Asimismo, en el caso de la producción de petróleo, se ha presentado una reducción en la misma y, al mismo tiempo, una nivelación en cuanto al número de barriles obtenidos de la selva peruana, el zócalo y el Noroeste del Perú.

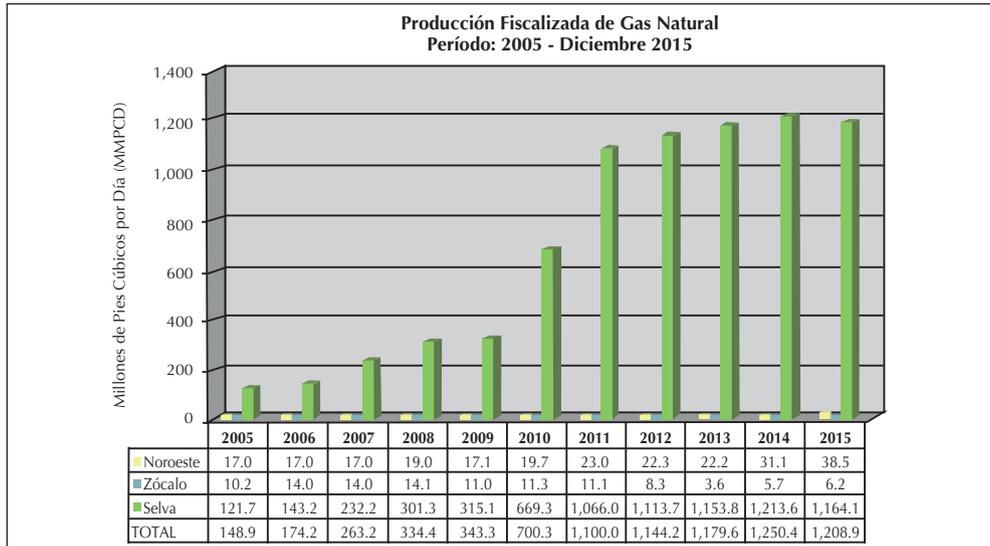
A continuación, presentamos de manera gráfica la evolución de la producción en hidrocarburos que se ha presentado en la última década en nuestro país.

Producción Fiscalizada de Gas Natural (2005 - Diciembre 2015)



Fuente: PERÚPETRO. Estadística de Producción.

Producción Fiscalizada de Líquidos de Gas Natural (2005 - Diciembre 2015)



Fuente: PERÚPETRO. Estadística de Producción.

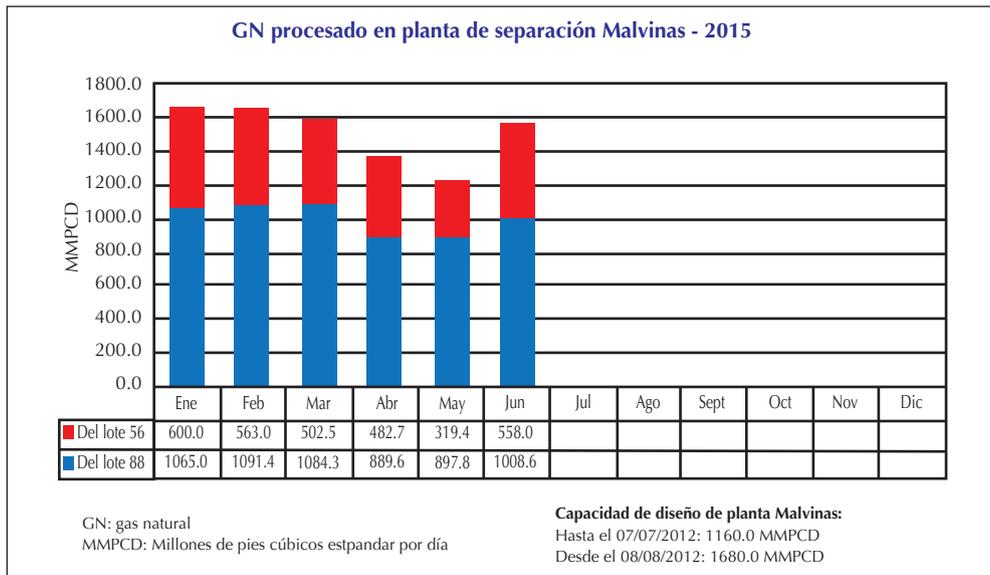
g. Indicadores de Producción de Líquidos de Gas Natural y de Gas Natural de los Lotes 88, 56 y 57

Desde el inicio de la puesta en operación comercial del Proyecto Camisea, las empresas titulares del Contrato de Licencia del Lote 88 y del Lote 56 (conformada por las mismas empresas y con la misma participación), han tenido interés en lograr una mayor producción de los líquidos del gas natural, por el costo de oportunidad y de monetización de las reservas asociadas a la explotación de los líquidos, debido a que el 80% de los ingresos provienen de la comercialización de los líquidos y el 20% restante como consecuencia de la comercialización del gas natural.

En consideración a lo detallado en el párrafo precedente, en el diseño de la capacidad de producción de la planta de separación de Malvinas se ha privilegiado la producción de los líquidos y, vinculado a ello, la producción del gas natural. En este sentido, desde el inicio de la explotación de Camisea la producción del gas natural mantuvo excedentes respecto de la capacidad del sistema de transporte de gas natural. Este comportamiento de producción no ha variado de manera significativa, debido a que

actualmente la fuente de ingresos para las empresas titulares de los Contratos de Licencia de los Lotes 88 y 56, se genera en un 73% por la comercialización de los líquidos y en un 27% por la venta del gas natural. En efecto, conforme al reporte de producción emitido por OSINERGMIN, hacia junio de 2015, el promedio de gas natural procesado en la Planta de Malvinas en todo el mes de junio de 2015 ascendía a 1566.6 MMpcd. De los cuales 1008.6 MMpcd correspondieron a la producción del Lote 88 y 558 MMpcd al Lote 56, ello no obstante que la capacidad del sistema de transporte para el mercado interno (transporte del Lote 88) contaba con una capacidad de 655 MMpcd, y para la exportación (transporte del Lote 56) una capacidad en el sistema de transporte de 620 MMpcd.

Gas Natural procesado en la Planta de Separación Malvinas Ene – Jun (2015)



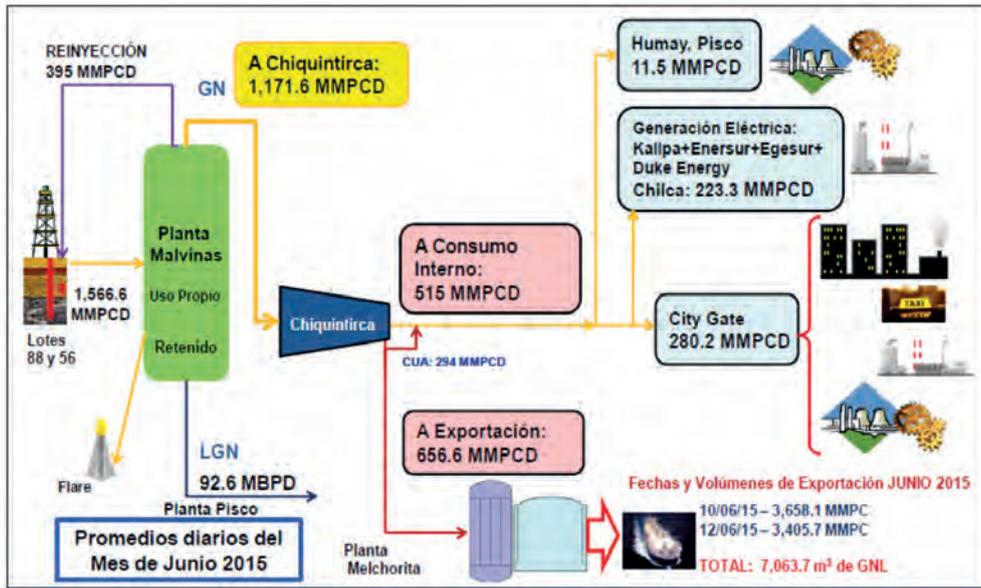
Fuente: OSINERGMIN. Boletín Informativo de Gas Natural 2015-1

Del total de producción promedio del mes de junio de 2015 respecto al Lote 88 y Lote 56, 515 MMpcd se destinaron para el consumo en el mercado interno, 656.6 MMpcd se destinaron para la exportación y 395 MMpcd se reinyectaron.

Del consumo total promedio del mes de junio de 2015, 223.3 MMpcd se asignaron para el consumo eléctrico antes del City Gate de Lurín (Plantas

de Generación Chilca); 280.2 MMpcd para el consumo aguas abajo del City Gate de Lurín y 11.5 MMpcd en el área de concesión de distribución del departamento de Ica.

Balance de carga y procesamiento de Gas Natural – junio 2015



Fuente: OSINERGMIN Boletín informativo de Gas Natural 2015-1

Como consecuencia de la ampliación de capacidad para abastecer al mercado del sur del Perú, el Consorcio Camisea evalúa la posibilidad de ejecutar la ampliación de capacidad de su planta de separación de Malvinas, que permitirá el suministro adicional de 400 MMpcd con relación a su capacidad instalada actual. Esta intención se encuentra contemplada en el Acuerdo de Entendimiento que como Anexo 10 C forma parte del Contrato de Concesión “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”. En mérito de dicho acuerdo, la ampliación hasta por los 400 MMpcd debería estar disponible cuando ocurra la puesta en operación comercial del Gasoducto Sur Peruano, que debe ocurrir a más tardar en el primer semestre de 2019, conforme al contrato de concesión. Con dicha ampliación la capacidad de producción de la Planta de Separación del Malvinas, correspondiente al Lote 88, será en promedio de 1500 MMpcd, los que solo podrán ser destinados para consumo en el mercado interno.

Adicionalmente, es relevante considerar que las reservas del Lote 88 ya no respaldan las exportaciones del Lote 56, en el caso que las reservas de este último lote no resulten suficientes, considerando que existe un compromiso de exportación de 4.2 TCF, se respaldará con las reservas del Lote 57. Este acuerdo se encuentra reflejado en la modificación del Contrato de Licencia del Lote 88, suscrito el 6 de agosto de 2014 entre el Estado Peruano y las empresas que conforman el Consorcio Camisea.

La modificación sustancial de dicho acuerdo, recogida en la cláusula 5.11, contempla que el gas natural producido en dicho lote se destinará exclusivamente para el abastecimiento del mercado interno. La modificación incorporada en el referido contrato de licencia, aprobada mediante Decreto Supremo N° 023-2014-EM, permitirá retirar la segunda prioridad reflejada en dicho contrato en respaldo de los compromisos para la exportación, que en el caso de incumplimiento generaba penalidades cuantiosas para el Consorcio Camisea en beneficio de la empresa a cargo de la exportación y demás a cargo de su comercialización final en México y otros destinos, de forma que se garantizará la exportación total de 4.2 TCF o por un periodo de 18 años, que culminaría el año 2029.

Esta modificación es relevante, debido a que liberados de las penalidades que se contemplaron en caso de incumplimiento del respaldo de la exportación del Lote 56, los titulares del Contrato de Licencia del Lote 88 desarrollarán una política de comercialización más agresiva para el mercado interno, como ha ocurrido con los compromisos asumidos para el abastecimiento del mercado del sur del Perú, lo que conllevará un incremento de capacidad de producción de 400 MMpcd adicionales al que tienen actualmente.

La sustitución de la garantía de reservas para la exportación, inicialmente a cargo de las reservas del Lote 88, y ahora sustituidos por el Lote 57, agrega en el acumulado la producción de este último lote. En efecto, a principios del año pasado se inició la comercialización del gas natural del Lote 57, el mismo que tendrá como destino la exportación. En este sentido se dispondrá de una mayor cantidad de gas natural para la exportación, considerando que ya se cuenta con la producción del Lote 56 que alcanza los 650 MMpcd, y se adicionará 178 MMpcd proveniente del Lote 57. Por lo que la producción conjunta alcanzará los 820 MMpcd, de lo cual solo se puede comercializar 620 MMpcd por la capacidad de transporte

disponible físicamente, y adicionalmente que la planta de Melchorita no puede superar una capacidad de procesamiento de 15% adicional a los 620 MMpcd, situación que conlleva que del gas natural total que se produce en ambos lotes, se reinyectará en promedio 200 MMpcd, con los costos que ello genera.

Al igual que en el caso del Lote 88 y 56, la producción del gas natural del Lote 57 se encuentra asociada a la producción de los líquidos del gas natural, ello explica que no obstante que se reinyecta casi la totalidad del gas natural producido en este lote, se genera la necesidad de producirlo para la obtención de los líquidos.

h. Modalidades de contratación de suministro de gas natural

Finalmente, con relación al suministro de gas natural podemos indicar que la contratación para contar con disponibilidad de gas natural en boca de pozo, se puede contratar en condiciones *Take or Pay* (tomar o pagar) o suministro interrumpible.

La contratación bajo condiciones *Take or Pay* – TOP significa que el usuario tiene la obligación de tomar una cantidad diaria mínima, la misma que se promedia en el mes para efectos del pago, dicho pago se realizará independientemente de que se tome o no el suministro de gas natural. La cantidad no tomada puede ser recuperada (Recuperación de Cantidades Diferidas - RCD) en un periodo de seis (6) meses desde la fecha que no se utilizó la molécula, pero la recuperación ocurrirá siempre en exceso de las cantidades TOP que debe consumir diariamente por parte del usuario. De acuerdo con la última versión de modelos que están circulando de los contratos de suministro de gas natural por parte del Consorcio Camisea, la RCD lo están pagando en efectivo, atendiendo a que la recuperación en molécula de gas natural ha venido generando inconvenientes de carácter tributario.

De acuerdo a las condiciones de contratación existente, ordinariamente se pacta una determinada cantidad como consumo máximo diario (Cantidad Diaria Contractual – CDC), en función de esta cantidad se determina un porcentaje del TOP. Para la contratación de suministro para generación

eléctrica, en los contratos existentes el porcentaje de TOP varía entre el 50% al 100%, los más restrictivos han sido los últimos contratos. Asimismo, como consecuencia de la contratación bajo la modalidad TOP, el productor asume la obligación del *Deliver or Pay* – DOP. Esto se trata de un espejo del porcentaje del TOP, que en el caso de no entregar el volumen comprometido como DOP por parte del productor, éste se encuentra en la obligación de pagar una penalidad por el gas natural no entregado y el resarcimientos de los falsos costos en que haya incurrido el generador con relación al servicio de transporte y distribución.

Con relación al suministro de gas interrumpible, éste es una modalidad mediante la cual el usuario únicamente paga por los volúmenes de gas natural efectivamente utilizados mediante el pago del precio de suministro. El inconveniente de esta clase de contratos reside en que el servicio se encuentra sujeto a reducción o interrupción en caso de no existir disponibilidad de gas natural en boca de pozo.

i. Mecanismo de asignación de precios para el suministro de gas natural

El gas del Lote 88 cuenta con un precio determinado en atención a lo previsto en la Ley N° 27133, Ley de Promoción para el Desarrollo de la Industria del Gas Natural. En efecto, el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 88 es el único contrato de licencia que tiene establecido un precio en el propio contrato y esto se debe a lo contemplado en el artículo 4 de la Ley 27133³⁴.

34 "Artículo 4.- Procedimientos adicionales para la explotación de reservas probadas de Gas Natural.

Los procedimientos contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos para el otorgamiento de derechos de explotación de reservas probadas de Gas Natural deberán tomar en cuenta lo siguiente:

- a) Garantizar el abastecimiento al mercado nacional de Gas Natural.
- b) Fijar un precio máximo para el Gas Natural en la boca de pozo y precisar los procedimientos para la aplicación de precios y/o condiciones en las ventas de Gas Natural.
- c) En las Áreas de Contrato en las que se produzca Gas Natural Asociado, la regalía o la retribución se calculará sobre la base del Gas Natural Fiscalizado y su precio de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso. Para tal efecto, se considerará Gas Natural Fiscalizado al Gas Natural vendido durante el respectivo período de valorización definido en cada Contrato, cuyo volumen deberá estar expresado en miles de pies cúbicos

En la cláusula octava del referido Contrato de Licencia se ha previsto que el precio base para los usuarios del gas natural serán los siguientes:

Generador Eléctrico: USD. 1.00/MBTU
Otros Usuarios: USD. 1.80/MBTU

No obstante, aplicando el mecanismo de ajuste contenido en el numeral 8.4.4.1 de la Cláusula Octava del Contrato de Licencia, los precios de gas natural resultarían como siguen:

Generador Eléctrico: USD. 1.8538/MBTU
Otros Usuarios: USD. 3.3338/MBTU

En caso existiera una fuente de suministro de gas natural distinto al del Lote 88, el precio será libremente determinado entre el respectivo titular del contrato de licencia y el usuario que requiera suministro.

De acuerdo a lo previsto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el régimen general en la exploración y explotación de hidrocarburos establece que el titular del contrato de licencia tiene libre disponibilidad de los hidrocarburos que explota, y que los precios se determinan en función de la oferta y la demanda. Estos aspectos se encuentran previstos en los artículos 39 y 77 de dicha norma; sin embargo, el hecho de haber fijado los mismos mediante contrato no ha resultado ilegal o contrario a los principios recogidos en esta Ley, ni mucho menos ha ocasionado controversias respecto a una condición que se estableció claramente al momento de diseñarse el concurso para la suscripción de este Contrato de Licencia.

j. Indicadores de la infraestructura de Transporte de Gas Natural en el Perú
- Transportadora de Gas del Perú S.A. - TGP

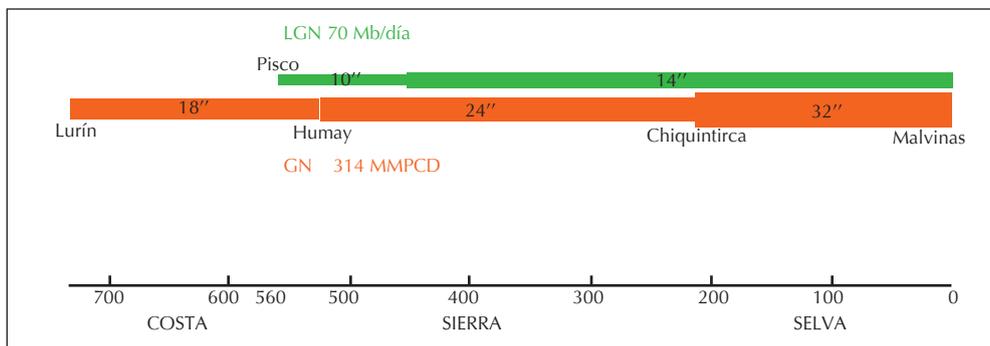
La infraestructura de transporte de gas natural se compone de un único ducto cuya operación se encuentra a cargo de la empresa TGP. Es la única infraestructura que, actualmente, permite la evacuación de la producción de gas natural desde la zona de Camisea, que comprende los Lotes 88,

(MP3) y su contenido calorífico en Unidades Térmicas Británicas (BTU)."

56 y 57, hacía la costa central del Perú. Se espera que en los próximos años, el Gasoducto Sur Peruano pueda sumarse a la red de TGP como infraestructura de transporte de gas natural en el Perú.

Desde el inicio de sus operaciones, el sistema de TGP ha pasado por diversas ampliaciones en la capacidad de transporte de gas natural y LGN. El sistema inicial, que demandó una inversión de US\$ 865 MM entre los años 2000 y 2004, ofreció una capacidad de transporte de gas natural ascendente a 314 MMPCD, mientras que el ducto de LGN ofreció una capacidad de 70 Mbl/d, tal como muestra el siguiente gráfico:

Capacidad inicial del sistema de transporte de TGP



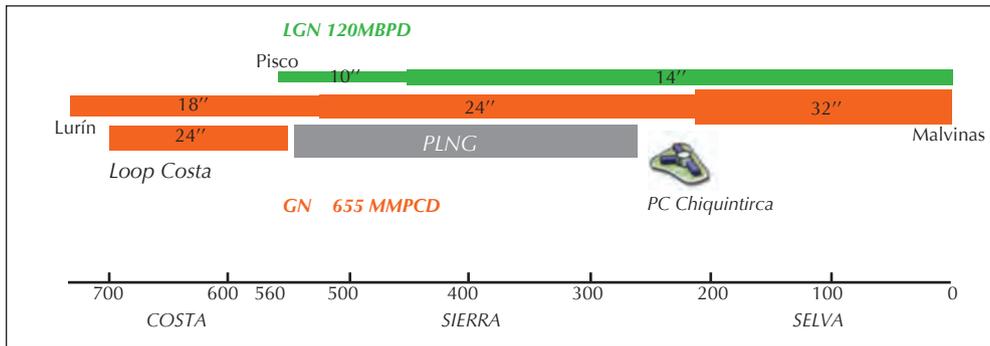
* Fuente: Ricardo Ferreyro. Ampliación del Sistema de Transporte del gas de Camisea.

Luego, con el crecimiento de la demanda asociada al consumo de gas natural y de los líquidos del gas natural, fue necesaria la ejecución de un conjunto de medidas destinadas a aumentar la capacidad de transporte. De este modo, se instaló una Planta Compresora en la localidad de Chiquintirca (Ayacucho); se ejecutó la primera etapa de la construcción de un *loop* de 24" paralelo al ducto de gas natural de 18"; y, se cambió el espesor de las tuberías adyacentes a la Planta Compresora. Con estas medidas, hacia el 2009, la capacidad de transporte de gas natural de TGP aumentó a 450 MMPCD.

Posteriormente, después de llegar a un acuerdo con la empresa Perú LNG, se permitió a TGP que parte de la capacidad disponible del ducto de aquella empresa pudiera ser empleado para el mercado interno, con lo cual la capacidad de transporte de gas de TGP aumentó a 530 MMPCD

en el año 2010. Finalmente, luego de reajustes efectuados por TGP y a optimizaciones del sistema de transporte, la capacidad de transporte aumentó a 610 MMPCD en 2012 y a 655 MMPCD en 2014, quedando actualmente como lo muestra la siguiente gráfica:

Capacidad actual del sistema de transporte de TGP



* Fuente: Ricardo Ferreyro. Ampliación del Sistema de Transporte del gas de Camisea (data a mayo 2014).

De acuerdo a la adenda suscrita por TGP con el Estado Peruano en el año 2010, la misma que fue modificada en el año 2011, dicha empresa tiene el compromiso de ejecutar la ampliación de su sistema de transporte hasta lograr una capacidad de 920 MMpcd para el mercado interno, manteniendo su compromiso de disponibilidad de capacidad para la exportación de hasta 620 MMpcd, lo cual hace un total de capacidad del sistema de transporte a cargo de TGP de 1540 MMpcd. Esta ampliación se espera se encuentre disponible para el año 2016.

- Gasoducto Sur Peruano (GSP)

Mediante Resolución Suprema N° 040-2008-EM se otorgó la concesión para el desarrollo del "Gasoducto Andino del Sur". La empresa encargada de la realización del proyecto fue Kuntur, empresa que tenía como principal accionista al fondo de inversión Conduit Capital Partners. En el marco del proyecto "Gasoducto Andino del Sur" se previó instalar 1085 km de ductos para el transporte de gas natural desde la zona denominada las Malvinas hacia las ciudades de Juliaca, Matarani e Ilo, así como lo

puntos de derivación para nuevos sistemas de transporte o distribución de gas natural a las ciudades de Quillabamba, Cusco, Arequipa, Moquegua y Tacna.

De acuerdo al contrato de concesión del proyecto “Gasoducto Andino del Sur”, las tarifas del servicio serían fijadas por OSINERGMIN. En ese sentido, en junio de 2009, Kuntur presentó a OSINERGMIN su propuesta de tarifa inicial, dando inicio al proceso de fijación de tarifas de transporte aplicable al referido gasoducto. La propuesta de Kuntur ascendió a 2.96 US\$/MPC. En mayo de 2010, OSINERGMIN dio por concluido este proceso de fijación de tarifas, estableciendo que el servicio del “Gasoducto Andino del Sur” sería remunerado con 2.50 US\$/MPC, en caso de servicio en firme, con 3,58 US\$/MPC, en caso de servicio interrumpible a generadores eléctricos, y 3,13 US\$/MPC para servicio interrumpible a otros usos.

La referencia de las tarifas aprobadas para el proyecto “Gasoducto Andino del Sur” son relevantes en la medida que pueden reflejar en el Proyecto del Gasoducto Sur Peruano actual tarifas similares, considerando que se tratan de proyectos idénticos.

En el marco de la Ley N° 29970, Ley que afianza la Seguridad Energética, publicada el 10 de enero de 2013, mediante Resolución Suprema N° 005-2013-EF se incorporó a proceso de promoción de la inversión privada a cargo de PROINVERSION el proyecto “Mejoras en la Seguridad Energética del País y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”, que en la práctica reemplazaría al Gasoducto Andino del Sur.

El día 30 de junio se dio a conocer como adjudicatario de la mencionada licitación al consorcio Odebrecht – Enagás. Este consorcio tiene a su cargo implementar el gasoducto en un periodo de 56 meses contados desde la suscripción del correspondiente contrato de concesión, acaecido el 23 de julio de 2014. La articulación del proyecto con el resto de infraestructura puede observarse en el siguiente gráfico:

Gasoducto Sur Peruano



Fuente: PROINVERSIÓN

El referido consorcio deberá construir un ducto de transporte de gas natural y líquidos de gas natural paralelo al sistema que opera TGP, en aproximadamente 80 Km, el mismo que se denomina en dicho contrato de concesión como Tramo B.

El proyecto “Mejoras en la Seguridad Energética del País y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano” tiene como objetivo la entrega al Estado Peruano, al término del plazo de la concesión, de las siguientes obras de infraestructura: i) obras de reforzamiento del sistema de transporte de gas natural y LGN, lo cual incluye ductos de reforzamiento desde la Planta de Separación Malvinas hasta el punto de conexión (aproximadamente 80 Km en paralelo al sistema de TGP), que se ha denominado Tramo B; ii) construcción de gasoducto desde el punto de conexión, hasta la provincia de Urcos, región Cusco, denominado Tramo A1, que a su vez comprende dos gasoductos secundarios, hacia la localidad de Quillabamba y el otro hacia la localidad de Anta (el tramo B y el tramo A1 comprenden la parte de la infraestructura denominada Zona de Seguridad); y, iii) construcción

del GSP, desde la provincia de Urcos hasta la costa sur del país (Ilo y Mollendo).

Con estas obras, lo que se prevé es la mitigación de los riesgos de depender exclusivamente de un solo ducto de transporte de gas, lo que permitirá la posibilidad de transportar el gas natural hacia otras localidades del sur del país, concretándose la instalación de futuras centrales termoeléctricas que operarán a gas natural y que desconcentrarán la generación eléctrica instalada en la zona de Chilca y en el casco urbano de Lima.

Finalmente, con relación a la contratación de capacidad de transporte, la misma se debe realizar conforme a lo previsto en la Norma de Condiciones Generales para la Asignación de Transporte de Gas Natural por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 016-2004-EM, y en las Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 018-2004-EM.

En dichas normas se contempla el procedimiento para la asignación de capacidad (*open season*) y modalidad de contratación de capacidad de transporte de gas natural (Firme e Interrumpible). Con relación a la asignación de capacidad de transporte en el Contrato de Concesión “Mejoras en la Seguridad Energética del País y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”, se ha contemplado en el numeral 9.19 del referido contrato, que el titular de la concesión deberá convocar el primer proceso de oferta pública para asignación de capacidad a los cuarenta (40) meses desde la Fecha de Cierre (23 de julio de 2014).

Conforme a lo establecido por el Decreto Supremo N° 018-2004-EM, los servicios de transporte que se pueden prestar a los distintos usuarios luego del otorgamiento de la concesión de transporte y de la suscripción del respectivo contrato de transporte³⁵, son los siguientes: a) servicio firme; y, b) servicio interrumpible.

35 Es el contrato de servicio celebrado entre el Concesionario y el Usuario para el Transporte de Gas Natural por el Sistema de Transporte del Concesionario.

- **Servicio Firme de Transporte:**

El servicio firme, implica la contratación del usuario de una determinada capacidad diaria de transporte (Capacidad Contratada), la cual queda reservada por el transportista a favor de dicho usuario. Como contraprestación por dicho servicio, el usuario debe abonar al concesionario el denominado “cargo por reserva de capacidad”, el cual deberá ser abonado por el usuario independientemente del uso efectivo de la capacidad de transporte contratada (*ship or pay*). En tal sentido, sea que el usuario utilice o no la totalidad de la capacidad contratada, deberá abonar el monto total resultante de dicha capacidad.

- **Servicio Interrumpible de Transporte:**

Por su parte, el servicio interrumpible es aquel en el cual el usuario únicamente paga por los volúmenes de gas natural efectivamente transportados por el concesionario, mediante una retribución denominada “cargo por uso”. El inconveniente de esta clase de contratos reside en que el servicio se encuentra sujeto a reducción o interrupción en caso se generen problemas de capacidad de transporte.

k. Tarifas para el transporte de gas natural

La tarifa del sistema de transporte de TGP fue establecido en función del Costo del Servicio ofertado que se presentó en el respectivo proceso de promoción para la entrega en concesión del Sistema de Transporte de Gas Natural desde Camisea al *City Gate*. En función de dicho Costo de Servicio se debía determinar la respectiva Tarifa Base en atención a lo previsto en el artículo 8 del Reglamento de la Ley N° 27133, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, el cual indicaba lo siguiente:

“Artículo 8.- Determinación de la Tarifa Base

8.1 La Tarifa Base se determinará independientemente para los segmentos de la Red Principal denominados Red de Transporte y Red de Distribución.

8.2 De acuerdo con lo señalado en el Artículo 7 de la Ley, la Tarifa Base de cada segmento será igual al cociente entre el Costo del Servicio del segmento de la Red Principal y la Capacidad Garantizada Total

del segmento correspondiente. La Capacidad Garantizada Total se determina según lo establecido en el numeral 10.1 del Reglamento.

8.3 La Tarifa Base y su fórmula de actualización será fijada cada año por la CTE y entrará en vigencia el 1 de mayo (de cada año). La fórmula de actualización deberá permitir mantener el valor de la Tarifa Base.”

En consideración a lo previsto en el artículo 8, en el contrato se contempló un mecanismo de estabilización de la tarifa base, la misma que hasta la fecha se mantiene recogida en la Cláusula 14 del Contrato de TGP.

I. Sobre la infraestructura, servicio y tarifas de distribución de gas natural

A la fecha el Estado Peruano ha otorgado en concesión cuatro (4) áreas en exclusividad para la distribución de gas natural. Sin embargo, para efectos de este estudio, sólo se analizarán las concesiones de Lima y Callao, e Ica, dado que son las únicas que se encuentran actualmente en operación:

- Distribución en Lima y Callao

La primera concesión de distribución de gas natural que fue otorgada en el año 2000 correspondió al departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao, la misma que actualmente se encuentra concesionada a la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Cálidda.

En junio de 2014, se aprobaron por parte de OSINERGMIN las nuevas tarifas para la concesión de Lima y Callao que regirán para el periodo 2014-2018. Los componentes más relevantes de las tarifas corresponden propiamente a la tarifa por el servicio y el pago del Derecho de Conexión, conforme se detalla a continuación:

Categorías Tarifarias

| Categoría Tarifaria | Descripción |
|--|---|
| Categorías por Rango de Consumo (Sm³/mes) | |
| A1 | Hasta 20 Sm ³ /mes |
| A2 | Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes |
| B | Desde 301 hasta 17 500 Sm ³ /mes |
| C(*) | Desde 17 501 hasta 300 000 m ³ /mes |
| D | Desde 300 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes |
| E | Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900 000 Sm ³ |
| Categorías Especiales, Independientes del consumo mensual | |
| GNV | Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular |
| GE | Para generadores de electricidad (GGEE) |

(*) La Tarifa Única de Distribución (TUD) aplicable a las Instituciones Públicas (IP), tales como hospitales, centros de salud e instituciones educativas, será igual al de la Categoría C.

Tarifa Única de Distribución de gas natural por red de ductos

| Categoría Tarifaria | Rango de Consumo | Margen de Comercialización | | Margen de Distribución | |
|---------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| | | Fijo | | Fijo | Variable |
| | Sm ³ /Cliente-mes | US\$ mes | US\$/ (Sm ³ /d) - mes | US\$/ (Sm ³ /d) -mes | US\$/Mil SM ³ |
| A1 | 0 - 30 | 0,48 | | | 181,99 |
| A2 | 31 - 300 | 1,57 | | | 129,94 |
| B | 301 - 17500 | 27,56 | | | 71,16 |
| c(*) | 17 501 - 300 000 | | 0,0148 | 0,2201 | 36,69 |
| GNV | Estaciones GNV | | 0,0125 | 0,1862 | 31,04 |
| D | 300 001 - 900 000 | | 0,0109 | 0,1629 | 27,16 |
| E | Más de 900 000 | | 0,0289 | 0,4305 | 15,10 |
| GE | GGEE | | 0,0290 | 0,4319 | 15,15 |

(*) Los márgenes de comercialización y distribución aplicables a las Instituciones Públicas (IP) son iguales a los de la Categoría Tarifaria C.

Pago de Derecho de Conexión

| Categoría | Derecho de Conexión | Factor K |
|-----------|-----------------------------|----------|
| | US\$ / (m ³ / d) | |
| A1 y A2 | 94,2 | 9 |
| B | 6,8 | 3 |
| C | 2,7 | 3 |
| D | 2,4 | 3 |
| E | 1,3 | 3 |
| GNV | 12,0 | 3 |
| GE | 0,5 | 3 |

Notas:

* Para las categorías A1 y A2 se considera un consumo promedio mensual de 0,63 m³/d

* El Derecho de Conexión aplicable a las Instituciones P+ublicas (IP) es igual al de la Categoría Tarifaria C.

- Concesión de Distribución en el Departamento de Ica

Conforme se detalla a continuación, la estructura de tarifas de distribución en el departamento de Ica presenta costos bastante altos respecto de la tarifa correspondiente a Lima para los usuarios de generación eléctrica. El titular de la concesión de distribución es la empresa Contugas S.A.C.

A continuación podemos apreciar la estructura de sus tarifas:

Estructura Tarifaria – Concesión Ica

| Categoría | Margen de Distribución | | | | | |
|----------------|-----------------------------------|--------|-------|---------------------------------------|---------|---------|
| | Fijo US\$(m ³ /día) | | | Variable US\$(Mil m ³) | | |
| Escenario → | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| A | 0.407 | 0.311 | 0.315 | 190.460 | 206.267 | 205.610 |
| B | 43.095 | 12.050 | 8.810 | 136.463 | 54.131 | 38.934 |
| C | 0.389 | 0.124 | 0.090 | 83.776 | 37.844 | 27.076 |
| D | 0.275 | 0.096 | 0.070 | 59.237 | 29.347 | 20.918 |
| E | 0.205 | 0.077 | 0.055 | 44.171 | 23.663 | 16.680 |
| F | -- | 0.065 | 0.048 | -- | 19.833 | 14.310 |

Nota. Para los Consumidores de Categoría A y B, los componentes fijos de ambos márgenes, están expresados en US\$/mes.

Tarifas de Distribución y Comercialización iniciales

| Categoría | Margen de Distribución | | | | | |
|----------------|-----------------------------------|-------|-------|---------------------------------------|--------|--------|
| | Fijo US\$(m ³ /día) | | | Variable US\$(Mil m ³) | | |
| Escenario → | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| A | 0.062 | 0.033 | 0.034 | 29.077 | 22.199 | 22.492 |
| B | 6.379 | 1.297 | 0.964 | 20.833 | 5.826 | 4.259 |
| C | 0.059 | 0.013 | 0.010 | 12.790 | 4.073 | 2.962 |
| D | 0.042 | 0.010 | 0.008 | 9.044 | 3.158 | 2.288 |
| E | 0.031 | 0.008 | 0.006 | 6.743 | 2.547 | 1.825 |
| F | -- | 0.007 | 0.005 | -- | 2.135 | 1.565 |

Respecto a los costos del Derecho de Conexión, la concesión de Ica presenta menores costos que Lima, pero su efecto no es tan sustancial como el que se presenta respecto a la tarifa por el servicio. La Tarifa Inicial prevista en el Contrato de Concesión de Contugas S.A.C. se mantiene por un periodo de ocho (8) años desde la puesta en operación comercial, la cual ha ocurrido en abril de 2014. Es conveniente señalar que la concesión de Ica cuenta con una infraestructura muy robusta, con una capacidad superior a los 150 MMPCD y que se extiende desde la zona de Pisco hasta Marcona.

Finalmente, con relación al sistema de distribución es importante resaltar que los titulares de la concesiones de distribución no generan ningún margen con relación al costo del suministro y la tarifa del servicio de transporte, solo tienen la facultad de cobrar el costo de su tarifa de distribución, por lo que respecto de los demás componentes tiene la obligación de *pass through*.

m. Ubicación física de las redes de distribución de gas natural

Cada una de estas concesiones se encuentra actualmente en proceso de expansión de sus redes de distribución. Para esto planifican el proceso de expansión y lo comunican a los usuarios por mandato legal, a través de su Plan Quinquenal y de los compromisos que ambos titulares han asumido en sus respectivos contratos. Actualmente, la única con la que cuenta con

un Plan Quinquenal publicado es la Concesión de Lima y Callao, dado que todavía no se ha aprobado el Plan Quinquenal de Ica al no haberse cumplido los ocho (8) años de vigencia de sus tarifas iniciales.

De otro lado, en lo referente a las redes de polietileno dentro de la Concesión de Ica, Contugas viene instalando en Chíncha (209 km), Pisco (202 km), Ica (463 km), Nazca (38 km) y San Juan de Marcona (60 km), totalizando 972 km, de las cuales 968 km están gasificados.

n. Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural

El procedimiento para determinar cuándo resulta viable un nuevo suministro se encuentra regulado en la Resolución N° 056-2009-OS-CD. El citado procedimiento inicia mediante la solicitud por parte del interesado ante el Concesionario respectivo, para la evaluación de la viabilidad del suministro. Para ello, se debe de tomar en cuenta que el Concesionario posee la obligación de brindar el servicio a quien lo solicite en un plazo de sesenta (60) días en caso existiera la Infraestructura Necesaria en la Zona³⁶; y, en caso no exista dicha infraestructura, en un plazo que no excederá de doce (12) meses, siempre que el suministro se considere técnica y económicamente viable.

Una vez recibida la solicitud por parte del Concesionario, éste procederá a formar un expediente por cada solicitud, para posteriormente revisar si se han cumplido con los requisitos de admisión para la misma: (i) nombre o razón social del interesado; (ii) dirección o ubicación geográfica del punto de suministro a atender; (iii) el lugar del punto de suministro en donde propone que se le brinde el servicio, para que sea definido por el Concesionario; (iv) el punto de derivación desde la red de distribución para la atención del nuevo suministro; (v) la presión requerida para el punto de suministro; (vi) identificación de cargas a conectar, indicando relación y categorías de

36 Se considera que existe infraestructura necesaria en la zona cuando la red con la capacidad necesaria para abastecer al interesado se encuentra a las siguientes distancias máximas, y ello no involucre un cruce especial definido por OSINERGMIN:

| Tipo de Consumidor | Rango de Consumo (m³) | Distancia (m) |
|---------------------------|---|----------------------|
| Menor | Menor o igual a 300 | 50 |
| Intermedio | Mayor a 300 y menor o igual a 1 5000 | 150 |
| Mayor | Mayor a 1 5000 | 300 |

los potenciales consumidores y los usos que se le dará al gas natural; (vii) consumo estimado diario y mensual de gas natural (en m³ estándar), para el punto de suministro que se solicita; (viii) fecha solicitada para la dotación del suministro; (ix) dos (2) copias del plano de ubicación en escala 1/5 000 ó 1/10 000, indicando el número de puntos de suministro; y, (x) copia del documento que acredite la propiedad del predio.

Admitida la solicitud, el Concesionario goza de un plazo de quince (15) días para efectuar la evaluación técnico-económica y emitir su respuesta. Para el caso concreto de las solicitudes que se realicen fuera del área de concesión, el Concesionario podrá celebrar convenios con dichos solicitantes y requerirá la previa autorización de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

Para la evaluación, se deberá considerar si la solicitud se encuentra incorporada o no en la Base Tarifaria³⁷, siendo que en caso se encuentra incorporada en ella, ésta siempre será viable técnica y económicamente. De esta forma, el Concesionario deberá informar al interesado que será atendido de acuerdo con los plazos considerados en el Plan Quinquenal y/o Anual de Inversiones.

De otro lado, en caso no se encuentre incorporada en la Base Tarifaria, la solicitud se evaluará mediante la comparación del costo de inversión del nuevo suministro y el valor que resulta de multiplicar el Factor “k” por el Derecho de Conexión, que corresponda a la categoría tarifaria del interesado. En caso el costo de inversión del nuevo suministro sea inferior al valor que resulta de multiplicar el Factor “k” por el Derecho de Conexión, entonces la solicitud es viable económicamente, caso contrario no lo será. En este último supuesto, el Concesionario comunicará al interesado el resultado de la evaluación y que su solicitud de suministro únicamente podrá ser atendida en la medida que acepte realizar el pago del Aporte o Sobrecargo³⁸.

37 Costos de inversión y operación y mantenimiento incluidos en la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos fijada por OSINERGMIN. Dichos costos incluyen las instalaciones existentes y las que proyecta efectuar el Concesionario dentro de su Plan Quinquenal de Inversiones aprobado por OSINERGMIN.

38 Es el pago que el interesado debe efectuar, adicionalmente al Derecho de Conexión, para que su solicitud sea calificada como económicamente viable.

Finalmente, para la evaluación de la viabilidad técnica se deberá tomar en cuenta que el Concesionario podrá declarar que una solicitud no es técnicamente viable en los siguientes supuestos:

- Cuando la presión en el punto de suministro que solicita el interesado es distinta a la presión que opera el sistema de distribución en el momento de la solicitud; y,
- Cuando el perfil de carga presentado por el interesado es mayor a la capacidad disponible en la parte de la red de derivación del sistema de distribución inmediateamente cercano al punto de suministro solicitado por el interesado.

En caso uno de los supuestos antes citados ocurra, el Concesionario deberá proponer al interesado un nuevo punto de derivación desde la red de distribución para la atención del suministro solicitado.

3. EL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN EL PERÚ

La caracterización de la distribución de gas natural como servicio público en el Perú genera una serie de problemas y especiales características que aconsejan su estudio desde las técnicas propias del Derecho Administrativo y de la Regulación Económica de los Servicios Públicos.

En estricto, en lo que se refiere al ordenamiento jurídico peruano, se trata de uno de los servicios públicos de más reciente data en cuanto a su ordenación normativa, en la medida que su declaración formal como tal se origina recién en la LOH de 1993. Precisamente, dicha declaración normativa de "*publicatio*"³⁹, o de publicación del régimen jurídico de dicho servicio, se efectuó en claro vaticinio de lo que sería la posterior entrada en operaciones del megaproyecto de Camisea, con el cual se ha posibilitado la llegada del gas natural a Lima.

39 Usando el clásico concepto desarrollado por el profesor VILLAR PALASI, para la declaración formal de creación de los servicios públicos, esbozado en su trabajo "La actividad industrial del Estado en el derecho administrativo". En: RAP N° 3. Año 1950. Páginas 78-129, así como en su posterior obra "La intervención administrativa en la industria". Instituto de Estudios Políticos. Madrid, 1964.

La puesta en servicio de las instalaciones construidas para llevar el gas desde Camisea hacia Lima, así como los importantes proyectos derivados del mismo (planta de exportación de gas natural de Perú LNG, concesión de distribución de gas para Ica a cargo de la empresa Contugas, así como el importante proyecto de Gasoducto Sur Peruano) ha originado un importante cambio en la matriz energética de las actividades económicas e industriales que se encuentran dentro de la creciente zona de influencia del gas natural en el Perú, escenario de aprovisionamiento energético que viene a sustituir a uno en el cual las actividades económicas se sustentaban en el empleo del gas licuado de petróleo (GLP) o el empleo de petróleo residual – diesel. En tal sentido, Camisea ha resultado el salto para pasar de una matriz energética sustentada en electricidad y/o combustibles asociados al petróleo, al empleo del gas natural y sus derivados como fuente energética de uso común para la realización de las actividades ordinarias de las actividades industriales y productivas. Asimismo, dentro de un escenario de futuro, se espera conseguir una masificación del uso del gas natural sobre todo en los usos residenciales (como fuente energética primaria para los hogares) como para el uso vehicular, toda vez que actualmente, el gas natural es utilizado primordialmente por consumidores industriales en la capital, estando pendiente una masificación del consumo de dicho recurso energético en otras zonas del país⁴⁰.

En tal sentido, la actividad económica de distribución del gas natural, a pesar de caracterizarse como un servicio público, se encuentra en una etapa inicial, que posteriormente irá en incremento. Este obligado crecimiento de la demanda⁴¹, motivará un crecimiento de la red de transporte (gasoductos) a nivel regional, así como de la red de distribución de gas natural en nuestra capital y en otras ciudades del país, hecho que necesariamente tendrá como complemento la necesidad de contar con regulaciones normativas ágiles y que permitan garantizar un crecimiento sostenido de la demanda y así contribuir al afianzamiento de la distribución de gas natural como servicio público.

40 Sin perjuicio de lo cual, actualmente se viene trabajando arduamente en la concesión de gasoductos regionales, y de concesiones de distribución para otras zonas del país. Del mismo modo, se ha apostado por un Nodo Energético al sur y una central térmica en el centro del país para servir de demanda a futuros proyectos de transporte y distribución de gas natural, uno de los cuales es el gran Gasoducto Sur Peruano.

41 La concesión de distribución del servicio público de gas (contrato BOOT) celebrado entre el Estado Peruano y la empresa Gas Natural de Lima y Callao (ahora Calidda), tiene compromisos de incremento progresivo de la oferta comercial de gas natural, como una “obligación de servicio público”.

En este contexto, resulta de interés iniciar un análisis de enfoque predominantemente jurídico sobre la regulación administrativa de la distribución de gas natural en el Perú. A nadie le es ajeno indicar que todo el mercado de gas natural se encuentra sujeto a una regulación administrativa intensa, que se deriva no solamente de la normativa legal que ordena el mercado del gas natural, sino también de los contratos de concesión celebrados entre el Estado Peruano y los diversos operadores de los segmentos del mercado⁴². En tal sentido, a nuestro criterio, cobra especial interés determinar las preguntas y respuestas necesarias de la regulación individualizada de la distribución del gas natural como actividad de servicio público.

Por ende, el estudio que se realizará en la presente sección tendrá por objeto específico determinar las funcionalidades y alcances propios de la regulación económica del servicio público de distribución de gas natural en el Perú, de conformidad con el marco legal vigente. Este análisis será predominantemente jurídico, puesto que actualmente se cuenta con importantes trabajos nacionales y extranjeros que desde la perspectiva económica e industrial⁴³, analizan las peculiaridades que desde dichas ramas del conocimiento comporta la industria del gas natural.

42 Precisamente, esto se debe a la peculiaridad del proceso de promoción de la inversión privada del gas en Camisea, concesión que fue entregada a través de un proceso seguido por la COPRI (actualmente PROINVERSION), circunstancia que permitió establecer un marco regulatorio específico de carácter contractual para el ámbito del gas natural traído desde Camisea, el cual coexiste con las normas generales establecidas para el transporte y la distribución del gas natural, en los sendos reglamentos expedidos por el Sector Energía y Minas. Así, en términos que se reconocen actualmente en la literatura regulatoria, hablamos de una "regulación contractual", Cfr. RUIZ OJEDA, Alberto: *La concesión de obra pública*. Editorial Civitas. Madrid, 2006, y, BAKOVIC, Tonci, Bernard TENEMBAUM y Fiona WOOLF: *Regulation by Contract: A New Way to Privatize Electricity Distribution?*. Energy and Mining Sector Board Discussion Paper. Paper N° 7. May 2003. The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank. Disponible en: http://www.abanet.org/intlaw/committees/industries/energy_natural_resources/RegByContractPaperNo7.pdf (Consultado el 20 de julio de 2010).

43 Cfr. VASQUEZ CORDANO, Arturo y GARCIA CARPIO, Raúl: *Perspectivas del proyecto gasífero de Camisea en el Perú*. Documento de Trabajo N° 15. Oficina de Estudios Económicos - Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. OSINERG. Febrero del 2004; VASQUEZ CORDANO, Arturo y GARCIA CARPIO, Raúl: *La Industria del Gas Natural en el Perú*. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos. OSINERG. Agosto del 2004; ESPINOZA QUIÑONES, Luis: *Camisea: Impacto en el Sector Energético*. Lima, noviembre de 2000. Mimeografiado, entre otros.

Nuestro análisis entonces, se encuentra dirigido a dar una mirada general a la regulación jurídica de la industria económica de la distribución del gas natural, caracterizado como servicio público, así como fundamentalmente, a las consecuencias jurídicas que se derivan de esta caracterización.

a. El gas natural como bien de dominio público o “bien patrimonio de la Nación”. Algunos apuntes sobre la naturaleza jurídica del derecho de los particulares a obtener derechos administrativos al aprovechamiento y explotación del gas natural, y en general de los recursos naturales

En la actualidad, luego de los sucesos ocurridos en el año 2005 en Bolivia (donde se expidieron normas de “nacionalización” de los hidrocarburos y acciones estatales dirigidas a expropiar los activos de las empresas contratistas de hidrocarburos), se están desatando muchas controversias con respecto al concreto significado de los poderes o derechos que ostenta el Estado sobre los recursos naturales del país, al amparo del artículo 66 de la Constitución (norma que establece que *“Los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento. Por ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal”*).

De acuerdo al artículo 66 de la Constitución Política del Perú, los hidrocarburos (entre los cuales se encuentra el gas natural) y los minerales son bienes que se encuentran en un “estado de naturaleza” dentro de las entrañas de la tierra. Estos bienes “in situ”, son patrimonio de la Nación, y como tal integran el denominado “dominio público” del Estado⁴⁴. El Estado tiene la función de proteger y guardar estos bienes que no son “propiedad” de nadie, ni de la colectividad, ni del Estado, ni de las empresas públicas, sino que son parte del patrimonio del país.

Ahora bien, mientras tales minerales o hidrocarburos, permanezcan en el seno de la tierra, el Estado mantiene sus funciones de administración y tutela de los mismos. Sin embargo, cuando un privado desea explotar tales bienes, el panorama jurídico de tales bienes cambia. Concretamente, nuestra Constitución

44 Cfr. CABALLERO SANCHEZ, Rafael: Régimen de los hidrocarburos. En: GONZALEZ GARCIA, Julio (Director): Los bienes públicos. Tirant lo Blanch. Valencia, 2005. Páginas 633-694.

permite que se otorgue a los particulares, mediante una *concesión administrativa*, un derecho a la *explotación y aprovechamiento económico* de los recursos naturales que integran parte del patrimonio de la Nación (artículo 66).

Dicha norma constitucional, entonces, permite que mediante un título administrativo concreto (la concesión para el ámbito minero⁴⁵, el contrato de licencia⁴⁶ básicamente, para el ámbito de los hidrocarburos) se habilite a que los particulares puedan explotar y aprovechar los recursos naturales como los hidrocarburos y los minerales. Ello implica que los minerales e hidrocarburos *una vez extraídos* pasen a propiedad de los particulares que cuentan con una habilitación administrativa para su explotación (como sucede en la forma contractual más empleada, el contrato de licencia).

Una gran parte del mercado mundial de hidrocarburos y minería opera bajo este modo, lo cual responde a un sistema “dominialista” en cuanto a intervención estatal sobre los recursos naturales. En virtud a dicho sistema, los yacimientos son de dominio del Estado, pero una vez extraídos los recursos, los particulares pueden hacerse de ellos para su comercialización, de acuerdo

45 Sobre el particular, véase: VILLAR PALASI, José Luis: Naturaleza jurídica de la concesión minera. En: Revista de Administración Pública. Año I. N° 1. Instituto de Estudios Políticos. Madrid, 1950.

46 En el ámbito de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (TUO aprobado por el D.S. 042-2005-EM), existen dos formas jurídicas de contratos que se pueden suscribir con el Estado peruano para la exploración y explotación de hidrocarburos, las cuales son denominadas contrato de licencia y el contrato de servicios, conforme al artículo 10° del TUO de la LOH. Cabe señalar que estos contratos de licencia son negociados y celebrados, por PERUPETRO S.A, empresa estatal de derecho privado, quien ostenta el derecho, por lo dispuesto en el artículo 6° del TUO de la LOH, de realizar las operaciones contractuales sobre los hidrocarburos. Estos contratos, previamente deben ser aprobados por un Decreto Supremo, refrendado por el Ministerio de Economía y Finanzas y por el Ministerio de Energía y Minas, con la intervención del Banco Central de Reserva del Perú cuando se otorguen garantías cambiarias. Cabe señalar que conforme al referido artículo 10° del TUO, el contrato de licencia es aquél celebrado por PERUPETRO S.A. (en representación del Estado peruano), con el Contratista (el cual es denominado en este caso, licenciataria) y por el cual éste obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar Hidrocarburos en el área de Contrato; en mérito del cual PERUPETRO S.A. transfiere el derecho de propiedad de los Hidrocarburos extraídos al Contratista, quien debe pagar una regalía al Estado. Por otro lado, el contrato de servicios, es el celebrado por PERUPETRO S.A. con el Contratista, para que éste ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos en el área de Contrato, recibiendo el Contratista una retribución en función a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos.

a los títulos habilitantes otorgados por los Estados⁴⁷. Evidentemente, tales actividades pueden ser efectuadas por empresas privadas o públicas, pero el hecho concreto es que el Estado debe respetar los derechos otorgados por intermedio de títulos administrativos para la exploración, explotación y aprovechamiento económico de los recursos minerales o hidrocarburíferos⁴⁸.

En el caso específico del gas natural (y en general, el de los hidrocarburos), cabría preguntarse el por qué de la calificación de tales recursos como demaniales o pertenecientes al dominio público. Para dar respuesta a tal interrogante, conviene citar lo siguiente⁴⁹:

“En definitiva, si la finalidad del demanio es la de garantizar el disfrute colectivo de unos bienes naturales o artificiales (desde un río a una carretera), ya sea directamente en virtud de su uso público o indirectamente a través de la prestación de un servicio público (como en el caso de una vía de ferrocarril), el sentido de la calificación demanial de los hidrocarburos naturales no está en el recurso en sí, es decir, en la garantía de su vinculación directa a un uso o servicio público. Nos encontramos más bien con un título de intervención pública que permite a la Administración controlar los procesos de exploración, investigación y extracción de estos recursos naturales de tanto valor añadido.

Esa publicatio de los yacimientos de hidrocarburos tiene como efecto inmediato la prohibición de la libre explotación de los mismos, que queda reservada al Estado hasta que la inicie por sí mismo o se otorgue su concesión, como es habitual. Se entiende que sólo de esta manera será posible ordenar estos procesos de explotación industrial y asegurar la garantía final de

47 Lo que sucede en el caso del gas natural, donde conforme al artículo 8° del TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (aprobado por D. S. 042-2005-EM), una vez extraído el gas, su propiedad es de aquellos particulares que tengan firmado un contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos, con PERUPETRO S.A.

48 Por tanto, sorprenden los recientes hechos acaecidos en Bolivia, o los ofrecimientos electorales en nuestro país (Perú) cuando se habla de “nacionalización” de los recursos naturales. Lo cierto es que tales recursos *siempre han sido y serán nacionales*. Lo que sucede es que se ha encargado a empresas privadas su explotación, lo cual es lícito y se encuentra permitido por nuestro ordenamiento constitucional

49 Cfr. CABALLERO SÁNCHEZ, Rafael: Régimen de los hidrocarburos. En: GONZÁLEZ GARCÍA, Julio (Director): Derecho de los Bienes Públicos. Tirant lo Blanch. Valencia, 2005. Páginas 664-666.

abastecimiento de combustibles y carburantes a los consumidores. Por tanto, la clave del carácter demanial de los hidrocarburos está, al igual que en el caso de otros recursos públicos naturales de aprovechamiento consuntivo, en su valor estratégico para el sector energético, que lleva al poder público a intervenir y ordenar el proceso de su aprovechamiento, el cual queda mejor garantizado si se establece una reserva pública sobre las aguas territoriales, los hidrocarburos naturales o los minerales radioactivos, para luego adjudicar su explotación concreta y sustancial por medio de una concesión administrativa (...).

Por estos motivos, se señala que, en definitiva, *“La declaración por la ley de los minerales del subsuelo – y de los hidrocarburos en especial – como bienes públicos, cuando se desconoce tanto su existencia real como su ubicación concreta, no puede ser más que un título público de intervención que justifique y dé soporte a las facultades que ejerce el Estado en la ordenación del aprovechamiento de estos recursos estratégicos”.*

b. La caracterización de la distribución de gas natural por red de ductos como servicio público. Consecuencias legales de la disposición contenida en el artículo 79 de la LOH

La distribución de gas natural tiene la condición de servicio público, expresamente declarada como tal por el artículo 79 de la LOH. Jurídicamente, el concepto de servicio público implica una actividad de prestación, garantizada por el Estado a fin de satisfacer necesidades esenciales de la colectividad, bajo reglas de continuidad, regularidad, igualdad, mutabilidad y calidad.

Sin embargo, la propia institución del servicio público ha evolucionado desde los términos clásicos en la que fue concebida, puesto que ha sido de un lado severamente cuestionada (al considerarse que el servicio público conceptualmente es la antítesis de un régimen competitivo), mientras que por otro lado, es ensalzada, considerándose como uno de los fines primordiales del Estado. Al respecto, la doctrina actualmente prefiere hablar de servicios *esenciales*, partiendo del criterio de las misiones prestacionales que tiene el Estado. Resulta claro que el Estado cumple tareas dirigidas a alcanzar el bienestar de los ciudadanos, motivo por el cual uno de sus fines es garantizar que los ciudadanos disfruten de prestaciones mínimas esenciales para una vida de bienestar.

En tal sentido, la misión del Estado implica garantizar ciertas prestaciones esenciales, mediante un régimen jurídico especial para su gestión. Es así que ciertas actividades económicas, *calificadas como esenciales para la vida en común*, son declaradas como servicios públicos. Así ha sucedido con los servicios de agua y saneamiento, de distribución de electricidad, de telecomunicaciones, y ahora sucede con la distribución de gas natural en nuestro país.

Los cuestionamientos que ha sufrido el régimen del servicio público es que, en sus inicios, respondió a una profunda situación de intervención estatal en la economía, intervención que llegó a tal grado de profundidad que inclusive en muchos ámbitos se eliminó por completo la participación privada en la prestación. Por eso la desconfianza frente a la institución del servicio público, puesto que por mucho tiempo su régimen jurídico fue concebido como de exclusividad regalística (sólo el Estado discrecionalmente decidía cómo, cuando y en qué condiciones se prestaba el servicio, la industria se encontraba integrada en un solo bloque empresarial, se otorgaba carácter monopolístico a todas las fases del servicio, etc.).

Frente a los cuestionamientos efectuados al servicio público, surgió nuevamente la *competencia* como el remedio o panacea destinada a eliminar las vicisitudes y deslices ocasionados por el exceso de intervención estatal en el ámbito de la gestión de los servicios públicos. Se dijo, solamente debe permanecer como servicio aquellos segmentos no competitivos (catalogados económicamente como monopolios naturales), mientras que donde se pueda y donde sea factible, corresponde introducir competencia.

Consideramos que, antes que un concepto, el servicio público es un *régimen jurídico*, destinado a implementar la garantía prestacional que el Estado asume para la prestación de determinados servicios considerados como esenciales para la vida en sociedad. En consecuencia, no hay un concepto legal de servicio público, lo que existe es un régimen jurídico de derecho público, exorbitante, y destinado esencialmente a posibilitar la concreción de los fines de bien común que tiene el Estado.

Sin embargo, y pese a que el servicio público responde a una caracterización como régimen jurídico, no es menos cierto que no debe dejarse de lado que la actividad prestacional es una actividad económica. Y toda actividad económica

responde a la existencia de un *mercado* (en competencia, en monopolio, etc.), pero de un mercado que tiene ciertas reglas para su funcionamiento.

En consecuencia, el *régimen jurídico público* en que consiste la técnica del servicio público debe conciliarse con la existencia del objeto al cual se dedica (la actividad económica) y los fines de interés público a que responde (bienestar ciudadano, funcionamiento de la economía, aseguramiento de las prestaciones de modo continuo, regular e ininterrumpido).

Por ende, la caracterización de una actividad económica como servicio público debe enfocarse desde una óptica de subsidiariedad y de proporcionalidad de la intervención estatal en los ámbitos económicos. Al ser el servicio público un régimen jurídico tan intenso y tan limitante de la libertad de empresa y las libertades económicas, el mismo solamente debe aplicarse a aquellos segmentos de las actividades económicas que requieran de una intervención tuitiva del estado, sea para evitar abusos del poder monopólico, para lograr la continuidad y la regularidad del servicio, o para asegurar que el mismo llegue al mayor número de ciudadanos posible. Precisamente la reforma del régimen jurídico de los servicios públicos llevada a cabo en el Perú, responde a la idea antes enunciada, puesto que es evidente que en las telecomunicaciones, solamente se conserva como servicio público al ámbito de la telefonía fija, en la electricidad se conserva únicamente como servicio público al ámbito de la distribución hasta un cierto límite de consumo, mientras que en otros servicios como el saneamiento, por tener una situación especial (derivada de los altísimos costos hundidos y de situaciones de monopolio natural existentes en todas las fases de la industria), continúa siendo considerado como servicio público.

Consiguientemente, este es nuestro credo con relación a los servicios públicos, *solamente serán servicios públicos aquellos segmentos de las actividades económicas esenciales para la vida en comunidad que requieran un grado intenso de regulación por parte del Estado, mediante un régimen jurídico especial de Derecho público, a fin de garantizar los cometidos o fines propios del servicio, es decir, evitar el abuso de posiciones dominantes o monopólicas (afirmando un régimen tendiente a conseguir competencia o fomentarla), que el servicio se preste en condiciones de regularidad, continuidad e igualdad (a fin de que produzca bienestar continuo a los ciudadanos) y que llegue al mayor número posible de personas.*

Por consiguiente, servicio público no es una actividad económica regulada, sino que es un régimen jurídico destinado a regular intensamente aquellos segmentos de las actividades económicas esenciales que no puedan prestarse en condiciones competitivas (o semi competitivas), y que por tanto, requieren de una custodia o regulación estatal destinadas a salvaguardar los principios de interés público y los fines competenciales o pro-mercado de las actividades económicas.

De otro lado, aquellos ámbitos de las industrias (o actividades económicas) que sean consideradas servicios públicos, y en los que se pueda afirmar condiciones competitivas o de mercado, deben ser entregados a una regulación menos intensa, pero que sea dada desde una perspectiva de favorecimiento del mercado y de respeto del ámbito propio del ejercicio de las libertades económicas. Sólo así podrá garantizarse el equilibrio entre los segmentos competitivos y monopólicos de las industrias consideradas como servicios públicos, y así determinar la existencia de regímenes jurídicos diferenciados, que tengan como base una regulación pública destinada a fomentar la competencia y el mercado para conseguir los fines públicos que inspiran o dan origen a la ordenación estatal de los servicios públicos.

Ahora bien, ¿por qué ha sido necesario calificar al segmento de distribución de la industria del gas natural como servicio público en el ordenamiento peruano? La industria del gas, como ya hemos señalado, tiene cuatro fases, la explotación (que incluye a la exploración), el transporte, la distribución y la comercialización. De todas estas actividades, algunas tienen un marcado carácter monopólico y son esenciales o vitales para poner el suministro de gas a disposición del usuario (ductos de transporte y redes de distribución) mientras que algunas son esenciales, pero pueden tener carácter competitivo (fase de producción y fase de comercialización).

Consiguientemente, es necesario determinar por qué la distribución de gas natural ha sido caracterizada como servicio público. A nuestro criterio ello acontece por dos razones, claramente diferenciadas:

- La existencia de monopolios naturales en el segmento de distribución, debido a los elevados costos de inversión del tendido de las redes (tanto las de alta como las de baja presión).

- La exigencia de garantizar la continuidad, regularidad y la calidad en la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos.

La caracterización de la distribución de gas por red de ductos como servicio público, a nuestro criterio obedece a la necesidad de poner el acento de la intervención regulatoria en el segmento de la industria que sea más cercana a los usuarios del servicio, el cual precisamente es la actividad de distribución. En tal sentido, teniendo en consideración que la actividad de distribución tiene un elevado componente de monopolio natural en su conformación industrial y que, además, es el punto neurálgico en el cual se requiere una intensa fiscalización y supervisión regulatoria a fin de garantizar la continuidad y la regularidad de la distribución del servicio, se justifica la caracterización del mismo como servicio público.

Asimismo, debe tenerse en cuenta que la distribución de gas natural tiene un interés esencial en cuanto que, a través de las redes de distribución, se podrán generar situaciones competitivas (a través de la posibilidad del *by pass* comercial y del *open access*). Por consiguiente, la actividad y las acciones del operador de la concesión de distribución de gas natural tendrán un régimen jurídico especial, un régimen jurídico de servicio público.

c. La gestión concesional de la distribución de gas natural

La LOH declara a la actividad de distribución de gas natural por red de ductos como servicio público. En función a dicha declaración, en el segundo párrafo del artículo 79 de la LOH se establece que el MEM otorgará concesiones para distribución de gas natural por red de ductos a empresas nacionales o extranjeras que acrediten solvencia técnica y financiera.

En principio el artículo 79 de la LOH establece una reserva o una preferencia normativa por la concesión como técnica administrativa habilitante para la prestación del servicio público de distribución de gas natural. Para la doctrina, la concesión tiene la consideración de un contrato administrativo, y es definida como *“el contrato en la función administrativa en virtud del cual un ente estatal encomienda o delega a una persona, temporalmente, la ejecución de un servicio público, otorgándole el ejercicio de cierta potestad pública para asegurar su funcionamiento, efectuándose la explotación a costa y riesgo del concesionario, bajo la vigilancia y control del ente concedente”*⁵⁰.

50 SARMIENTO GARCIA (1999, página 83).

Se conviene en afirmar que la concesión de servicio público es un contrato administrativo, es decir, sometido a una regulación jurídica especial en función a sus especiales características. En cuanto contrato, la concesión siempre es bilateral (implica la presencia de dos partes contractuales), sinalagmática (genera obligaciones recíprocas a ambas partes contratantes), generalmente es onerosa (aún cuando puede celebrarse a título gratuito), y es constitutiva de derechos (antes de celebrarse el contrato, el beneficiario de la concesión no contaba con el derecho a acceder a la prestación del servicio).

Las dos características básicas de la concesión de servicios públicos son las siguientes:

- Se celebra exclusivamente en aras del **interés público**, a fin de garantizar la continuidad, regularidad y calidad del servicio concedido. Los contratos y las normas que regulan la ejecución de la prestación del concesionario del servicio público, siempre tienen como único objetivo asegurar la correcta prestación del servicio y, asimismo, garantizar su prestación continua, regular y en condiciones de calidad para el usuario.
- **La concesión no implica que el servicio de distribución de gas natural haya estado inicialmente reservado al Estado.** En la concesión existe una cesión de la gestión o la prestación directa del servicio. Si bien el Estado entrega la gestión del servicio a un agente privado, esto no significa que el mismo haya tenido reservado a su favor la prestación original del servicio público. En el ordenamiento peruano, pues, tanto en la distribución de gas natural como en los demás servicios calificados como públicos, y debido al principio de subsidiariedad que recoge el artículo 60 de la Constitución Política del Perú, la garantía prestacional preservada por el Estado no se debe a su condición de titular o a la situación de reserva del servicio a su favor. El Estado únicamente mantiene una posición garante por la cual procura vigilar y controlar que la prestación del servicio público se realice conforme a las normas que garanticen la continuidad, regularidad y calidad en su prestación.

Adicionalmente, la concesión implica un sometimiento a un régimen característico de Derecho público para la ejecución del contrato puesto que la celebración de un contrato administrativo de tales características implica el asumir tanto derechos como obligaciones de diversa naturaleza, como se verá en las próximas líneas.

c.1. Las partes del contrato de concesión

El contrato de concesión siempre es bilateral o en todo caso plurilateral. Ello implica que en todo caso, al menos deberá haber dos partes intervinientes en la celebración de un contrato de concesión, la autoridad estatal concedente y el prestador interesado, es decir, el concesionario.

Tradicionalmente, la doctrina ha venido identificando que en la concesión opera algo así como una *“delegación tranestructural de cometidos”* realizada por una entidad estatal responsable de la prestación de un servicio público, hacia un privado que asume el riesgo de la prestación del servicio. Sin embargo, actualmente se entiende que no opera delegación o transferencia de poder alguno, sino que únicamente se encarga a un particular la asunción de la prestación de un servicio, cuyos costos de prestación serán pagados directamente por los usuarios del mismo, quienes se encuentran obligados al pago de una tarifa o de una retribución para el prestador del servicio público⁵¹.

Ahora bien, es preciso indicar que las dos partes del contrato de concesión son la autoridad concedente (el Estado o la entidad estatal señalada en el marco legal sectorial) y el concesionario. Desarrollaremos cuales son sus características y atribuciones correspondientes dentro del esquema regulatorio de la distribución de gas natural por red de ductos.

- ***La autoridad concedente***

La autoridad administrativa concedente es aquella facultada expresamente por ley, para otorgar válidamente la concesión de un servicio calificado como público. La autoridad concedente representa al Estado en su posición de responsable por la correcta prestación del servicio, y en tal sentido, celebra los contratos de concesión respectivos para posibilitar el acceso de los privados interesados para la prestación del servicio público de gas natural.

La autoridad concedente debe siempre de estar premunida de poderes o funciones suficientes para poder entregar la concesión de un servicio

51 Sobre el particular, SANZ, 2004, in toto.

público. En tal sentido se debe encontrar suficientemente facultada para poder efectuar una celebración válida de un contrato de concesión.

En el Perú la autoridad concedente para la prestación del servicio público de distribución de gas natural es el MEM. Específicamente, el MEM actúa mediante la DGH, la misma que otorga y suscribe los contratos de concesión para la distribución de gas.

- ***El concesionario***

El concesionario del servicio público de distribución de gas natural en Lima y Callao es la empresa Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda). Esta empresa ocupa la posición de concesionario que anteriormente ocupaba la empresa TGP, la misma que obtuvo tanto la concesión de transporte como de distribución. Sin embargo, conforme a una cláusula específica del referido contrato, TGP tuvo que escindir un bloque patrimonial y destinarlo a la distribución. La porción escindida del contrato fue cedida a la empresa Tractebel, con la anuencia respectiva del Estado peruano.

Posteriormente, la empresa Tractebel (empresa belga con amplia experiencia en la distribución de electricidad y de gas natural), constituyó la empresa Cálidda, la misma que actualmente ocupa el contrato de concesión por un plazo de 40 años para la distribución de gas natural en el departamento de Lima y la provincia del Callao.

Cálidda ha diseñado y construido las instalaciones propias del sistema de distribución, el cual, conforme al artículo 104 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, está integrado por las siguientes instalaciones:

- Estación de Regulación de Puerta de Ciudad (City Gate). En este punto se recibe el gas natural a alta presión, que viene desde Las Malvinas. Aquí el gas se odoriza y se somete a tratamientos químicos para ser impulsado a alta presión a través de la denominada red principal, ramal que va desde Lurín hasta Ventanilla.
- Las Redes de Distribución según nivel de presión. Son dos redes de distribución, de acuerdo al nivel de presión de cada una de

éstas. Una red es la de alta presión, la misma que recorre desde el City Gate hasta el punto de recepción en Ventanilla. Las otras redes (o redes de baja presión), son los ramales que se derivan del ramal principal de alta presión, y tienen por objeto llegar hacia los primeros consumidores del gas natural en la ciudad.

- Las Estaciones Reguladoras. Que son los puntos a partir de los cuales se conectan las redes de alta presión hacia las redes de baja presión o de conexión domiciliaria.
- Las Acometidas. Son los puntos a través de los cuales se conecta el usuario con la red de distribución.

En concreto, la labor del distribuidor ha sido la de instalar y tender las redes necesarias para la distribución del gas natural en la ciudad de Lima, desde el punto llamado *City Gate*, a través de dos redes, la red principal de alta presión (o ramal principal), diseñada para llegar a los consumidores iniciales del gas natural, y las otras redes o redes de baja presión, diseñadas para ir brindando el servicio a los consumidores domésticos del gas natural, cumpliendo los objetivos de expansión que debe tener el servicio (llegar a ciertos niveles de penetración de redes y de cantidad de consumidores en determinado número de años del contrato).

El concesionario Cálidda tiene un área exclusiva de concesión en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao. Sin embargo, el ejercicio de sus derechos para operar la red se encuentra limitado por una cuestión temporal, puesto que si no abarca las áreas de exclusividad en un lapso de doce años, las mismas pueden ser entregadas a otros interesados en prestar servicios de distribución (conforme al artículo 7 del Reglamento de Distribución de Gas Natural).

c.2. Atribuciones de la autoridad concedente en cuanto a la ordenación del servicio de distribución de gas natural

La autoridad concedente, en cuanto parte contractual, es el MEM. Dentro de los contenidos del contrato de concesión BOOT celebrado entre dicha entidad y el concesionario de distribución, el Estado se compromete a realizar ciertas prestaciones a favor de la sociedad concesionaria. Estas

obligaciones se encuentran delimitadas por los alcances de la Cláusula 8 del Contrato de Concesión de Cálidda.

Sin embargo, también el Estado en uso de su poder concedente también tiene atribuciones de imperio para dirigir y disponer la correcta ejecución de la prestación del servicio. Aun cuando el MEM ya no tiene poderes de supervisión, fiscalización y sanción, no es menos cierto que tiene importantes atribuciones normativas y de planificación del servicio público de distribución.

Consecuentemente, el MEM tiene poderes para normar sobre obligaciones del concesionario, sobre cuestiones de seguridad, técnicas y ambientales. Asimismo, tiene competencia para normar sobre calidad de las redes, sobre la obligatoriedad del servicio, y otros aspectos relacionados con la correcta marcha del servicio público.

Otro aspecto importante es la posibilidad de que el Estado ejerza su poder de *ius variandi* en cuanto al contrato de concesión. Este poder, tradicionalmente considerado en doctrina como unilateral y expresivo del poder de *imperium* del Estado, se encuentra limitado en nuestro ordenamiento por los alcances del artículo 62 de la Constitución Política del Estado. En función a ello, el *ius variandi*, o poder de modificar unilateralmente el contenido de la relación contractual se encuentra todavía presente entre las atribuciones implícitas del concesionario, pero con una seguridad específica: se puede variar el contenido del contrato, pero ello siempre implicará una indemnización a la parte que sufre las consecuencias de la modificación unilateral.

Por último, está siempre el poder de declarar la caducidad del servicio, de acuerdo a las causales contempladas tanto en la Cláusula 21 del Contrato, así como las previstas en las normas correspondientes del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

c.3. Obligaciones del concesionario del servicio

Los alcances de los derechos y obligaciones del concesionario del servicio de distribución se encuentran determinadas por el alcance de lo establecido en el artículo 42 y siguientes del Reglamento de Distribución de Gas Natural, así como las disposiciones específicas de la Cláusula 9 del Contrato BOOT de concesión de Cálidda.

Así, el artículo 42 del Reglamento de Distribución de Gas Natural establece lo siguiente:

“Artículo 42°.- El Concesionario está obligado a:

- a) Ejecutar el proyecto y la construcción de obras de acuerdo al calendario de ejecución de obras contenido en el respectivo Contrato de Concesión y planes quinquenales y anuales respectivos.
En caso que de acuerdo al Contrato de Concesión se requiera de un pronunciamiento previo del OSINERGMIN, para la realización de las actividades indicadas en el párrafo precedente, el Concesionario deberá sujetarse a los requisitos que para tales efectos establezca dicho organismo*
- b) Dar servicio a quien lo solicite dentro del Área de Concesión dentro de un plazo no mayor de cuarenta y cinco (45) días en caso existiera la infraestructura necesaria en la zona, o de doce (12) meses si no la hubiera, siempre que el Suministro se considere técnica y económicamente viable de acuerdo al artículo 63 y al Procedimiento de Viabilidad. Los plazos se computarán a partir de la suscripción del correspondiente contrato.*
- c) Tener contratos vigentes con Productores que le garanticen su requerimiento de Gas Natural por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo. Tratándose de Concesiones otorgadas por Licitación o concurso público, esta obligación será exigible a partir de la Puesta en Operación Comercial.*
- d) Conservar y mantener el Sistema de Distribución, en condiciones adecuadas para su operación eficiente, garantizando la calidad, continuidad y oportunidad del servicio según las condiciones que fije el Contrato y las normas técnicas pertinentes. El Concesionario deberá diseñar, construir, operar y mantener el Sistema de Distribución.*
- e) Publicar a su costo en el Diario Oficial El Peruano, las resoluciones mediante las cuales sea sancionado, dentro del plazo que establezca la autoridad competente.*
- f) Permitir la utilización de su Sistema de Distribución por parte de terceros a la capacidad no comprometida del mismo, sin establecer obligaciones ni gravámenes adicionales, ni ventajas o preferencias con relación a servicios prestados bajo las mismas condiciones, siempre y cuando con esta utilización no se afecte el Sistema de Distribución*

existente, ni las condiciones de calidad y confiabilidad del Suministro a los Consumidores del Concesionario. En caso de conflicto resolverá OSINERG.

- g) Desarrollar sus actividades respetando las normas de libre competencia y antimonopolio vigentes o que se dicten en el futuro. Los Concesionarios no podrán ofrecer ni otorgar ventajas o privilegios entre los Consumidores por la misma clase de servicio.*
- h) Aplicar las tarifas, cargos e importes que se fijen de acuerdo a la normativa vigente.*
- i) Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores en la forma, medios y plazos que éstos establezcan.*
- j) Cumplir con las normas de seguridad y demás normas técnicas aplicables.*
- k) Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores.*
- l) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores con el aporte fijado en la Ley N° 27116.*
- m) Cumplir con las normas de conservación del ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.*
- n) Publicar los pliegos tarifarios, cargos e importes en sus oficinas de atención al público y en su página web”.*

Asimismo, conviene prestar atención a lo establecido en el Contrato BOOT de distribución, específicamente a la estipulación contenida en la Cláusula 9 del referido contrato, la misma que establece las siguientes obligaciones del concesionario:

- Prestación del servicio conforme a las normas legales y reglamentarias correspondientes.
- Ejecutar las obras propias de la concesión, dentro del plazo para la puesta en operación comercial.
- Atender los requerimientos de servicio que formulen los consumidores dentro del área de concesión.
- Guardar la continuidad y regularidad del servicio en tiempos de emergencia y de crisis.
- Conservar y entregar la información e inventarios requeridos por las autoridades reguladoras y por el concedente.

- Respetar las disposiciones sobre libre acceso al servicio.
- Guardar deberes de confidencialidad.
- Presentar las garantías de fiel cumplimiento (original y complementaria).
- Respetar los acuerdos contractuales sobre la condición y calidad del operador estratégico precalificado de distribución.
- Pagar las multas determinadas por las autoridades competentes.
- Respetar los criterios de igualdad y no discriminación para la atención de los usuarios.

En todo caso, las obligaciones del concesionario están íntimamente relacionadas con los aspectos de guardar, garantizar y respetar las normas sobre continuidad, regularidad y calidad del servicio, necesarias para cumplir con los fines y objetivos de la regulación pública de este segmento de la industria.

d. **Medidas de fomento para la prestación del servicio**

El hecho de que el mercado gasífero en el Perú sea un mercado incipiente implica la necesidad de ofrecer un régimen jurídico que incentive el desarrollo y lenta evolución de la industria. Debemos recordar que la operación del servicio implica una enorme cantidad de inversión, la existencia de elevados costos hundidos en su conformación, y consecuentemente la existencia de grandes riesgos para el inversionista, sea el Estado o sean los agentes privados.

Para el caso del gas de Camisea, el mismo que ha recibido una enorme inversión por parte de los inversionistas encargados del proyecto, se ha considerado establecer medidas concretas de promoción de la industria, tanto a nivel de apoyo, estímulo y promoción a los operadores del servicio, así como de promoción del régimen de aquellos usuarios que apuesten por el servicio desde su inicio.

En función a ello, el régimen promocional o de fomento para impulsar la demanda inicial del gas natural y con ello la formación de un mercado del mismo, ha previsto las siguientes medidas promocionales que describimos a continuación:

d.1. Medidas promocionales para generación eléctrica

Uno de los usos iniciales para los cuales se ha sostenido que tendría mejor destino el gas natural es para la generación eléctrica, en función a sus bajos costos como energía primaria, así como por su versatilidad, componente ecológico y significativa incidencia en la reducción de costos del proceso productivo de la generación de energía eléctrica.

Ahora bien, dentro del contrato de licencia suscrito entre el Estado y el consorcio liderado por Pluspetrol, se ha fijado un precio específico para el gas natural, denominado como “precio realizado del gas natural”, que es el precio de referencia para determinar el costo final del gas natural, en el denominado “punto de fiscalización de la producción” o el denominado “precio a boca de pozo”. Este precio ha sido fijado para los consumidores regulados e independientes a US\$ 1.80 dólares por millón de BTU (British Thermal Unit).

Sin embargo, en busca de promocionar y fomentar el uso del gas natural por los generadores eléctricos (quienes tendrán que migrar de su tecnología diseñada para uso de carbón o petróleo hacia tecnología para el uso de gas natural), el contrato de licencia ha previsto que el precio realizado para los generadores sea de US\$ 1.00 dólar por millón de BTU, a fin de incentivar el uso del gas natural para la generación de energía eléctrica.

Consideramos que esta medida es razonable y no discriminatoria, en la medida que enfoca su ámbito de fomento hacia un régimen promocional del uso de gas natural para la generación de electricidad.

d.2. Medidas promocionales para el transporte y distribución de gas

La construcción del ducto y de la red principal del sistema de gas ha generado una inversión millonaria para posibilitar la existencia de una infraestructura que haga llegar el gas desde el yacimiento de Camisea hasta Lima.

Precisamente, es necesario advertir que inicialmente los ductos (que tienen una capacidad determinada de transporte) no transportarían sino solamente los requerimientos de la demanda inicial (que son mínimos), con lo cual en la práctica, los operadores de la red principal (transporte y

distribución) operarían a pérdida, haciendo inviable su negocio, debido a que los ingresos por la operación de la red serían mínimos, pudiendo colapsar el servicio antes de que se consolide siquiera una demanda que permita cubrir los costos del sistema.

En tal sentido, la Ley N° 27133 previó la existencia de los denominados “Ingresos Garantizados Anuales” que son una figura promocional, típicamente de incentivo regulatorio⁵², mediante la cual el operador de la red principal se asegura que tendrá una remuneración como si se usara todo el ducto (a pesar que en una primera etapa solamente se usa una parte mínima del mismo).

El mecanismo diseñado para poder cubrir los “Ingresos garantizados” del operador de la red principal, ha sido el establecimiento de un mecanismo combinado entre una medida de incentivo a los generadores de energía eléctrica y un costo trasladado a los consumidores de la energía eléctrica precisamente. Este mecanismo regulatorio, típica medida de fomento industrial, se denomina cargo de Garantía de Red Principal o “GRP”⁵³.

La instauración de la GRP tiene como fundamento el hecho de que el ingreso de los operadores de la red principal, en un inicio tendrá solamente como fuentes el precio de transporte y de distribución que paguen los consumidores iniciales, independientes y regulados, así como el precio que paguen los generadores que usen energía eléctrica. Ahora bien, para el caso de estos últimos, se ha estimado conveniente que, como una medida de incentivo complementaria para desarrollar el uso de gas natural como energía primaria para la generación de energía eléctrica, el generador eléctrico pague una tarifa menor por el costo del uso de los ductos y de la red principal.

Consiguientemente, el menor precio que pagan los generadores motiva una merma en el monto del ingreso garantizado anual que tienen que percibir los operadores de la red principal. En tal sentido, la diferencia

52 Y no de naturaleza tributaria como han querido ver algunos especialistas sobre el tema.

53 Sobre el particular, véase por todos SÁNCHEZ POVIS, Lucio y Cecilia FERNÁNDEZ CANCHOS. *The Peruvian Main Transportation and Distribution Pipelines Guarantee as a Means of Promoting Natural Gas Industries and Energy Access*. Moscú: 21st World Petroleum Congress. 2014.

existente entre el ingreso garantizado anual y lo que realmente percibe el operador de red (considerando los ingresos pagados por los consumidores del gas y por los generadores eléctricos por el uso de la red), es cubierta por el mecanismo de la GRP.

El funcionamiento de esta GRP tiene dos variables, de un lado, parte del supuesto que los generadores eléctricos se vean incentivados a usar el gas natural como insumo, y consecuentemente reduzcan las tarifas que vienen cobrando a sus consumidores. Sin embargo, de otro lado, los consumidores de energía eléctrica que se ven beneficiados con una menor tarifa, deben soportar el costo de la GRP.

La GRP entonces empleando técnicas de fomento logra cubrir el diferencial necesario para cubrir los ingresos garantizados anuales de los operadores de la red principal y en consecuencia incentivar el desarrollo del mercado del gas natural y consecuentemente del mercado eléctrico. Por tal motivo, constituye una medida típica de fomento hacia una actividad industrial y que cumple con los requisitos de razonabilidad y temporalidad que hacen su uso aconsejable y de manera perfectamente legal.

En los últimos tiempos han surgido ciertos cuestionamientos al hecho de que la GRP sea asumida por los consumidores de energía eléctrica y no por los generadores. Al respecto, la literatura nacional ha señalado que la razón es generar un incentivo que genere realmente competitividad a la actividad de generación de energía eléctrica, puesto que si el generador cubriera los costos reales del servicio de uso de red principal del gas, no tendría suficientes incentivos para usar dicha energía primaria, con lo cual se perdería una oportunidad básica para poder desarrollar tanto el mercado de energía como el mercado de gas. Entonces, se parte del supuesto - perfectamente viable- de que sean los consumidores los que paguen la GRP puesto que a un menor precio para el generador, estos se verán determinados a bajar sus costos y sus tarifas, con lo cual los consumidores eléctricos tendrán un beneficio concreto. Pero a cambio de dicho beneficio, éstos asumirán temporalmente una mínima parte de los costos de haber obtenido dicho beneficio, como una suerte de compensación por obtenerlo. En consecuencia, como medida de fomento, la GRP resulta razonable y adecuada al marco legal, sobre todo porque tiene un carácter temporal y excepcional.

Actualmente, esta misma figura de fomento, aunque con otro nombre, ha sido introducida también para hacer viable el proyecto Gasoducto Sur Peruano. El Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE) fue creado por la Ley N° 29970, cuyo artículo 2 señaló lo siguiente:

“Artículo 2. Extensión de los beneficios previstos en la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.-

2.1 Las empresas encargadas de implementar los proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural para el afianzamiento de la seguridad energética, en el marco de la presente Ley, pueden ser beneficiarias del Mecanismo de Ingresos Garantizados, siempre que exista una mejora en la seguridad energética del sector eléctrico, conforme al proceso previsto en el artículo 5 de la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, de tal forma que permita definir el menor costo del servicio y/o el menor plazo posible. Tales beneficios se otorgan mediante contrato de concesión al amparo del dispositivo antes mencionado, para cuyo efecto se llevan a cabo los procesos de promoción a la inversión correspondiente.

2.2 La aplicación del Mecanismo de Ingresos Garantizados a que se refiere el numeral anterior tiene en cuenta los siguientes principios:

- i. Recuperación del costo del servicio ofrecido por el inversionista en el período de recuperación y según lo estipulado en el contrato de concesión;*
- ii. La suma actualizada de los Ingresos Garantizados Anuales, considerando la tasa de descuento señalada en el contrato de concesión, debe permitir la recuperación del costo del servicio en el período de recuperación;*
- iii. Los Ingresos Garantizados Anuales son cubiertos mediante: a) los recursos provenientes de la prestación del servicio de transporte, cuando corresponda; b) los recursos pagados por los concesionarios de los sistemas de transporte existentes y que operen en paralelo (en forma de “loop”) al nuevo sistema, de acuerdo a la capacidad utilizada; y c) los ingresos provenientes del cargo adicional al peaje del Sistema Principal de Transmisión, denominado **“Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética”**. (El énfasis es nuestro)*

A este nuevo cargo, le resultan de aplicación las disposiciones de la GRP que introdujo la Ley N° 27133 y básicamente permitirá viabilizar la ejecución del proyecto Gasoducto Sur Peruano.

d.3. Medidas promocionales para el régimen de los usuarios

Para el régimen de los usuarios, el marco legal de promoción de la entrada de operaciones del gas natural ha previsto la existencia de “consumidores iniciales” los mismos que, en mérito de haber suscrito contratos anticipados de suministro de gas natural, han obtenido ventajas comparativas tanto en el precio del gas contratado con el productor (rebaja de 20% con respecto a los demás consumidores) y en cuanto al transporte y distribución (exoneración del costo de la acometida).

d.4. Régimen Tributario promocional

La base legal del régimen tributario del gas natural se encuentra en lo establecido en las disposiciones pertinentes de la LOH, así como en el Decreto Supremo N° 032-95-EF, Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Necesariamente el régimen tributario ha debido de ser promocional, puesto que tal como venimos señalando a lo largo del presente trabajo, la industria del gas es incipiente y requiere de cierto apoyo estatal de fomento, a lo largo de los años iniciales en los cuales se forman las bases del mercado y de un régimen sostenido de consumo.

El régimen tributario viene recogido en cada contrato suscrito con productores, transportistas y distribuidores, así como en los convenios de estabilidad tributaria comprendidos para cada uno de dichos operadores. Principalmente comprende las siguientes ventajas⁵⁴:

- Estabilidad del régimen impositivo vigente a la suscripción del contrato.
- Garantiza la naturaleza trasladable del Impuesto General a las Ventas,

54 GOMERO RIGACCI, Carlos: Régimen jurídico de la exploración y explotación de gas natural. Ponencia presentada al Seminario sobre Actualización en Hidrocarburos organizado por la Revista Cathedra - Espíritu del Derecho. Lima, 2004.

del Impuesto Selectivo al Consumo y del Impuesto de Promoción Municipal y otros impuestos al consumo.

- Regula la exoneración a la importación de bienes e insumos para la fase de exploración.
- Permite llevar contabilidad extranjera, entre otras facilidades.

e. Fiscalización y supervisión de la prestación del servicio. La actividad administrativa de inspección. El régimen sancionador⁵⁵

De acuerdo a la Ley General de Hidrocarburos (N° 26221) y a la Ley Marco de Organismos Reguladores (Ley N° 27332), el OSINERGMIN posee la función normativa, así como la de supervisión, fiscalización y sanción de las empresas concesionarias en el sector hidrocarburos.

La función supervisora permite a OSINERGMIN verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas, la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y aquellas derivadas de la prestación del servicio.

Asimismo, la función supervisora permite verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el OSINERGMIN o de cualquier otra obligación que se encuentre a cargo de las entidades supervisadas. Además, el OSINERGMIN tiene la potestad de verificar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y conservación del ambiente en las actividades desarrolladas en la industria de hidrocarburos.

La función fiscalizadora permite a OSINERGMIN imponer sanciones a las entidades que realizan actividades sujetas a su competencia por el incumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como de las disposiciones reguladoras y/o normativas dictadas por el OSINERGMIN. La función normativa comprende la facultad exclusiva de dictar, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos, normas de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios.

⁵⁵ Seguimos en este punto, *in toto*, lo señalado por VASQUEZ y GARCIA (2004-b, páginas 70 y 71).

En la industria del gas natural el OSINERGMIN ha venido cumpliendo estas funciones desde el mes de junio del año 2001, fecha en la que se iniciaron las actividades del proyecto Camisea. En particular, el OSINERGMIN ha venido realizando la supervisión del avance de las obras, del cumplimiento de los compromisos contractuales y de los compromisos de Inversión establecidos en los contratos BOOT's.

f. Extinción de la concesión de distribución de gas natural

La concesión es un negocio a plazo. Este plazo no puede exceder de sesenta (60) años. El concesionario, dentro del plazo de concesión, tiene como función administrar la concesión y sus bienes, a fin de garantizar la prestación del servicio de manera ininterrumpida y continua, y sobre todo en condiciones de calidad y con seguridad para los usuarios.

No obstante ello, la concesión para la distribución del gas natural en Lima y Callao fue entregada dentro de un tipo de contrato BOOT, es decir, un contrato en el cual la sociedad concesionaria diseña la red y las infraestructuras, las posee como propietaria, opera la infraestructura, y al término de la concesión, entrega las mismas al concedente. Esto es una realidad inexpugnable, puesto que ha sido el concesionario quien ha efectuado el diseño de la concesión, ha construido la red, ha establecido el *city gate*, ha establecido las instalaciones de distribución, entre otras infraestructuras. Antes del concesionario actual – Cálidda, las instalaciones no existían.

En dicha línea, teniendo en cuenta que todo negocio concesional es temporal, luego del término de la concesión, por un imperativo de continuidad del servicio, el Estado tiene hasta tres opciones, puesto que: a) puede prorrogar el contrato de concesión con Cálidda, b) puede convocar a concurso para escoger a otro concesionario, y c) puede asumir la gestión del servicio de manera directa (a través de una empresa de capital estatal).

Sin embargo, la concesión no solamente se extingue por causa del término del plazo, sino que también se extingue por situaciones como la renuncia del concesionario aceptada por el concedente, el acuerdo de las partes, o la resolución del contrato por incumplimiento. Esta extinción de la concesión, se produce por las siguientes causas, conforme al artículo 49 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, norma que establece lo siguiente:

“Artículo 49.- La Concesión termina por:

- a) Vencimiento del plazo del Contrato.*
- b) Declaración de caducidad.*
- c) Aceptación de la renuncia a la Concesión.*
- d) Otras causas que especifique el Contrato.*

La transferencia o devolución, según sea el caso, de los Bienes de la Concesión, será efectuada de acuerdo a lo previsto en el Reglamento y en el Contrato.

En todos los casos, el Concesionario está obligado a transferir o devolver los Bienes de la Concesión, libre de toda carga y gravamen de cualquier naturaleza, debiendo estar en buenas condiciones operativas, excepto el desgaste normal como consecuencia del tiempo y del uso diligente de los mismos. A la terminación de la Concesión los Bienes de la Concesión serán transferidos o devueltos al Estado, según sea el caso, que el Concesionario ha construido o aportado los bienes que integran los Bienes de la Concesión, o que los ha recibido del Estado al momento del otorgamiento de la Concesión, respectivamente.

El Estado convocará a subasta pública para transferir la Concesión, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo 58. De la suma obtenida en la subasta y hasta donde dicha suma alcance, el Estado pagará al Concesionario hasta un máximo equivalente al valor contable de los Bienes de la Concesión que ha aportado durante la vigencia de la Concesión y que ha transferido al Estado a la terminación de la Concesión. Dicho valor será determinado de acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados en el Perú. Del valor contable que será pagado al Concesionario, el Estado:

- i) Deducirá los gastos incurridos en el proceso de intervención y subasta; ii)*
- De existir saldo luego de dicha deducción, pagará las obligaciones y pasivos del Concesionario en el orden de prelación establecido en el Contrato o, en su defecto, en el orden señalado en la Ley de Reestructuración Patrimonial, Decreto Legislativo N° 845, o las normas que lo modifique o sustituya; iii)*
- Deducidos los pagos anteriores, se entregará al Concesionario el saldo que quedare: Si existiese un saldo del producto de la subasta, el mismo corresponderá al Estado”.*

Así, la concesión de distribución puede terminar por varias causales, entre las cuales se destaca la figura de la caducidad, la misma que tiene la condición de una sanción administrativa impuesta por el concedente al concesionario ante un incumplimiento grave e insubsanable de sus obligaciones contractuales. Precisamente, la caducidad se impone mediante Resolución Suprema, previa incoación de un expediente administrativo ante la DGH del MEM. El acto mediante el cual se declara la caducidad puede ser impugnado judicialmente.

f.1. Procedimiento a seguir luego de terminada la concesión. Bienes de la Concesión. Subasta pública de la concesión

Una vez terminada la concesión, la DGH del MEM, en su calidad de autoridad concedente, debe reasumir la gestión del servicio, para lo cual designa a una entidad interventora, encargada de gestionar el servicio a fin de garantizar su continuidad. Esta entidad interventora, conforme al artículo 55 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, tiene las siguientes facultades:

“Artículo 55.- Quien se encargue de la intervención a que se refiere el inciso d) del Artículo 52, tendrá las siguientes facultades:

- a) Determinar las acciones de carácter administrativo que permitan la continuación de la operación del Sistema de Distribución; y,*
- b) Determinar las acciones de carácter técnico que permitan la oportuna y eficiente prestación del servicio.*

El cumplimiento de las medidas dictadas por el interventor serán obligatorias para el Concesionario, cuyo representante legal podrá solicitar su reconsideración ante la DGH, la que deberá resolver en un término de cinco (5) días.

Los gastos totales que demande la intervención serán de cuenta y cargo del Concesionario.

Si durante el período de este procedimiento, la entidad intervenida deviniese en insolvente para atender las obligaciones que le imponga el interventor, el Estado podrá asumir la administración plena y directa de los Bienes de la Concesión, conforme a lo dispuesto en el Artículo 58, en tanto se proceda a la transferencia de la Concesión”.

La entidad interventora pues, determina la necesaria continuidad del servicio a fin de no interrumpir de ninguna manera la gestión del servicio,

para lo cual debe contar con la colaboración de la concesionaria. Supervisa y fiscaliza la marcha del servicio, dirigiendo las actividades de la sociedad concesionaria durante un periodo de transición. Durante dicho período (computado desde que la extinción de la concesión hasta la adjudicación de la subasta pública para la entrega en concesión), el interventor debe organizar y preparar la subasta pública de la concesión para que el Estado obtenga un nuevo concesionario de distribución para que se constituya en operador del servicio.

f.2. Régimen de caducidad del contrato de distribución BOOT de distribución en Lima y Callao

El contrato BOOT para la prestación del servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao contiene una cláusula contractual específica que regula de manera especial los supuestos de caducidad de la concesión y del destino de los bienes de la concesión.

De acuerdo con ello, las causales de caducidad previstas en el contrato BOOT de concesión celebrado entre el MEM y el concesionario de distribución, son las siguientes:

- Vencimiento del plazo del contrato.
- Acuerdo entre las partes.
- Resolución del contrato por las siguientes causales:
 - La insolvencia o el nombramiento de un interventor, de la sociedad concesionaria o del operador estratégico precalificado de distribución.
 - Infracción a las normas sobre la presencia del operador estratégico en la composición accionaria de la sociedad concesionaria.
 - Si cuando la sociedad concesionaria aduce un incumplimiento por fuerza mayor o sus efectos, y transcurrido un plazo máximo de dieciocho (18) meses
 - El incumplimiento grave y reiterado de las obligaciones de la sociedad concesionaria.
 - La falta de renovación de la garantía de fiel cumplimiento cuando sea necesaria.
 - La falsedad de las declaraciones y garantías efectuadas por la sociedad concesionaria.

- Cualquier modificación de la sociedad o estatuto social de la sociedad concesionaria o del operador estratégico, que sea contraria al contrato o a las leyes aplicables.
 - No prestar el servicio a los consumidores dentro de los plazos establecidos.
 - Incumplimiento de la obligación de no destinar a sus sociedades vinculadas, más del 33% de la capacidad garantizada de la red de distribución.
 - Incumplimiento de entrega de la garantía de fiel cumplimiento complementaria, luego de la puesta en operación de la concesión.
 - Incumplimiento a la obligación de renovar la garantía de fiel cumplimiento o la garantía de fiel cumplimiento complementaria. Así mismo, incumplimiento de incrementar el monto de la garantía de fiel cumplimiento complementaria.
- Resolución del Contrato, declarada por la sociedad concesionaria, ante el incumplimiento reiterado o grave de las obligaciones del concedente.
 - Declaración de caducidad de la concesión por parte del concedente por destrucción total del sistema de distribución, y por las causales del artículo 50 del Reglamento de Distribución de Gas Natural⁵⁶.

56 El artículo 50° del RDGN establece lo siguiente:

Artículo 50° del RDGN.- La Concesión caduca cuando:

- a) El Concesionario no realice los estudios y/o no ejecute las obras e instalaciones en los plazos establecidos en el calendario de ejecución de las mismas que consta en el Contrato, incluyendo los plazos intermedios, salvo caso fortuito o fuerza mayor debidamente acreditados.
- b) El Concesionario deje de operar el Sistema de Distribución sin causa justificada, por ochocientas setenta y seis (876) horas acumuladas durante un (1) año calendario, afectando como mínimo al veinticinco por ciento (25%) del consumo promedio del año anterior.
- c) El Concesionario, luego de habérsele aplicado las sanciones correspondientes, no cumpla con sus obligaciones de dar servicio en los plazos prescritos y de acuerdo a las normas de seguridad y los estándares de calidad establecidos en el Contrato y en las normas técnicas pertinentes.
- d) El Concesionario no acredite garantía de suministro por el plazo previsto en el inciso c) del Artículo 42, siempre que existan Productores obligados a celebrar contratos de suministro de Gas Natural con los Concesionarios para la prestación de servicio público en la respectiva Area de Concesión.
- e) El Concesionario no cumpla con la Puesta en Operación Comercial del Sistema de Distribución dentro del plazo acordado en el Contrato. Se exceptúan incumplimientos derivados de caso fortuito o fuerza mayor debidamente calificados como tales por OSINERG.

- Renuncia de la concesión por parte de la sociedad concesionaria.

Conforme a lo establecido por el contrato, una vez que se produzca la caducidad, el concedente nombrará a una persona para que actúe como interventor de la sociedad concesionaria, supervisando su gestión. Así, la sociedad concesionaria estará obligada a mantener la continuidad del servicio por el plazo máximo de un año o hasta que se produzca la sustitución de la sociedad concesionaria por un nuevo concesionario.

Posteriormente, el concedente deberá llevar a cabo una subasta pública para la transferencia de la concesión y de los bienes de la concesión a un nuevo concesionario, quien será quien presente la más alta oferta económica por la concesión. Para tales efectos, los bienes de la concesión son transferidos por el concesionario hacia el Estado. De la suma obtenida por el Estado en la subasta, el Estado pagará a la sociedad concesionaria hasta el máximo equivalente al valor contable de los bienes de la concesión, previa la realización de ciertas deducciones.

El objetivo de estas previsiones es que no se interrumpa la prestación del servicio en ningún caso. Si bien es cierto se produce el término de la concesión, sea por renuncia, sea por incumplimiento contractual, el servicio en ningún caso puede verse afectado. Por consiguiente, antes que los términos indemnizatorios o los diferendos contractuales, debe primar siempre la continuidad y la regularidad del servicio como términos esenciales de la concesión de servicio público de distribución.

g. Régimen tarifario de la concesión de distribución

g.1. La potestad tarifaria. Su titularidad

La potestad tarifaria es una típica potestad estatal, mediante la cual el Estado determina la tarifa de los servicios públicos bajo su titularidad. Es

f) Existe incumplimiento por parte del Concesionario, de obligaciones cuyo incumplimiento ha sido expresamente señalado en el Contrato como causal de caducidad.

g) Se produce la quiebra, disolución o liquidación del Concesionario.

h) La cesión o transferencia parcial o total del Contrato, por cualquier título, sin la previa aprobación de la DGH.

i) La imposición de multas durante un año calendario al Concesionario, por un monto total que supere el diez (10%) de sus ingresos anuales del año anterior.

asumida por el Estado al momento de convertir una actividad de contenido económico en un servicio público⁵⁷.

Debe ser claramente diferenciada de la potestad tributaria del Estado, mediante la cual el mismo asegura bajo régimen de coacción, el establecimiento de cargas impositivas sobre los ciudadanos, sobre los cuales pesa el deber de contribuir al mantenimiento del Estado mediante los tributos. El hecho de que las tarifas sean producto de la potestad tarifaria y no de la tributaria, tiene una gran relevancia, en la medida que *“La tarifa será fruto de una potestad unilateral, pero no de la potestad tributaria, por ello diferenciable de la tasa y el precio público. Mientras tasa y precio público constituyen ingresos públicos que, como tales, conforman la Hacienda pública, la tarifa es el precio fijado por la Administración para remunerar a quien en régimen de derecho privado presta un servicio sin que la tarifa se convierta en ingreso público”*⁵⁸.

La potestad tarifaria pues, no se ejerce para que la Administración perciba ingresos de naturaleza pública, es simplemente un instrumento para que la Administración determine o fije los ingresos que percibirá el concesionario del servicio público, es decir la tarifa.

De otro lado, es necesario referirse a la competencia del ejercicio de la potestad tarifaria: la misma pertenece a la Administración Pública, específicamente a los Organismos Reguladores, conforme lo establece la Ley N° 27332, la misma que señala que dentro de la denominada “función regulatoria” de los Organismos Reguladores, está la de ejercer la potestad tarifaria. Pero esta función reguladora o tarifaria (que dicho sea de paso, se ejerce conforme a la denominada Ley N° 27838 – Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, la misma que sustituyó el régimen originario establecido en materia reglamentaria, mediante el Decreto Supremo N° 124-2001-PCM). Sin embargo, esta competencia no es exclusiva ni mucho menos excluyente, en la medida que también se admiten tarifas paccionadas o pactadas mediante un contrato de concesión o licencia, en las cuales la

57 Cfr. TORNOS MAS, Joaquín: Potestad Tarifaria y Política de Precios. En: RAP N° 135. Septiembre-diciembre 1994. CEC. Madrid, 1995. p. 80.

58 Cfr. TORNOS MAS, Joaquín: Potestad Tarifaria y Política de Precios. En: RAP N° 135. Septiembre-diciembre 1994. CEC. Madrid, 1995. p. 80.

Administración determina las fórmulas tarifarias y el establecimiento de las tarifas mediante un acuerdo contractual con el concesionario.

En el caso de la red de distribución del gas natural, es el OSINERGMIN el organismo público que determina la tarifa aplicable al referido servicio. Precisamente, este organismo tiene un órgano especializado en dicha materia, denominado Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), ente que tiene el *know how* y la experiencia acreditados para la fijación de tarifas en los modelos aplicables a la industria del gas natural.

Por otro lado, en relación a la cuestión del instrumento (norma o acto) mediante el cual se determinan las tarifas, es preciso indicar que la potestad tarifaria se puede ejercer mediante acuerdos contractuales o actos administrativos, es indistinto. La Administración, en uso de esta potestad, puede acordar con el particular introducir el mecanismo tarifario en el contrato de concesión (caso Telefónica, caso Concesión Red Vial 6, caso Contrato de Licencia para Explotación Lote 88 – Camisea y todos los contratos de concesión de las líneas de transmisión del sistema garantizado en nuestro país), mientras que también puede optar por determinarla de modo general mediante normas (caso distribución de electricidad, caso de distribución de gas natural) y aprobarla de modo particular para cada concesionario mediante actos administrativos.

g.2. Naturaleza de las tarifas (¿precio público o precio privado?)

Otro aspecto importante con respecto a las tarifas, es su carácter, si es tasa, precio público o precio privado. Esto en, buena cuenta, es una opción del legislador, y depende en mucho de la forma de gestión del servicio. Nos explicamos.

Cuando estamos en un supuesto de gestión directa del servicio, es decir, la gestión realizada por el propio Estado a través de una empresa pública o un organismo público, la naturaleza de la tarifa será la de ser una tasa, en la medida que los ingresos que percibe el Estado por la prestación del servicio son *ingresos públicos*, y pertenecen al erario nacional. En la medida que los ingresos que puede exigir el Estado a los ciudadanos constituyen la imposición de una carga impositiva, debe determinarse conforme a la potestad tributaria.

De otro lado, cuando el Estado establece un régimen de gestión *indirecta* del servicio público, mediante un particular con quien celebra un contrato de concesión, la tarifa, deja de ser un ingreso público, y en realidad, constituye un ingreso privado, un ingreso previsto como remuneración del concesionario por la prestación de la actividad. De tal manera, aun cuando la Administración determina la tarifa, la naturaleza de ésta es la de ser un precio regulado, fijado por la Administración, pero que constituye ingreso del concesionario.

“En el caso del concesionario la tarifa adquiere un claro “matiz contractual” pues aun siendo fijada unilateralmente por la Administración titular del servicio, su cuantía se vincula al objeto del servicio y puede verse afectada en su determinación por la ruptura del equilibrio financiero del contrato”⁵⁹. De esta manera, es claro que la tarifa constituye uno de los elementos principales que inciden en la estructura de la prestación privada de los servicios públicos, en la medida que se relaciona íntimamente con los términos del contrato de concesión, específicamente con el denominado equilibrio económico-financiero de la misma.

g.3. Definición de la tarifa⁶⁰:

La definición más simple de tarifa es la que indica que es el precio que el usuario debe pagar por el servicio prestado. Pero a la misma vez, es un ingreso que pertenece al concesionario, en la medida que constituye la remuneración que este percibe por la prestación de un servicio público. Por ello, en la estructura de la gestión indirecta de los servicios públicos, la tarifa representa el monto de la retribución que el concesionario recibe por la prestación del servicio.

La fijación de tarifas se hace teniendo en cuenta tres elementos iniciales: a) el período que habrá de cubrirse; b) el universo de usuarios o clientes; y, c) el o los servicios que se prestarán.

59 TORNOS MAS, Joaquín: Potestad Tarifaria y Política de Precios. En: RAP N° 135. Septiembre-diciembre 1994. CEC. Madrid, 1995. p. 80-81.

60 Seguimos en este apartado y en lo restante de la exposición a BIANCHI, Alberto: La tarifa en los servicios públicos. (Del *rate of return* al *price-cap*). En: Revista de Derecho Administrativo. N° 27-29. Editorial Depalma. Buenos Aires, 1999.

La tarifa, entonces, debe ser fijada para cumplir con tres propósitos básicos: a) brindar el servicio en las condiciones establecidas; b) cubrir los costos de explotación; y, c) permitir al concesionario la obtención de una utilidad razonable.

g.4. Requisitos de la fijación de tarifas

Existe un viejo principio, que señala que las tarifas son *justas y razonables*, proveniente de la experiencia norteamericana (*Interstate Commerce Act 1887*). Lo justo y razonable es un punto de partida que da idea del equilibrio que debe existir entre los derechos de los usuarios y los del concesionario.

Ahora bien, existe un grupo de pautas generales que orientan la fijación de tarifas. Se ha señalado con frecuencia que estas pautas son los siguientes: a) razonabilidad; b) igualdad; c) proporcionalidad; d) justo retorno o suficiencia; e) realidad; f) certeza; g) irretroactividad.

- ***Razonabilidad***

La tarifa está sometida a la regla de razonabilidad en condiciones equivalentes o análogas a las que lo está también toda la actividad estatal. Pero ello es de aplicación únicamente a las tarifas establecidas administrativamente, no aplicándose en el caso que los precios por el servicio se fijen por las leyes del mercado.

- ***Igualdad y no discriminación***

Se advierte la presencia de criterios de igualdad similares a los que existen respecto de cualquier otra actividad estatal o de interés general. La regla de la igualdad no impide que existan diferentes categorías de usuarios, o diferentes tipos de servicios prestados a precios diferentes. Tampoco se podría objetar la existencia de tarifas diferenciales en base a objetivos de interés social. Lo que se exige es que no haya una arbitraria discriminación, lo que se logra con el empleo de la razonabilidad en la clasificación de los usuarios o de los servicios.

- ***Proporcionalidad***

La proporcionalidad de la tarifa está en relación directa con la cantidad y calidad del servicio recibido y el costo de ese servicio. Ciertamente, esta regla no se aplica totalmente en las tarifas que tienen como componente un cargo fijo. Pero la existencia de este cargo fijo se explica por el hecho de poner el servicio a disposición del usuario, lo que exige una cierta inversión inicial y de mantenimiento posterior que se solventa con dicho cargo.

La tarifa puede ser empleada como elemento de redistribución del ingreso, lo que ocurre en el caso de las tarifas subsidiadas a favor de determinados sectores que imponen al Estado el pago de una compensación a favor del concesionario (v.gr. tarifa social en electricidad, programas de telefonía rural).

- ***Justo retorno y suficiente retorno***

Estos dos requisitos están íntimamente ligados a dos factores: a) el riesgo del negocio; y, b) los estándares habituales de la industria.

La medida del retorno como principio debe ser la adecuada para permitir la prestación del servicio en los términos establecidos por parte de una empresa eficiente. Hasta aquí puede hablarse de retorno suficiente, que puede identificarse con retorno justo. Pero este retorno dejaría de ser justo, en presencia de prestaciones de alto riesgo donde sí se justifica una tasa de retorno más alta que la exigida para la simple prestación del servicio en una empresa eficiente.

- ***Certeza***

La tarifa debe tener certeza, lo que indica que debe estar adecuadamente publicada y objetivada de manera tal que impida alteraciones que perjudiquen a los usuarios. En tal sentido, rigen para la fijación de tarifas los principios de publicidad más que para otros actos estatales. Es por ello que las empresas prestadoras de los servicios públicos tienen por obligación difundir ampliamente los cuadros tarifarios entre los usuarios.

- ***Irretroactividad***

Siendo la tarifa la retribución de un servicio ya prestado, no podría ser retroactiva. La aplicación de una tarifa que imponga en forma retroactiva nuevos precios o tasas sería un acto inconstitucional, pues el principio de irretroactividad tarifaria integra la garantía de inviolabilidad de la propiedad.

g.5. Fijación de la tarifa y estructura tarifaria:

En el proceso de análisis de la tarifa se ha de distinguir dos aspectos diferentes: a) la determinación de la tarifa; y, b) la estructura o composición de la tarifa.

El primer aspecto tiene como objetivo principal establecer los criterios o métodos que se deberá seguir para fijar el monto total de la remuneración que recibirá el concesionario. El segundo aspecto consiste en determinar qué tasa o precio unitario se aplicará a cada usuario por el servicio o los servicios que reciba.

La discriminación por usuario puede contemplar la existencia de categorías: i) residencial, ii) comercial, e iii) industrial. En estas dos últimas categorías empieza a jugar una distinción basada en el *costo* del servicio por oposición al *valor* del servicio.

En esta medida, aún cuando el costo del servicio es igual para todos los usuarios, para alguno de ellos, el valor será mayor que para otros. Esta situación depende de diversos factores, donde la intensidad de la demanda puede ser uno de ellos.

Así, la discriminación entre usuarios no sólo es posible, sino que en ocasiones es necesaria. Naturalmente, no debe ser arbitraria.

g.6. Sistemas Tarifarios:

Históricamente, se han dado dos sistemas de fijación de tarifas (*ratemaking*): 1) "*rate of return*" (tasa de retorno), llamado también "*cost-plus*", y 2) "*price-cap*" (precio tope) llamado también "*retail price index*".

El primer método es el empleado comúnmente en la experiencia norteamericana, consiste en establecer la utilidad del prestador como un porcentaje medido sobre el total del capital invertido.

El segundo sistema, originado en las privatizaciones del Reino Unido, supone el establecimiento por la autoridad regulatoria de un precio (o índice de precios) máximo que podrá percibir el concesionario como retribución por la prestación del servicio.

El primer sistema es empleado en la fijación de tarifas en la distribución eléctrica y de gas natural en el Perú. El segundo sistema es de aplicación a la fijación de las tarifas telefónicas en nuestro país, donde el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones - OSIPTEL fija los precios tope para los servicios de telefonía fija.

- ***Sistema de la Tasa de Retorno (Rate of Return):***

Este sistema consiste esencialmente en fijar al prestador del servicio un límite razonable en sus ganancias a fin de: a) evitarle beneficios indebidos derivados de su posición monopólica, y b) permitirle recuperar las inversiones efectuadas con la señalada *ganancia razonable*.

Para obtener el *rate of return*, es necesario que la autoridad regulatoria cuente con información lo más exacta posible sobre los costos de la empresa y su correcta imputación a cada una de las diferentes etapas o actividades de la prestación del servicio, lo cual representa problemas prácticos serios.

Diversos estudios han señalado que este sistema no generaba incentivos para la eficiencia del prestador del servicio en la medida que, al computarse la ganancia permitida sobre el total de capital invertido, poco importaba si dicho capital era o no utilizado eficientemente por la empresa⁶¹.

61 Es el efecto conocido como "Averch Johnson". Cfr. AVERCH, Harvey y Leland JOHNSON. *Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint*. En: *The American Economic Review*. Vol. 52. N° 5. 1962. pp. 1052-1069.

La *rate of return* se basa en la siguiente identidad contable:

$$p(i)q(i) = G + s(B)$$

Donde:

$p(i)$ = es el precio del servicio i

$q(i)$ = es la cantidad del servicio i

G = es gastos operativos

s = es el "justo" retorno a la inversión

B = es alguna medida del valor de la inversión de la empresa regulada.

Esta identidad contable simplemente señala que los ingresos, representados por el lado izquierdo de la ecuación, deben ser iguales a los egresos de la empresa regulada, representados por el lado derecho de la ecuación. Por ejemplo, si la compañía brinda dos tipos de servicios, la cantidad producida de cada uno de ellos se multiplica por sus respectivos precios y ambas cantidades resultantes se suman para obtener los ingresos de la empresa. Por el lado de los egresos, en primer lugar están los gastos de operación y en segundo lugar los gastos de capital, representado por el segundo término del lado derecho de la ecuación, el cual a su vez está compuesto por dos variables: la tasa de retorno de la inversión (s) y el monto de la inversión realizada (B).

Las tarifas que se obtienen mediante esta técnica no son precios eficientes pues no cumplen con el requisito de que las tarifas sean iguales a los costos marginales. Las tarifas que se obtengan mediante la regulación de la tasa de retorno son tarifas que cubren los gastos operativos y los gastos de inversión, es decir, son tarifas que regulan las ganancias de la empresa, aunque indirectamente también logran que el precio cobrado se aproxime al costo marginal.

De la igualdad contable se desprenden dos grandes temas: el de la determinación de la adecuada estructura tarifaria, representado por el lado izquierdo de la ecuación, y el de la determinación del nivel de las tarifas, representado por el lado derecho de la ecuación.

Es decir, el nivel de las tarifas se determina teniendo en cuenta los gastos de la empresa regulada que deben recuperados (*revenue requirement*).

A su vez, para poder determinar dichos gastos es necesario revisar los gastos corrientes, encontrar una tasa de retorno “justa” y valorizar la inversión realizada por la compañía regulada.

Una vez determinado el monto del lado derecho de la ecuación, habría que definir la estructura tarifaria que le permita generar los ingresos para financiar todos los gastos, es decir, lo que hace falta es asignar “responsabilidades” de costo a diferentes clases o tipos de usuarios, para luego determinar la tarifa a cobrar a cada uno de ellos.

La determinación de la estructura tarifaria es un problema entre el organismo regulador y los usuarios, mientras que el nivel tarifario es un problema entre la compañía regulada y el organismo regulador. Teóricamente, la compañía regulada debería ser indiferente a la estructura tarifaria, pues ella no debería afectar su nivel de ganancias.

El nivel de las tarifas:

Para determinar las tarifas reguladas se requiere calcular previamente la tasa de retorno adecuada (s), valorizar la inversión realizada por la compañía (B), y por último, determinar los gastos de operación (G). De estas tres variables, la última es la más fácil de determinar y es la menos controversial. Las otras dos variables, la adecuada tasa de retorno y la valuación de la inversión, son mucho más difíciles de determinar y en muchos casos se han invertido cuantiosos recursos para tratar de reducir las controversias que se generan al momento de su cuantificación.

Características básicas del sistema *rate of return*:

- i) Se especifica un nivel de inversiones a ser recuperado por el inversor mediante futuros ingresos del servicio. Esta es la llamada *rate base*.
- ii) Se estipula un retorno (*rate of return*) permitido sobre dicha inversión, que se considera “justo y razonable”.
- iii) Se establecen fórmulas matemáticas que, por medio de la combinación de los dos elementos anteriores, permiten conocer las necesidades de inversión para cada nuevo año.
- iv) Se determina una tarifa equivalente a los requerimientos de inversión dividido por el “*output*” de la empresa, por ejemplo, la cantidad

de usuarios del servicio, conforme a las diferentes categorías establecidas normativamente.

Determinación de la tarifa:

La determinación de la tarifa consiste en establecer que métodos se habrán de emplear en: a) la valuación del capital y de los bienes invertidos; y, b) la fijación de la tasa de retorno.

Evaluación del capital invertido o base de la tarifa:

La valuación del capital invertido, o base de la tarifa (*rate base*) constituye uno de los problemas centrales de la determinación de la tarifa, pues de ello depende el resultado final.

Qué se evalúa:

Los elementos que son empleados para efectuar la valoración son básicamente cuatro:

- i) bienes muebles o inmuebles que integran la denominada propiedad tangible.
- ii) capital de trabajo.
- iii) diferimientos fiscales.
- iv) construcciones en ejecución.

La correcta valuación del capital invertido es un problema habitual que se presenta al momento de determinar las tarifas. A principios del siglo pasado, la Corte Suprema de los Estados Unidos señaló que la definición y la valuación de la inversión tendrían que ser regidos por el principio del justo valor. En ese sentido, se estableció que los inversionistas no debían recibir una compensación sobre la base de los dólares contables que se habían invertido, sino que, deberían recibir una compensación sobre la base del valor de mercado de las inversiones.

Luego de 46 años, la Corte Suprema dictaminó que el valor de mercado de las inversiones no podía ser utilizado en el proceso regulatorio, pues éste se basa en las ganancias futuras de la empresa.

Para resolver este problema, se propuso emplear, en lugar del valor de mercado de la empresa, el valor de reemplazo de la misma (VNR), es decir, el costo de renovar las obras y bienes físicos a efectos de prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes. Sin embargo, cuando el costo de reemplazo fue utilizado en el proceso regulatorio de los Estados Unidos, se generaron interminables controversias sobre la correcta medición del valor del capital o costo hundido. Dichas controversias se hubieran evitado de haberse empleado el valor de mercado del capital invertido

En tal sentido, se acepta en la literatura económica especializada en regulación, que el método de valorizar la inversión mediante el “costo” o valor nuevo de reemplazo es hartamente complejo y que genera muchas controversias, por lo cual no es aconsejable su empleo.

Métodos para valorizar la inversión:

- i) El primer método es usando costos originales, es decir, sumando todos los gastos que han realizado en la compañía. Es el más usado por las Comisiones Reguladoras en los Estados Unidos.
- ii) El segundo método es utilizando los costos de reproducción, es decir, estimando el costo actual que implicaría reproducir la empresa. Esta metodología podría ocasionar que algunos componentes ya descontinuados pudieran tener un valor relativamente alto en el mercado, no obstante ser obsoletos tecnológicamente.
- iii) El tercer método es usar los costos de reposición o reemplazo, es decir, determinar cuánto costaría reemplazar la capacidad productiva de la compañía empleando métodos modernos, vale decir, utilizando la tecnología más moderna.
- iv) El cuarto método es simplemente tomar el valor de mercado de las acciones de la compañía para determinar a cuánto asciende el valor total de los activos.

- ***Regulación de precio tope (o Regulación por Price Caps):***

La regulación en base a precios tope es una alternativa a la regulación por tasa de retorno. En el Perú se emplea en las concesiones de servicio público de telefonía fija.

Cuando se aplica este tipo de regulación, a la compañía regulada sólo se le permite incrementar los precios en base a la inflación. Sin embargo, a dicho incremento se le va restando el denominado factor X, el cual representa el incremento de productividad en la industria. De esta forma, con este método de regulación lo que se debería esperar en el largo plazo es un descenso de los precios en términos reales.

Por ejemplo, si el precio de la electricidad es de 20 centavos por kWh y la inflación del próximo año es estimada en 10% y si, adicionalmente, se determina que la productividad en el próximo año se elevará en 3%, entonces el precio del kWh se incrementaría el siguiente año a 21.4 centavos, aunque la compañía podría cobrar un menor precio si así lo desea.

El precio tope se determina mediante la siguiente expresión:

$$P = (1 + (I-X)) Psa$$

Donde:

P = precio del servicio para el próximo año

I = es la inflación de ese año

X = es el factor de incremento de la eficiencia o progreso tecnológico.

Psa = Precio del servicio este año.

g.7. Mecanismos empleados para la fijación tarifaria en el contrato de distribución del gas natural en Lima y Callao⁶²

El precio del gas natural proveniente de Camisea se define en relación a cuatro componentes:

- i) El precio de gas natural en boca de pozo, cuyos precios máximos se han definido en el contrato de licencia de explotación.
- ii) El precio o tarifa por el servicio de la red de transporte desde Camisea hasta el *City Gate* (ducto principal).

62 Cfr. VASQUEZ CORDANO, Arturo y GARCIA CARPIO, Raúl: La Industria del Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos. OSINERG. Agosto del 2004. Publicado en www.osinerg.gob.pe. pp. 59-69.

- iii) El precio o la tarifa por el servicio de la red de distribución de alta presión desde el *City Gate* hasta el terminal de Ventanilla.
- iv) El precio o la tarifa por el servicio de las Otras Redes de Distribución, constituidas por las construcciones adicionales que se requieran para brindar el servicio a los usuarios industriales, comerciales y residenciales.

De acuerdo al artículo 9 de la Ley N° 27133, la GART es la encargada de regular los pliegos tarifarios de la red de transporte de gas natural de Camisea al *City Gate* de Lima, tomando en consideración la normatividad aplicable. De otro lado, la GART también regula las tarifas de distribución de gas natural por Red de Ductos en Alta Presión de la Concesión de Lima y Callao, correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea.

De otro lado, con relación a la fijación de las tarifas de distribución (para las Otras Redes o la distribución por las redes de baja presión), el artículo 105 del Reglamento de Distribución de Gas Natural señala que la tarifa de distribución deberá proveer al concesionario los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio. Del mismo modo, el artículo 106 del Reglamento de Distribución de Gas Natural establece que la tarifa de distribución es la retribución máxima que recibirá el concesionario, aplicable al consumidor. Dicha tarifa estará compuesta por dos componentes: el margen de distribución y el margen de comercialización.

El **margen de distribución** se encuentra normado por el artículo 108 del mismo Reglamento, disposición que establece que dicho criterio se basa en una empresa eficiente, y considera el valor presente de los siguientes componentes:

- Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución.
- Costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras.
- Demanda o consumo de los consumidores, según corresponda.
- La tasa de actualización establecida por el Reglamento (12% real anual según el artículo 115 del mismo).

De otro lado, **el margen de comercialización**, se encuentra regulado por los alcances del artículo 116 del Reglamento, norma que establece que dicho margen se basa en una gestión comercial eficiente y comprende:

- La anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de la inversión que se requiere para el desarrollo de la actividad comercial.
- Los costos de operación y mantenimiento asociados a la atención del consumidor.
- Los costos de facturación y cobranza (lectura, procesamiento, emisión de recibos, reparto y cobranza).

Los costos de operación y mantenimiento en comercialización corresponden a los costos necesarios para el sostenimiento de las actividades de marketing, facturación y cobranza y del servicio post-venta a los clientes. Además, consideran los sueldos del personal mínimo requerido para llevar a cabo las actividades de comercialización, promoción del servicio, manejo informático de las ventas y nuevas conexiones de clientes, entre otros.

Es preciso recordar sobre el particular, que según el artículo 117 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, la actividad de comercialización podrá ser efectuada por empresas comercializadoras en forma independiente a partir del duodécimo año de suscrito el contrato de concesión. En tanto ello no suceda, el Margen de Comercialización deberá ser facturado de la siguiente forma:

- Los costos de atención al consumidor son añadidos al Margen de Distribución.
- Los costos de facturación y cobranza son añadidos a través de un cargo fijo mensual por cliente.

Asimismo, conforme a la literatura (VASQUEZ y GARCIA, 2004-b, páginas 67 y ss.), existen criterios adicionales al diseño tarifario que el OSINERGMIN debe observar en salvaguarda de los intereses de los consumidores así como de la inversión privada en el sector⁶³. Se debe buscar que estos criterios:

63 Cfr. VASQUEZ CORDANO, Arturo y GARCIA CARPIO, Raúl: La Industria del Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos. OSINERG. Agosto del 2004. Publicado en www.osinerg.gob.pe. pp. 67 y ss.

- Remuneren correctamente los costos de la empresa y permitan una recuperación de las inversiones a la tasa establecida.
- Reflejen los costos de desarrollo de la red.
- Reflejen un grado de competitividad del gas natural que permita la conversión de los clientes objetivos.
- Eviten la discrecionalidad en la asignación tarifaria y se acerquen lo más posible a un funcionamiento de mercado.

Cabe añadir que la concepción del diseño de la tarifa de distribución considera un criterio del tipo *roll-in*. El modelo *roll-in* consiste en determinar el costo total de las redes tanto existentes como nuevas y asignarlas a todos los clientes con un criterio de uniformidad, con lo que este costo se convierte en un costo medio de largo plazo. Además de este criterio para el diseño de tarifas, existe el modelo “incremental” que a diferencia del modelo *roll-in* tiene un enfoque marginalista para la asignación de los costos. Sin embargo, este último criterio es el de mayor aceptación en la mayoría de diseños tarifarios.

Por último, es necesario señalar que el Reglamento de Distribución de Gas Natural establece que el OSINERGMIN determinará categorías de consumidores para la concesión de distribución de gas natural. Estas categorías han sido fijadas por el OSINERGMIN mediante la Resolución N° 097-2004-OS/CD.

La categorización del consumo es importante porque permite contar con un criterio para la asignación de costos asociados a la actividad de distribución. De este modo, se garantiza que el gas natural sea accesible en cada categoría de la demanda, teniendo en consideración las particularidades de consumo que existen al interior de cada una de ellas. Así, las categorías contempladas están vinculadas a los siguientes tipos de demanda: A (Residencial), B (Comercial), C (Industrial Menor) y D (Industrial Mayor).

h. Mecanismos de apertura a la competencia. La regulación para la competencia en el mercado de distribución de gas natural. El acceso de terceros a las redes

Hemos descrito ya los mecanismos de organización industrial y el esquema regulatorio pro competitivo que se ha diseñado para la regulación de la in-

industria del gas natural. Sin embargo, no podemos dejar de mencionar algunos aspectos importantes que, a nuestro criterio, constituyen medidas que permiten incentivar el desarrollo de un esquema competitivo para los segmentos monopólicos en el ámbito de la industria.

Al respecto, si bien es cierto que en la etapa inicial de operaciones del gas natural, los diferentes operadores tienen una serie de incentivos económicos (tanto tributarios como de fomento, v.gr. CASE), estos incentivos deberán generar una cierta estabilidad para que en un corto plazo se genere competencia regulada en los segmentos de la industria donde sea posible.

En el caso del gas de Camisea, por el momento (y de acuerdo a la vigencia tecnológica de la industria), la competencia en el transporte y en la operación de la red principal es inviable, puesto que ambos constituyen un monopolio natural sujeto a economías de escala y subaditividad de costos que impiden la presencia de otros operadores que manejen una red alterna (puesto que ello sería totalmente inviable). En el segmento de la producción la competencia también es inviable puesto que por el momento todavía no se han descubierto yacimientos que puedan entrar en competencia directa con el volumen y magnitud de las reservas de Camisea.

En tal sentido, la única fase o segmento de la industria donde ha quedado libre la posibilidad de competencia es en el segmento de comercialización. A nuestro entender ello ha quedado posibilitado en dos ámbitos claramente diferenciados: a) la posibilidad de existencia de consumidores independientes, que pueden contratar tanto con los productores o los distribuidores el suministro del servicio; y, b) la existencia de comercializadores puros que no tengan red alguna y que sean distintos del transportista, productor y distribuidor.

h.1. Garantía “open access”

El artículo 8 del Reglamento de Distribución de Gas Natural establece en su segundo párrafo, una disposición que constituye la clave para permitir la competencia en la comercialización, que es la garantía del “open access” o acceso abierto para la utilización de la red principal (tanto instalaciones de transporte como red troncal de alta presión), por parte de terceros, que pueden ser tanto consumidores independientes como comercializadores de gas natural.

Precisamente, esta garantía⁶⁴ permite la posibilidad de acceso de terceros a la red (ATR) o “*third party access*” (TPA). Esta garantía es básica para posibilitar la competencia en cuanto a la posibilidad de que los terceros usen efectivamente la red de transporte y distribución del gas natural.

Esta garantía, permite el ATR tanto de comercializadores, como de consumidores independientes. En lo que respecta a los comercializadores, éstos no requieren de red para comercialización del gas natural, pueden usar perfectamente todas las instalaciones de transporte y distribución, sin necesidad de construir ni siquiera los ramales de baja presión o las acometidas, siempre y cuando paguen el precio del gas, el precio del transporte y el precio o cargo por el uso de las instalaciones del distribuidor.

De otro lado, en lo que respecta a los consumidores independientes, es evidente que éstos pueden acceder (en uso a su derecho al *by pass* comercial) a contratar el suministro de gas con el productor o con el distribuidor directamente, o inclusive con un comercializador. En caso el consumidor independiente contrate con el productor, deberá pagar el precio de gas en boca de pozo, el costo de tarifa de transporte y un cargo por uso u operación de la red principal.

En cuanto al modelo de uso del ATR hay dos posibilidades: generar un espacio de ATR negociado o un modelo de ATR regulado. El modelo de ATR negociado, parte de una premisa: la garantía del ATR se encuentra establecida en la norma correspondiente, mientras que las condiciones, el costo del cargo o tarifa, así como los acuerdos se negocian entre las partes intervinientes (el interesado y los operadores de la red principal). De otro lado, el modelo de ATR regulado, aparte de establecer la obligación de que los operadores accedan a dicha facilidad, señala que los interesados deben concurrir a una entidad administrativa para que ésta determine los cargos, las condiciones y las cuestiones propias del ATR mediante un acto administrativo ejecutorio⁶⁵.

64 Que debe entenderse de manera conjunta con el derecho al “*by pass* comercial” regulado en el contrato de concesión de distribución.

65 De acuerdo, sustancialmente, DEL GUAYO CASTIELLA, Íñigo y Gaspar ARIÑO ORTIZ: Liberalización y competencia en el Sector del Gas. Balance 1998-2003. En: ARIÑO ORTIZ, Gaspar (Director): Privatizaciones y liberalizaciones en España: Balance y resultados (1996-2003). Tomo II. La Liberalización de la Energía (Gas, Electricidad y Petróleo). Fundación de

El modelo de ATR seguido en el caso peruano es un modelo negociado, pero que incorpora elementos regulados, puesto que si bien es cierto una norma genérica establece una obligación de que los operadores de la red principal permitan el acceso a sus instalaciones, no es menos cierto que se deja al ámbito contractual la determinación de los acuerdos que se puedan tomar al respecto. Sin embargo, el OSINERGMIN debe fijar los cargos máximos de tarifa de acceso a las redes de distribución, por lo cual el ATR si bien es negociado, tiene un componente regulado en cuanto al cargo de uso de las redes.

Nosotros consideramos que el modelo peruano es factible, aun cuando se trata de un modelo prototípico, puesto que permite garantizar un espacio en el cual los privados tienen los incentivos suficientes para pactar sus acuerdos de ATR aunque los cargos máximos se encuentren fijados por OSINERGMIN. Sin embargo, es claro que en caso el operador de red principal se niegue injustificadamente a posibilitar el acceso de terceros a redes, necesariamente se podría generar un caso de negativa injustificada a contratar, práctica restrictiva de la competencia reprimida conforme al Decreto Legislativo N° 1034, Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas, con lo cual esto entraría al ámbito de la competencia propia del INDECOPI en cuanto agencia de libre competencia en el país.

En consecuencia, en términos económicos, el tema del ATR constituye una facilidad esencial, necesaria para generar el proceso competitivo en el mercado del gas natural en el Perú, sobre todo en lo que respecta al tema de la comercialización. Por tanto, debería prestarse suficiente atención a los criterios que se van a usar en un futuro para posibilitar el tema del ATR.

La regulación del ATR, entonces, (como ocurre en los países europeos) podría entonces pasar a ser regulada en un mediano plazo, a fin de posibilitar el desarrollo del proceso competitivo en la comercialización. Sin embargo, ésta solamente es una propuesta de *lege ferenda*, pues actualmente el ATR en el Perú se ordena mediante un esquema negociado, con componentes tarifarios regulados.

Estudios de Regulación - Editorial Comares. Granada, 2004. Del mismo modo, LOPEZ DE CASTRO GARCIA-MORATO, Lucía y Gaspar ARIÑO ORTIZ: Derecho de la Competencia en Sectores Regulados. Fusiones y adquisiciones. Control de empresas y poder político. Editorial Comares. Granada, 2001.

h.2. ¿Prohibición de integración vertical en el mercado del gas natural?

El modelo peruano de regulación del gas natural no contiene una prohibición explícita de la integración vertical en cuanto a los diferentes segmentos en que consiste la industria del gas. Esto, a diferencia del régimen antiguo de distribución de gas natural (Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 056-93-EM), norma que establecía una prohibición absoluta de integración entre la distribuidora, la transportista y el productor de gas.

Sin embargo, sin perjuicio de que la integración vertical no se encuentra prohibida, en el Perú, el esquema de desarrollo del gas de Camisea, apostó por una regulación que implica una segmentación vertical del gas natural, puesto que se ha producido una separación de actividades entre el productor, el transporte y la etapa de distribución de gas natural, toda vez que se licitaron de manera distinta las diversas etapas de la industria (se licitó la licencia de explotación de gas natural, el transporte de líquidos de gas natural, el transporte por red de ductos y la distribución⁶⁶), hecho que dio como resultado que los operadores sean personas jurídicas distintas (aunque el consorcio licenciatario de la producción tiene una importante participación en la fase de transporte, con lo cual se produce necesariamente una vinculación económica entre ambas unidades operativas).

La decisión de realizar una segmentación vertical para el gas de Camisea fue adoptada por dos motivos: a) reducir el riesgo de la inversión (puesto que un solo conglomerado empresarial no era capaz de afrontar todo el costo de la puesta en operación); y, b) para generar condiciones de competencia y reducir los incentivos para que un solo operador impida el acceso de terceros a redes.

Sin embargo, no obstante la segmentación vertical establecida para el caso de Camisea, la integración no se encuentra prohibida por las normas de regulación de la industria en el país. En consecuencia, las integraciones se encuentran permitidas para otros supuestos de desarrollo de la industria. Aun así, la prohibición de integración vertical no resulta aconsejable para

66 Aunque el contrato BOOT de concesión de transporte se cuidó de prever la escisión del bloque patrimonial de distribución de gas natural, que fue cedido a la empresa Tractebel, la misma que conformó la empresa Gas Natural de Lima y Callao.

una industria todavía incipiente. En tal sentido, y como una propuesta de *lege ferenda*, de igual manera que ocurre con la electricidad, sería aconsejable establecer un control administrativo de integraciones verticales en el mercado del gas natural a cargo del INDECOPI. Tal vez no sea aún el momento de establecer dicho control, pero el derecho de la competencia no puede permanecer impávido frente a la posibilidad de abuso de posiciones de dominio o la presencia de prácticas restrictivas a la competencia en los segmentos no regulados de las industrias en red (como es el caso del gas natural). En tal sentido, los controles de concentración resultan medidas efectivas para estimar los efectos que la integración vertical puede producir en una industria que busca abrirse a la competencia en los segmentos donde ello sea posible.

Queda entonces la posibilidad de que, de *lege ferenda*, se establezca una regulación de control de concentraciones para la integración vertical. Las prohibiciones absolutas no son aconsejables en un mercado incipiente como el peruano. Sin embargo, cuando se den las condiciones (madurez de mercado) para generar competencia, el remedio para evitar situaciones anticompetitivas será el establecimiento de controles administrativos para controlar las concentraciones y verificar oportunamente el alcance o efecto que las mismas podrían producir en el mercado.

i. Régimen jurídico de los usuarios del servicio de distribución de gas natural

El objetivo de la industria del gas y su razón de ser es llegar a formar un mercado de consumo del bien suministrado, es decir, el gas natural. Ahora bien, gran parte de los problemas relacionados con la entrada en operaciones del gas natural ha sido la búsqueda y contacto de consumidores iniciales del gas, que tengan una demanda sostenida en el tiempo, bajo el esquema “*take or pay*”⁶⁷, así como generar un esquema atractivo que garantice de un lado, ingresos para el agente operador, así como satisfacción de las necesidades de los usuarios del gas natural.

67 Contrato típico en la industria del gas, mediante el cual el agente consumidor contrata con el productor o distribuidor una entrega “firme” de gas natural, comprometiéndose a retribuir independientemente de su uso, el gas suministrado. Permite, en todo caso, asegurar una demanda puntual y concreta de gas natural previniendo las situaciones de escasez por el ingreso de nuevos demandantes.

En principio, conforme al marco de los reglamentos de distribución, así como el contrato BOOT de distribución existen dos categorías de usuarios, los denominados “consumidores regulados” y los denominados “consumidores independientes”. A estos debe sumárseles los denominados “consumidores iniciales” cuyo régimen promocional especial ha sido promovido mediante la Ley N° 27133 y las disposiciones específicas del contrato BOOT de distribución de gas natural.

Así, tenemos a las siguientes categorías de consumidores del gas natural en el esquema regulatorio propuesto:

- **Consumidor Regulado:**

Es el consumidor que adquiere gas natural por un volumen igual o menor a 30 mil metros cúbicos estándar por día (m³/día). Este consumidor regulado sólo puede adquirir gas natural del distribuidor o eventualmente (cuando ello sea posible) del comercializador de gas.

Básicamente, el concepto o categoría de consumidor regulado únicamente comprende a los clientes residenciales o aquellos que utilizan la demanda de gas natural para uso doméstico.

El consumidor regulado suscribe un contrato de suministro con el distribuidor. Este contrato de distribución es un contrato de adhesión, que es previamente aprobado por la DGH. Este contrato de suministro debe contener lo siguiente: i) determinación del predio, ii) clasificación del consumidor de acuerdo al tipo de suministro, iii) características del suministro, iv) capacidad contratada, v) el plazo de vigencia, y vi) tarifa aplicable, entre otras disposiciones necesarias para la prestación del servicio.

Otro punto importante es el tema de la facturación. La misma debe ser mensual y comprender separadamente los siguientes rubros: i) el precio del gas natural, ii) la Tarifa de Red principal (tarifa de transporte y tarifa de distribución en alta presión), iii) la tarifa de distribución en baja presión (comprende margen de distribución y margen comercial), iv) el costo de la acometida (cuando sea financiada) y, v) los tributos que no se encuentren incorporados en la tarifa de distribución.

- **Consumidor Independiente:**

El consumidor independiente es aquél que adquiere gas natural directamente del productor, comercializador o distribuidor, siempre que sea en un volumen mayor a los 30 mil m³/día y por un plazo contractual no menor a 6 meses.

Este consumidor tiene un derecho especial, que le posibilita negociar indiferentemente con el productor o el distribuidor, que es el derecho al *by pass comercial*, que es el derecho a contratar directamente con el productor, negociando con éste las condiciones del suministro. Para ello, los consumidores independientes tienen acceso abierto al uso de las instalaciones de transporte y al sistema de distribución para lo cual deberán abonar las respectivas tarifas. Este es consecuencia del derecho al *open access* que tienen los consumidores iniciales en virtud a lo establecido en el artículo 8 del Reglamento de Distribución de Gas Natural. Por tanto, es necesario que el consumidor independiente, cuando adquiera gas del productor, tenga que contratar los servicios de transporte y distribución correspondiente, a tarifas reguladas.

Es necesario acotar que si el consumidor independiente adquiere el gas natural del distribuidor, el Reglamento de Distribución de Gas Natural establece que tendrá el mismo régimen de un consumidor regulado, a fin de salvaguardar la igualdad de los consumidores bajo este régimen.

Finalmente, para mantener la condición de Consumidor Independiente, se efectuará una estimación del consumo para los primeros seis (6) meses contratados. Si transcurrido el mencionado plazo, el consumo real hubiera sido menor al mínimo requerido según el Reglamento, se perderá la condición de Consumidor Independiente, resolviéndose los contratos que correspondan. A partir de este momento, el Consumidor pasará a ser un Consumidor Regulado debiendo para ello, suscribir el respectivo contrato de suministro.

- **Consumidor Inicial:**

A fin de colocar una demanda inicial para el uso industrial del gas natural en Lima se ofrecieron medidas promocionales para obtener “consumidores

iniciales". Estas medidas se encuentran reguladas en la Ley N° 27133 y su Reglamento.

Los consumidores iniciales tienen una serie de beneficios o medidas promocionales tanto a nivel de producción de la industria (precio del gas) como a nivel de la red principal (Transporte y Distribución). A nivel de producción, los Consumidores Iniciales tienen un precio preferencial de 20% de descuento, en comparación con lo que pagarían los demás consumidores (regulados e independientes). De otro lado, a nivel de la Red Principal (Transporte y Distribución), el contrato BOOT de distribución ha previsto que el costo de construcción de las conexiones a la Red de Distribución (incluyéndose en ello la instalación de la Acometida) no será del costo de los Consumidores Iniciales, sino que será asumido por el Concesionario de Distribución.

j. Uso de bienes públicos y de terceros en la concesión de distribución de gas natural

Un aspecto trascendental en cuanto a la instalación y tendido de las redes de distribución del gas natural es el relativo a la potestad del concesionario de solicitar y obtener autorizaciones administrativas para el uso de bienes públicos o privados de terceros, a fin de lograr la instalación de los ductos a través de los cuales discurrirá el gas natural.

- Derecho al uso de bienes públicos o bienes de terceros

El artículo 82 de la LOH establece un derecho que asiste a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos, a fin de que utilicen el agua, grava, madera y otros materiales de construcción que sean necesarios para sus operaciones, respetándose los derechos de terceros, y en concordancia con la legislación vigente.

La misma norma establece que los particulares pueden gestionar permisos, derechos de servidumbre, uso de agua y derechos de superficie, así como cualquier otro tipo de derechos o autorizaciones sobre terrenos públicos o privados que resulten necesarios para que lleven a cabo sus actividades ligadas al mercado de los hidrocarburos.

Asimismo, la norma establece que los perjuicios económicos que se deriven del ejercicio de los derechos de acceso a los bienes de propiedad pública o privada, deberán ser indemnizados por las personas que ocasionen tales perjuicios.

- **Derecho al establecimiento de servidumbres de paso para el tendido de las redes**

El artículo 83 de la LOH establece con carácter general, la obligatoriedad de la servidumbre legal de paso para los casos en que sea necesaria para las actividades de hidrocarburos.

Precisamente, la norma que regula el tema del otorgamiento e imposición de servidumbres es el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, norma que regula los aspectos de procedimiento y de emisión del acto administrativo que autoriza la imposición de servidumbres.

- **Derecho a solicitar el inicio de expedientes expropiatorios**

Por último, el artículo 84 de la LOH establece que los interesados (calificados para realizar actividades hidrocarburíferas) pueden solicitar al MEM la expropiación de terrenos de propiedad privada. El MEM evaluará la solicitud, y en caso de declarar su procedencia con el sustento debido, tales expropiaciones quedan consideradas como de necesidad pública, iniciándose el trámite de expropiación del área necesaria conforme a Ley.

Los artículos 82° al 84° de la LOH, desarrollan los alcances de las disposiciones sobre uso de los bienes públicos y privados necesarios para el establecimiento de las servidumbres, permisos y autorizaciones para las instalaciones de distribución.

El contenido de los derechos antes establecidos, se descomponen en dos privilegios o facultades del concesionario, a saber:

- Derecho a gestionar permisos, derechos de uso y servidumbre y la expropiación de terrenos de propiedad privada, según corresponda, de conformidad con los artículos 82, 83 y 84 de la LOH.

- Derecho a usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de dominio público, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones.

Administrativamente, nos interesa tratar el contenido de ambos derechos, a fin de concordar debidamente los derechos que se derivan de las disposiciones de la LOH con los contenidos típicos del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

j.1. Primer derecho. Derecho a permisos y otorgamiento de derechos sobre bienes públicos o privados:

El primer derecho que analizaremos será el relativo a la gestión de permisos y el establecimiento de derechos reales sobre bienes públicos y privados que tiene el concesionario de distribución de gas natural.

Este es un derecho incontrastable del concesionario. No obstante, es necesario explicar el fundamento para el otorgamiento de este derecho al concesionario. Nos explicamos. Un criterio lógico implicaría que el concesionario deba ostentar derechos de propiedad sobre todas las áreas necesarias para efectuar las instalaciones propias de la prestación del servicio. Sin embargo, ello no necesariamente es así, debido a dos motivos fundamentales: i) los bienes sobre los cuales el concesionario desea establecer instalaciones necesarias para la concesión son bienes de dominio público, los mismos que por definición son inalienables, es decir, no pueden ser vendidos ni enajenados por ningún motivo. Por ende, el concesionario requiere el otorgamiento de un derecho administrativo para la ocupación o uso de los bienes de dominio público; y, ii) el dueño de la propiedad privada que se desea adquirir para ocupación, no desea permitir que el concesionario ocupe los terrenos o espacios correspondientes a su propiedad.

Es claro, entonces, que el concesionario requiere usar bienes que están fuera del ámbito de su dominio o de su posibilidad de acceder a los mismos, sea porque se trata de bienes que no puede adquirir ni ocupar, puesto que los mismos se encuentran fuera del comercio (caso de los bienes del dominio público), o porque se trata de bienes que perteneciendo a privados, no se ha llegado a un acuerdo satisfactorio, o lo que es más

habitual, existe una renuencia del privado a conceder el uso u ocupación de espacios pertenecientes a su propiedad.

La lógica que debe primar para solucionar los problemas del concesionario es en todo caso la satisfacción del servicio. Si el concesionario requiere la utilización de bienes del dominio público o inclusive de bienes de dominio privado (de los particulares o de la Administración), la norma define que el concesionario debe tener en todo caso derecho a dicha utilización, debido a que el servicio público es esencial y su satisfacción prevalece sobre cualquier tipo de interés público o privado.

En tal sentido, la lógica es permitir que el concesionario, por el carácter de esencial que tiene el servicio de distribución, pueda utilizar lícitamente bienes del dominio público o del dominio privado para la colocación de las instalaciones necesarias para la prestación del servicio. Los derechos que se pueden constituir sobre los bienes son los siguientes:

- ***Permisos y derechos de uso:***

El concesionario se encuentra facultado a solicitar los permisos e imposición de derechos de uso sobre bienes de propiedad pública o privada.

El derecho genérico consignado en el artículo 85 del Reglamento de Distribución de Gas Natural se encuentra referido a aquellos casos en los cuales el concesionario requiere obtener permisos administrativos o derechos de uso sobre bienes de propiedad pública o de bienes de dominio privado de la administración. Estos permisos son requeridos generalmente a las autoridades encargadas de la gestión de los bienes públicos, sea la Superintendencia de Bienes Nacionales (para el caso de bienes cuya administración corresponda a entidades del Sector Público Nacional), a los gobiernos regionales (bienes públicos administrados por entidades regionales), o a los gobiernos locales o municipales.

Sin embargo, el uso de los bienes o la obtención de permisos requieren siempre de la intervención de una autoridad administrativa, la misma que tiene una potestad de crear procedimientos administrativos para sustanciar las solicitudes presentadas por los administrados. Sin

embargo, la fijación de los procedimientos siempre debe ser *razonable* y debe estar suficientemente *justificada*, a fin de evitar la imposición de barreras burocráticas de acceso al mercado, en perjuicio de los agentes económicos y, en este caso, de los concesionarios.

Precisamente, en el ámbito de los gobiernos regionales o locales debe tenerse en cuenta una preocupación permanente que asiste a los concesionarios, la misma que se refleja en la enorme cantidad de procedimientos de “permiso” y de instalación y tendido de infraestructuras (instalaciones subterráneas, “postes”, subestaciones, etc). Lógicamente, los gobiernos locales sobre todo, ostentan facultades legales para crear procedimientos, cuando ello sea estrictamente necesario y justificado legal y racionalmente.

Nos explicamos. Las facultades de los gobiernos locales implican el ejercicio de un poder tributario, para la creación de tasas y contribuciones en el ámbito local. Tributariamente, la tasa es “*el tributo cuya obligación tiene como hecho generador la prestación efectiva por el Estado de un servicio público individualizado en el contribuyente*” (Norma II del Código Tributario)⁶⁸. Consecuentemente, la institución de tasas debe efectivamente responder a la prestación de un servicio público (servicio administrativo) en la persona del contribuyente. Sin embargo, actualmente, sobre todo en el rubro de derechos (tasas que se cobran por la prestación de servicios administrativos o por el uso o aprovechamiento de bienes públicos) ha crecido de manera exorbitante, sobre todo a nivel local.

Es necesario recordar entonces que el establecimiento de derechos y tasas municipales por parte de los gobiernos locales debe responder a hechos generadores claramente definidos, es decir, la prestación de un servicio o la obtención de beneficios para los administrados. Consiguientemente, la institución de estos procedimientos para la obtención de derechos

68 La definición dada es la que el Código Tributario hace de la tasa. La clasificación de las tasas conforme al propio Código Tributario, es: a) Arbitrios: son tasas que se pagan por la prestación o mantenimiento de un servicio público, b) Derechos: son tasas que se pagan por la prestación de un servicio administrativo público o el uso o aprovechamiento de bienes públicos, y, c) Licencias: son tasas que gravan la obtención de autorizaciones específicas para la realización de actividades de provecho particular sujetas a control o fiscalización.

administrativos, debe ser razonable y proporcional a los objetivos que pretende conseguir la Administración Pública.

Atendiendo a lo señalado, el establecimiento de procedimientos para la obtención de un servicio o el establecimiento de un derecho, siempre debe tener como producto un resultado favorable y concreto para el administrativo. Dicho en lenguaje claro y castizo: cuando un administrado solicita el inicio de un procedimiento lo hace para obtener un beneficio concreto derivado de la actuación administrativa. En tal sentido, la potestad de establecer trámites y tasas administrativas solamente se justifica cuando: i) exista un interés público a ser satisfecho mediante la actuación administrativa, y, ii) cuando sea necesaria la intervención administrativa para brindar un beneficio o crear una situación favorable para el administrado. En caso contrario, el procedimiento será ilegal e irracional, hecho que puede generar, tanto la eliminación de los procedimientos o tasas inútiles (mediante la impugnación jurisdiccional de la norma que crea el procedimiento que constituye una traba de acceso al mercado), o, mediante la interposición de una denuncia de parte ante la Comisión de Eliminación de Barreras Burocráticas a fin de que se eliminen las barreras burocráticas (ilegales o irracionales) que afectan o impiden el acceso al mercado por parte de los agentes económicos.

En consecuencia, es importante y de primer orden dejar en claro que la Administración siempre ostenta un poder para establecer y crear procedimientos, pero justificados o amparados en normas habilitantes y en imperativos de racionalidad económica. Si no se cumplen estas condiciones, el procedimiento y el pago de derechos por ello no solamente puede devenir en ilegal, sino también en irracional e injustificable en términos económicos, motivo por lo cual, las normas regionales o locales pueden ser objeto de cuestionamiento jurisdiccional o ante la Comisión de Acceso al Mercado del INDECOPI por constituir barreras burocráticas ilegales o irracionales para el acceso al mercado de los agentes económicos.

- ***Servidumbres administrativas. Contenido y características:***

Las servidumbres son derechos reales que consisten en la afectación de un predio al que se denomina predio sirviente, a favor de la explotación

económica de otro (al que se ha denominado tradicionalmente predio dominante). Esta es la concepción que la teoría general de los derechos reales ha establecido sobre la servidumbre de naturaleza civil (que puede ser legal o convencional)⁶⁹.

Sin embargo, existe también la posibilidad legal de que la Administración pueda válidamente establecer limitaciones o restricciones al ejercicio del derecho de propiedad privada por parte de los particulares. Estas limitaciones se traducen en la facultad de la Administración de imponer servidumbres administrativas de manera unilateral sobre bienes de privados, a fin de satisfacer y cumplir con objetivos de interés público o que garanticen la efectiva prestación de un servicio público. El objetivo de la servidumbre, en derecho administrativo, es que se afecte alguno de los atributos del derecho de propiedad, a fin de que un bien privado sirva al uso público.

La regulación de las servidumbres para el caso de la distribución de gas natural se realiza con arreglo a las normas de la LOH y del Reglamento de Distribución de Gas Natural. Sin embargo, es de aplicación supletoria el Código Civil en lo que fuere aplicable, en la medida que se comparte la base común de tratarse de la imposición de un derecho real a favor del concesionario del servicio público. Se ha señalado que la servidumbre de derecho administrativo tiene afinidades o relaciones con la servidumbre civil, aunque tiene notas diferenciales con la misma⁷⁰. Estas diferencias fundamentales son determinadas esencialmente por el interés público que caracteriza a la servidumbre administrativa y que falta en la privada. Correlativamente, en el derecho administrativo es potestad de imperio del Estado imponer la servidumbre, la misma que no puede ser rechazada o discutida, salvo en lo que respecta a la valorización de la servidumbre o del costo indemnizatorio generado por su imposición.

69 Cfr. MEJORADA, Martín: Las servidumbres en general y las mineras en particular. En: Diario Oficial El Peruano. Sección Derecho. Edición del día 10 de noviembre de 2003. En: www.elperuano.com.pe

70 Cfr. MARIENHOFF, Miguel Santiago: Tratado de Derecho Administrativo. Tomo IV. Editorial Abeledo-Perrot. Buenos Aires, 1992. pp. 70-71.

Precisamente, de acuerdo con el artículo 89 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, la servidumbre confiere al concesionario el derecho de tender tuberías a través de propiedades de terceros y el de ocupar los terrenos de las mismas que se requieran para las estaciones reguladoras y otras instalaciones que sean necesarias para la habilitación y operación de las obras, previa indemnización y/o compensación a la que hubiere lugar.

De acuerdo a la doctrina⁷¹, la servidumbre comprende las restricciones y limitaciones al dominio que sean necesarias para construir, conservar, mantener, reparar, vigilar y disponer todo sistema de instalaciones, cables, cámaras, torres, columnas, aparatos y demás mecanismos que tengan el destino señalado para la operación de la concesión de distribución. Así mismo, se conviene en que la servidumbre se extiende más allá de la superficie del predio sobre el cual se constituye, abarcando la parte subyacente, así como el espacio aéreo del mismo.

El concesionario, en principio debería contar con la propiedad de los bienes que sean necesarios para colocar las instalaciones sobre las que se prestará el servicio. Sin embargo, ya hemos aludido a que dicha posibilidad, aún cuando constituye la regla, podría no llevarse a cabo puesto que las ubicaciones necesarias para las instalaciones o constituyen bienes de dominio público (por naturaleza inalienables) o bienes de dominio privado cuyos dueños se resisten a celebrar acuerdos contractuales.

En consecuencia, se genera un *derecho a la servidumbre* a favor del concesionario de distribución, y en dicha medida, el mismo tiene un derecho para colocar todas las instalaciones *necesarias* para el tendido y diseño de la red, en predios constituidos como servidumbres. La relación de instalaciones esenciales para el sistema de distribución se encuentra descrita ampliamente en el contenido de lo establecido en el artículo 104 del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

71 Cfr. BARREIRO, Rubén: Derecho de la energía eléctrica. Editorial Ábaco. Buenos Aires, 2002. Pp. 448 y ss.

La doctrina ha establecido las características de la servidumbre administrativa como derecho real impuesto por el Estado en uso de su *imperium* para la satisfacción concreta de un interés público (en este caso, la continuidad y regularidad de la prestación del servicio público del gas natural). Las notas características de la servidumbre son las que se describen a continuación:

- Son derechos que se ejercen sobre un predio ajeno.
- Son de naturaleza excepcional, porque importan una restricción o limitación al ejercicio del derecho de propiedad.
- Son temporales
- Son indivisibles.

Precisamente, el Reglamento de Distribución de Gas Natural ha recogido estos caracteres básicos de la regulación dogmática de las servidumbres y, en consecuencia, se puede apreciar que la ordenación propia de este derecho real se encuentra consagrada en los ámbitos específicos de la referida norma reglamentaria.

De acuerdo con el artículo 86 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, la servidumbre para la ocupación de bienes públicos y privados podrá ser:

- De ocupación de bienes públicos y/o privados indispensables para la instalación del Sistema de Distribución: la servidumbre de ocupación implica que el concesionario pueda disponer de bienes públicos o privados para la instalación del sistema de distribución, es decir, acometidas, puntos de inyección y el tendido de tuberías y ductos dentro del área de distribución, entre otras instalaciones contempladas en el artículo 104 del Reglamento de Distribución de Gas Natural⁷².

72 El artículo 104° del Reglamento de Distribución de Gas Natural establece lo siguiente:

Artículo 104°.- El sistema de Distribución estará compuesto por:
Estación de Regulación de Puerta en Ciudad (City Gate);
Las Redes de Distribución según nivel de presión; y,
Las Estaciones Reguladoras.

El alcance de esta ocupación temporal se encuentra desarrollado en el artículo 91 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, norma que establece que el MEM podrá establecer a favor del concesionario y a solicitud de éste, servidumbre de ocupación temporal de los terrenos del Estado o de particulares, destinada a almacenes, depósitos de materiales, colocación de tuberías o cualquier otro servicio que sea necesario para la construcción de las obras.

Esta servidumbre de ocupación temporal da derecho al propietario del predio sirviente a percibir el pago de las indemnizaciones o compensaciones que establece el Reglamento de Distribución de Gas Natural durante el tiempo necesario para la ejecución de las obras. La servidumbre otorgada para el fin al que se refiere el artículo 91 del Reglamento de Distribución de Gas Natural se extingue con la conclusión de las obras para la que fue autorizada.

- De paso para construir vías de acceso: tradicionalmente la servidumbre de paso se establece cuando el propietario de un predio no puede acceder a caminos o vías principales para acceder a su predio. En consecuencia el predio impedido se convierte en predio dominante con relación al predio calificado como sirviente, el mismo que debe garantizar el paso del dominante para acceder a su terreno.

En este caso, el distribuidor goza de un derecho para acceder al bien o predio donde se encuentren las instalaciones necesarias para la operación de la concesión. En todo caso, la servidumbre de paso le permite en todo momento el acceso para operar y manipular las obras e instalaciones correspondientes.

- De tránsito para custodia, conservación y reparación del Sistema de Distribución: el concesionario, conforme a lo establecido en el artículo 88 del Reglamento de Distribución de Gas Natural puede tener derecho de acceso al área necesaria del predio sirviente con fines de vigilancia y conservación de las instalaciones que hayan motivado la servidumbre, debiendo proceder con la precaución del caso para evitar daños y perjuicios, quedando sujeto a la responsabilidad civil y/o penal que sean pertinentes.

Es necesario señalar que el artículo 88 del Reglamento de Distribución de Gas Natural precisa que las servidumbres que se impongan por los Sistemas de Distribución subterráneas comprenderán la ocupación de la superficie del suelo y subsuelos necesarios. Esta aclaración es necesaria por cuanto las redes de distribución no siempre tienen instalaciones externas o exteriores sobre el suelo, sino que muchas veces las mismas requieren ser instaladas en el subsuelo.

La constitución de la servidumbre puede ser contractual o puede ser forzosa (impuesta administrativamente). El Reglamento desarrolla las características y previsiones necesarias exclusivamente para la constitución de servidumbres forzosas. Por ende para la constitución de las servidumbres contractuales o paccionadas, serán de aplicación las normas pertinentes del Código Civil sobre la materia.

El procedimiento de la imposición de la servidumbre forzosa es un interés público, en la medida que se sustenta en la necesidad de garantizar la continuidad y la regularidad del servicio público, en este caso, la distribución del gas natural. Consecuentemente, el acto administrativo en el cual se imponga el establecimiento de una servidumbre, será uno de tipo causal, es decir, incorporará a su procedimiento formativo y a su motivación, una justificación técnica y económica por la cual debe imponerse una servidumbre. De lo contrario, el acto administrativo mediante el cual se impone la servidumbre estará viciado e incurrirá en una causal de nulidad específica.

Precisamente, el artículo 87 del Reglamento establece que es atribución del MEM imponer con carácter forzoso el establecimiento de servidumbre, así como modificar las establecidas. Para tal efecto, el MEM deberá escuchar al titular del predio sirviente siguiendo el procedimiento administrativo previsto en el Reglamento. Asimismo, refiere la mencionada norma que al imponerse o modificarse la servidumbre, se señalarán las medidas que deberán adoptarse (por el concesionario) para evitar los peligros e inconvenientes de las instalaciones que ella comprenda.

De otro lado, es necesario señalar que la servidumbre, como hemos señalado líneas arriba es una medida excepcional, en cuanto importa

una limitación o restricción al derecho de propiedad. En tal sentido, debe encontrarse plenamente justificada y debe ser *necesaria* para el mantenimiento y correcta garantía de prestación del servicio. En caso contrario, se produce una extinción o caducidad de la servidumbre impuesta, conforme a las reglas correspondientes establecidas por el artículo 103 del Reglamento.

Esta prevalencia de la servidumbre administrativa por sobre las propiedades privadas se justifica en el principio denominado como de "*optimización de la red*"⁷³. Este es un principio general por el que la interpretación de los distintos derechos y deberes concurrentes en la prestación del servicio, se ejerzan a favor del interés general, representado por una red que ha de servir para hacer efectivo el derecho universal a la prestación obligatoria del servicio de distribución, al menor costo y con óptima calidad.

Por último, es necesario señalar que, conforme al artículo 90 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, la constitución de la servidumbre no impide al propietario del predio sirviente que pueda cercarlo o edificar en él, siempre que ello no se efectúe sobre las tuberías y su zona de influencia y deje el medio expedito para la conservación y reparación de las instalaciones, respetando las distancias mínimas de seguridad establecidas en el Anexo 1 del Reglamento.

De la regulación establecida en el artículo 88 del Reglamento, debidamente concordado con el artículo 93 de la misma norma, existe un derecho a la compensación por el uso de los predios afectados por el derecho a la servidumbre. Sin embargo, dicha compensación es otorgada por el uso del predio afectado por la servidumbre, pero además tiene un contenido indemnizatorio, es decir, compensa al propietario por la eventual afectación producida por la servidumbre así impuesta.

Precisamente, el primer párrafo del artículo 93 del Reglamento, establece que una vez consentida o ejecutoriada la resolución administrativa

73 Cfr. NEBRED A PEREZ, Joaquín: *Distribución eléctrica. Concurrencia de disciplinas jurídicas*. Segunda edición. Prólogo de Sebastián Martín-Retortillo Baquer. Editorial Civitas. Madrid, 2003. pp. 237 y ss.

que establezca o modifique la servidumbre, el concesionario deberá abonar directamente o consignar judicialmente a favor del propietario del predio sirviente, el monto de la valorización respectiva, antes de la iniciación de las obras e instalaciones.

Otro aspecto que debe ser resaltado es el relativo a la posibilidad de contradicción judicial del establecimiento de la servidumbre. Aparentemente, conforme a las reglas contenidas en los artículos 93 y 101 del Reglamento de Distribución de Gas Natural, la contradicción judicial de la imposición de la servidumbre solamente puede ser realizada en cuanto al monto de la valorización de la misma. Sin embargo, estas disposiciones de carácter reglamentario devienen en inaplicables, puesto que por vía reglamentaria no se puede limitar la universalidad del control jurisdiccional de las actuaciones administrativas, principio que se deriva de lo establecido tanto por los artículos 139.3 y 148 de la Constitución de 1993, así como por lo establecido en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27584, Ley que regula el proceso contencioso-administrativo, aprobado por Decreto Supremo N° 013-2008-JUS. En consecuencia, la contradicción judicial no solamente puede verse limitada a los aspectos relativos a la valorización, sino que se puede impugnar válidamente el contenido del acto administrativo, en aras de analizar no solamente su legalidad, sino su motivación, el debido procedimiento y su razonabilidad.

Por último, es necesario indicar que el último párrafo del artículo 93 del Reglamento establece que en caso se produzca oposición del propietario o conductor del predio sirviente, el concesionario podrá hacer uso del derecho concedido con auxilio de la fuerza pública, sin perjuicio de las acciones legales a que hubiere lugar.

El Reglamento establece un claro y específico procedimiento administrativo especial para la ordenación del trámite de imposición de servidumbres forzosas. Este procedimiento, a nuestro criterio, es uno de tipo formalizado, en los cuales se establece rigurosamente los plazos y las etapas procedimentales claramente definidas. De otro lado, es evidente que este procedimiento tiene un marcado carácter trilateral, en la medida que participan dos sujetos: i) un sujeto activo, constituido por el peticionante de la servidumbre - el concesionario; y,

ii) un sujeto pasivo, representado por el propietario o conductor de un bien que será afectado por la medida de servidumbre.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 103 del Reglamento, el MEM, de oficio o a pedido de parte, declarará la extinción de las concesiones cuando:

- Quien solicitó la servidumbre no lleve a cabo la construcción de instalaciones u obras respectivas dentro del plazo señalado al imponerse la misma.

Esto es consecuencia directa del carácter excepcional y temporal que tiene la servidumbre administrativa. Además de que el propio Reglamento de Distribución de Gas Natural establece que la solicitud de imposición de servidumbre debe tener una justificación técnico-económica (artículo 94 del Reglamento).

La servidumbre siempre comporta una restricción de un derecho privado en función a un interés público, que en este caso es la instalación y funcionamiento del servicio público. Si el concesionario no pone en marcha la servidumbre o no realiza las obras necesarias para la cual solicitó la misma, es evidente que no guarda un interés específico o actual que se requiere para efectuar un sacrificio de un derecho privado. En consecuencia, el MEM válidamente puede declarar extinta la servidumbre ante su falta de uso. Es preciso recordar, adicionalmente, que el MEM puede declarar la extinción de esta servidumbre a pedido de parte o de oficio. En este último caso, en la medida que la DGH no conserva facultades de fiscalización o comprobación, debería existir al menos una pericia de parte o una inspección efectuada por la autoridad competente a estos efectos (el OSINERGMIN).

- El propietario o conductor del predio sirviente demuestre que la servidumbre permanece sin uso por más de doce (12) meses consecutivos:

El carácter de temporal y excepcional que tiene la servidumbre administrativa, hace que necesariamente la servidumbre no

solamente deba ser aprovechada por el concesionario, sino que la misma debe tener un uso perenne e ininterrumpido, en la medida que la misma ha constituido una privación a un derecho de propiedad, en función a un interés público (la continuidad en la prestación del servicio). En consecuencia, es necesario que, además de determinar la servidumbre para un fin específico y concreto, el concesionario debe mantener la misma operativa ininterrumpidamente. En caso se demuestre que la servidumbre no es utilizada por más de doce meses consecutivos, es evidente que el concesionario no está dando uso a la misma, motivo por el cual la norma presume que el concesionario no requiere de dicho derecho, y en consecuencia, el MEM puede declarar extinta la referida servidumbre.

Es importante señalar que dicha norma hace referencia a que tienen que ser doce (12) meses *consecutivos*. En tal sentido, para que se genere el supuesto de hecho aludido en la referida norma debe tratarse de una falta de uso por el período entero de doce meses. A nuestro criterio, las faltas de uso no consecutivas (por ejemplo cese del uso por mantenimiento o reparaciones temporales) no son computables para el empleo de esta causal, motivo por el cual es necesario que se compruebe la falta de uso por el período entero de doce meses al que alude la norma.

- Sin autorización previa se destine la servidumbre a fin distinto para el cual se solicitó.

El acto de imposición de la servidumbre es uno de tipo causal⁷⁴, puesto que la servidumbre tiene una finalidad predeterminada, cual es la de servir para alguna de las finalidades establecidas en los artículos 86 y 91 del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

En tal sentido, cualquier desvío del uso para el cual fue constituida la servidumbre a favor del concesionario, acarrea su inmediata extinción, la misma que puede ser declarada de oficio o a pedido de parte.

⁷⁴ Sobre los actos causales o que incorporar finalidades específicas, véase VELASCO CABALLERO, 1996.

- Se dé término a la finalidad para la cual se constituyó la servidumbre:

En este caso la servidumbre se extingue por haberse terminado la finalidad para la cual fue constituida la servidumbre. Este término de la finalidad puede darse por innovaciones tecnológicas, por abandono o cambio de las instalaciones, o porque el concesionario estima que puede prestar correctamente el servicio sin necesidad de contar con una servidumbre.

Es preciso indicar que esta causal no se refiere a un caso de extinción de la concesión, puesto que la extinción de la misma no implica la paralización o cese de la prestación del servicio, el mismo que es ininterrumpible. Por consiguiente, el término de la concesión no puede dar lugar a la extinción de las concesiones.

De otro lado, es necesario dar cuenta que la autoridad puede apreciar que la servidumbre puede ser necesaria para la adecuada prestación del servicio. En este caso se puede negar válidamente a la terminación o extinción de la servidumbre, optando válidamente por su mantenimiento, siempre y cuando se acredite su necesidad para el correcto y continuo funcionamiento del servicio de distribución.

- **Expropiación:**

El concesionario como tal tiene únicamente el derecho de solicitar la incoación o el inicio de un expediente expropiatorio. Sin embargo, este derecho no le confiere poder alguno para obtener la calidad de beneficiario de las expropiaciones o de convertirse en sujetos activos de la expropiación.

Es preciso recordar que, conforme al Decreto Legislativo N° 1192, Ley marco de adquisición y expropiación de inmuebles, transferencia de inmuebles de propiedad del estado, liberación de interferencias y dicta otras medidas para la ejecución de obras de infraestructura, el sujeto activo y el beneficiario de las expropiaciones siempre es el Estado. Conforme señala la doctrina⁷⁵, el concesionario no interviene

75 Cfr. MARTÍN TIRADO, Richard: Aplicación de la Nueva Ley General de Expropiaciones

directamente en el procedimiento expropiatorio, salvo para dos supuestos concretos: i) la facultad de representación del Estado en las acciones de trato directo, previas a la realización de una operación de expropiación; y, ii) la posibilidad de que el concesionario realice el pago del justiprecio expropiatorio.

Por consiguiente, el concesionario no tiene un “derecho a” la expropiación de bienes, sino que puede iniciar los trámites correspondientes para que la Administración gestione la incoación de un expediente expropiatorio. Sin embargo, el concesionario, en la fase expropiatoria propiamente dicha, conforme al Decreto Legislativo N° 1192, puede ejercer algunas facultades de intervención a fin de que la operación expropiatoria llegue a buen término.

j.2. Segundo derecho. Utilización gratuita de los bienes del dominio público:

Una cuestión interesante que se suscita con relación a la retribución por la imposición de una servidumbre o del establecimiento de derechos reales a favor del concesionario, es el tema relativo a la retribución por la ocupación de bienes públicos o de propiedad pública. Aparentemente, la ocupación de estos bienes puede ser realizada a título gratuito, sin que se tenga que pagar retribución alguna por dicha utilización. Sin embargo, una adecuada lectura del artículo 93, debidamente concordado con el artículo 93, nos lleva a la tesis contraria, es decir, sea el bien público o privado, necesariamente deberá existir una compensación o indemnización por el uso del bien.

Precisamente con relación a lo anteriormente indicado, cabe señalar que las normas no distinguen efectivamente entre el establecimiento de servidumbres entre los bienes de dominio público y de dominio privado de la Administración Pública. Sobre el particular, en la doctrina extranjera más no en la peruana, existe un detallado análisis y la presencia

al régimen de concesiones de servicios públicos y obras públicas de infraestructura. En: THEMIS 39. Lima, 1999. Páginas 133-155. Asimismo, Cfr. SÁNCHEZ POVIS, Lucio. La intervención pública sobre la propiedad y sus límites en la teoría de la regulación expropiatoria. Hacia un nuevo régimen de protección patrimonial del administrado. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú. Tesis de Grado. 2014. Cap. 2.

de completos criterios de diferenciación entre lo que son los bienes de dominio público y los bienes de dominio privado del Estado. Los bienes del dominio público (ex. Artículo 73 de la Constitución de 1993) son aquellos inalienables, imprescriptibles e inembargables, mediante los cuales el Estado ejerce potestades administrativas de dominio, gestión y administración, más no de propiedad, puesto que sobre ellos no existe una relación de propiedad o un derecho real, sino únicamente un poder jurídico de gestión puesto que los bienes de dominio público son del dominio o pertenecen a la Nación. De otro lado, los bienes de dominio privado del Estado son aquellos sobre los cuales el Estado detenta una relación de propiedad sujeta a las reglas del Código Civil, sin ostentar privilegio administrativo de ninguna clase.

Consecuentemente, con relación a los bienes de dominio público, es claro que no se puede establecer en ningún momento un derecho de servidumbre, sino que solamente se puede permitir la afectación para un uso, el mismo que es temporal, y precario⁷⁶. La constitución de afectaciones de uso sobre el dominio público es pues, excepcional y no genera un derecho real sobre los mismos, puesto que los bienes del dominio público son inalienables y tampoco pueden ser objeto de prescripción. En consecuencia, cuando se trate de “servidumbres” sobre bienes de dominio público, cabe hablar exclusivamente de una “compensación” o “canon” por el uso del bien, aunque la ocupación o el uso de los bienes del dominio público siempre será temporal y precaria, en el sentido que carece de estabilidad y no genera derechos para el concesionario, sino que únicamente le concede el privilegio de la utilización de tales bienes de dominio público.

Sin embargo, cuando se trate de bienes que pertenecen al dominio privado del Estado, es claro que procede definitivamente una compensación por el uso que se hace a favor del concesionario. En este escenario, si un bien es de naturaleza privada, y el Estado detenta una relación de propiedad sobre el mismo, cabe la existencia de imposición de servidumbres o constitución de derechos reales sobre el predio de propiedad privada estatal.

76 Cfr. DESDENTADO DAROCA, Eva. El precario administrativo. Aranzadi. Pamplona, 1999.

k. **Conclusión**

Hemos culminado con el análisis de los aspectos jurídicos más importantes ligados a la industria del gas natural en el Perú y a la prestación del servicio público de distribución del gas natural. Consecuentemente, hemos determinado a ciencia cierta y observado con atención los criterios de regulación establecidos para la puesta en marcha de una industria joven, pero que ha cambiado la matriz energética del país, debido a sus enormes potencialidades como fuente energética primaria y final.

Podemos determinar que la regulación de servicio público es necesaria para el segmento de distribución de la industria del gas, debido al carácter de monopolio natural que tienen sus instalaciones, así como por su condición de punto neurálgico necesario para ubicar la prestación del servicio. En tal sentido, la prestación del servicio público de distribución se regirá por los principios de regularidad, continuidad, igualdad y adaptación a la mejor tecnología disponible, cuyo cumplimiento resulta necesario para obtener y alcanzar los fines de interés público que persigue la regulación de los servicios públicos domiciliarios en nuestro país.

De otro lado, la caracterización de servicio público de la distribución, no enerva la necesidad de introducir técnicas propias del sistema de libre competencia en la regulación de la distribución, puesto que a partir de principios como el *open access* y previsiones contractuales como el *by pass comercial*, se tiene que garantizar la introducción y el desarrollo de políticas de libre competencia en el ámbito de la distribución del servicio (con el acceso a las figuras de los consumidores independientes y de los comercializadores).

Asimismo, hemos podido comprobar que la regulación del segmento de distribución tiene una enorme cantidad de variables jurídico-administrativas que caracterizan cada una de las instituciones jurídicas relacionadas con la prestación del servicio. En consecuencia, es preciso afirmar que la regulación pública del gas natural en nuestro país, es una institución jurídico-administrativa destinada a cumplir con los objetivos de bienestar general y de satisfacción de las necesidades básicas de la población, metas a alcanzar mediante la regulación económica de la industria y con el cumplimiento de las misiones de servicio público insertas en el marco regulatorio del sector del gas.