

El Gas Natural en el Perú y los Proyectos Destinados a su Descentralización

Jesús Alejandro Abanto Bojórquez (*) (**) (***)

Reseña:

El pasado mes de agosto se cumplieron 10 años desde el inicio de operación del proyecto Camisea, y es innegable la influencia que ha tenido este proyecto en el Perú. Sin embargo, también resulta incuestionable que en esta última década el país ha padecido de una crítica mala gestión, llamada «centralismo». En este contexto, el autor hace un repaso de la situación de la industria del gas natural en el Perú. Finalmente, hace referencia a investigaciones destinadas a lograr el acceso al gas natural fuera de la capital.

Palabras clave:

Gas natural – Camisea – Distribución – Centralismo – Masificación – Gasoductos virtuales – Gasoducto Sur Peruano

Abstract:

Last August marked 10 years since the start of the Camisea project, and it is undeniable the influence that it has had in Peru. However, it is also unquestionable that during the last decade, the country has suffered from critic mismanagement, called «centralism». In this context, the author gives an overview of the state of the natural gas industry in Peru. Finally, he makes reference to researches aimed at gaining access to natural gas outside the capital.

Keywords:

Natural gas – Camisea – Distribution – Centralism – Massification – Virtual pipelines – South Peruvian Pipeline

Sumario:

1. Introducción – 2. El gas natural – 3. Yacimientos de gas natural en el Perú: situación actual. – 4. Proyectos para la Descentralización del uso del gas natural – 5. Reflexiones finales

* Abogado por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Asociado del Estudio Grau Abogados. Especialista en Derecho Administrativo y Energía, con énfasis en Gas Natural y Petróleo.

** El autor agradece el apoyo y los comentarios de Carlos Hamman, Alexis Llatas y Lourdes Abanto.

*** Las opiniones vertidas en el presente artículo son responsabilidad exclusiva del autor, y no compromete a la firma donde labora ni a las empresas a las que brinda asesoría.

1. Introducción

Desde su descubrimiento, a principios de los años 80, los yacimientos de Camisea son la gran esperanza energética del país. Sin embargo, las dificultades para su transporte desde la selva del Cusco, la poca confianza en un cambio de la matriz energética del país y las voluntades políticas y económicas de la época, retrasaron el inicio de su explotación hasta el año 2004. Diez años después los retos son distintos.

No cabe duda que el mayor impacto del gas natural ha sido en la generación eléctrica. El 2013, el 42.9 % de la generación eléctrica en el país tuvo como fuente el gas natural¹. La expansión del uso residencial se ha centralizado en la capital. Al mes de julio de 2014³ el concesionario de Lima y Callao cuenta con más de 220 000 usuarios residenciales⁴ y comerciales. De forma similar, el desarrollo de la comercialización de Gas Natural Vehicular (GNV) se centra en la capital con 220 establecimientos de venta al público de GNV⁵. Las cifras en provincia son mucho más modestas, con poco más de 20 000 usuarios residenciales y comerciales en Ica⁶ y 15 establecimientos de venta al público de GNV repartidos en Ancash, Ica, Lambayeque y Piura⁷.

En ese escenario, la descentralización del consumo de gas natural se ha convertido en una prioridad dentro de la política energética nacional. En el presente artículo expondremos brevemente la situación actual de los yacimientos cuya explotación se vienen ejecutando, los proyectos de Transporte y Distribución en operación, así como los proyectos otorgados recientemente y que están destinados a la expansión del uso del gas natural fuera de Lima.

2. El gas natural

Como una cuestión previa, resulta importante entender qué es el gas natural, su valor y particularidades. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros. Su composición nunca es

constante, siendo principalmente una mezcla de metano y etano. Adicionalmente, un yacimiento de gas natural puede contener otros hidrocarburos menos ligeros como el propano, butano, pentano, entre otros, en pequeñas proporciones, los cuales son separados del metano y etano para una comercialización diferenciada⁸, y que son conocidos como Líquidos del Gas Natural (LGN) o condensados. La combustión del gas natural tiene un bajo nivel de emisiones de dióxido y monóxido de carbono, por lo que es considerado el combustible fósil más limpio y eficiente. A diferencia de otros hidrocarburos gaseosos, como el propano y butano (que componen el Gas Licuado de Petróleo – GLP - que se utiliza comúnmente en los hogares a través de balones), el gas natural es más ligero que el aire, lo que dificulta su manipulación y transporte. Para que el Gas Natural pase a estado líquido, debe ser sometido a un proceso de criogenización, por el cual se enfría a menos 161° C para su condensación⁹. De esta forma, el Gas Natural Licuefactado (GNL) ocupa 600 veces menos espacio que en estado gaseoso, siendo su transporte más económico y eficiente¹⁰.

3. Yacimientos de gas natural en el Perú: situación actual

3.1 Yacimiento de Aguaytía

El yacimiento de Aguaytía (Lote 31 C, ubicado en la localidad de Curimaná, provincia de Padre Abad, departamento de Ucayali) fue descubierto por la compañía Mobil el año 1961 y desde el año 1998 viene siendo explotado por la empresa Aguaytía Energy. El yacimiento produce un promedio diario de 52 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas natural seco¹¹, el mismo que es transportado por ductos para su uso en la Central Térmica de Aguaytía, que cuenta con una potencia instalada de 155 MW y se conecta a la línea de transmisión de alta tensión de la empresa ETESELVA S.R.L. para su consumo principalmente en los departamentos de Ucayali y San Martín. Del yacimiento se extrae, además, LGN, que es procesado en la Planta de

1 Ver el Boletín de Diciembre de 2013 del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/salaprensa/boletines/boletines.aspx> (consulta: jueves 28 de agosto de 2014).

2 Al primer trimestre del 2014, la generación eléctrica con el gas de Camisea creció al 46.87%. de acuerdo a las cifras publicadas en el Boletín de Marzo de 2014 del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

3 Información proporcionada por Cálidda.

4 Cabe resaltar que esta cifra se ha logrado en gran medida gracias al mecanismo de promoción incorporado al Reglamento de Distribución mediante Decreto Supremo N° 009-2012-EM y modificado con Decreto Supremo N° 045-2012-EM.

5 http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Establecimientos_GNV_por_provincia.pdf (consulta: jueves 28 de agosto de 2014).

6 Información proporcionada por Contugás.

7 Ver pie de página 5.

8 Los líquidos del gas natural son separados y transportados para la producción de GLP, gasolinas y otros combustibles líquidos cuyo valor en el mercado es más alto que el gas natural.

9 La transformación del GLP de estado gaseoso a líquido es muy simple, bastando que sea sometido a presiones superiores a 7 atmósferas. Es por ello que el transporte y comercialización de GLP a granel o en balones resulta bastante económico, no obstante es un combustible más caro al depender su precio de la volatilidad del precio del petróleo.

10 Como GNL la empresa Perú LNG exporta el gas natural de Camisea.

11 <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Reporte%20de%20Produccion%202014.pdf?437> (consulta: jueves 28 de agosto de 2014).

Fraccionamiento de Pucallpa produciendo GLP y gasolina natural.

Si bien la población de la región Ucayali «consume» los hidrocarburos explotados en el yacimiento de Aguaytía, a través de la energía eléctrica y el GLP, la percepción general es distinta, al no contar con el suministro de gas natural domiciliario. Los últimos meses se han realizado manifestaciones exigiendo la masificación del gas natural en la región. Ante ello, el Ministerio de Energía y Minas declaró de interés la masificación del gas natural en la región Ucayali¹², y ha instalado una mesa técnica (conformada, entre otros, por el viceministro de Energía y el director General de Hidrocarburos) para trabajar en la masificación del gas natural en la mencionada región.

3.2 Yacimientos de la costa norte

La costa norte (regiones de Piura y Tumbes) es tradicionalmente la zona petrolera del país y cuenta con una pequeña producción de gas natural, sin embargo, su consumo en estas regiones ha sido incipiente, pese a encontrarse los yacimientos cerca de potenciales áreas de consumo.

Claro ejemplo de los vaivenes en el desarrollo de la industria del gas natural en la zona es el caso GASTALSA. El año 1998¹³ se otorgó a la empresa Gas Talara S.A. —GASTALSA— la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en el distrito de Pariñas, provincia de Talara; sin embargo, no se desarrollaron las redes y el año 2009 se

declaró la caducidad de la concesión¹⁴ al no haber efectuado GASTALSA las obras comprometidas¹⁵.

Actualmente, seis lotes de la costa norte¹⁶ producen conjuntamente un promedio de 27 MMPCD de gas natural¹⁷ concentrándose su consumo en las pesqueras ubicadas en el puerto de Paita, la empresa eléctrica de Piura y el suministro a Estaciones de Compresión de GNC. Asimismo, de estos yacimientos se extraen LGN que son transportados a la planta procesadora de Pariñas para la producción de GLP y gasolinas.

Si bien no se ha anunciado un plan concreto e integral por parte del gobierno central para el desarrollo de la industria del gas natural en la costa norte, es conocido el interés de las empresas Gases del Pacífico S.A.C.¹⁸ y Sechura Oil¹⁹ para obtener la concesión de distribución en los departamentos de Piura y Tumbes, por lo que en los próximos meses se debería conocer a cuál de las dos empresas interesadas se le otorgará la concesión. Por otro lado, y al igual que en la región Ucayali, el Ministerio de Energía y Minas ha declarado de interés público la masificación del gas natural en la región Piura²⁰.

3.3 Yacimientos de Camisea

3.3.1 Explotación²¹

En el año 2000 se suscribió el contrato de licencia para la explotación de los lotes 88 y 56 con el

12 Declaratoria de interés realizada mediante Resolución Ministerial 089-2014-MEM/DM, del 23 de febrero de 2014.

13 Ver Resolución Suprema N° 076-98-EM.

14 Ver Resolución Suprema N° 044-2009-EM.

15 De acuerdo a las visitas de supervisión realizadas por OSINERGMIN el año 2006, GASTALSA sólo brindaba el servicio de distribución en el condominio Punta Arenas, propiedad de PETROPERÚ, y no había desarrollado infraestructura destinada a brindar servicio fuera del referido condominio.

16 Las siguientes empresas extraen gas natural en la costa norte:

Empresa	Lote
Graña y Montero Petrolera	I
Petrolera Monterrico	II
Sapet	VII_VI
Petrobras*	X
Olympic	XIII
Savia	Z-2B

* El mes de noviembre de 2013 Petrobras acordó con la empresa China National Petroleum Corporation – CNPC – La venta del 100% de sus participaciones en lotes X, 57 y 58. A la fecha de elaboración del presente artículo se encuentra pendiente la cesión de posición contractual.

17 [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20Fiscalizada%20de%20Gas%20Natural\(22\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20Fiscalizada%20de%20Gas%20Natural(22).pdf) (consulta: jueves 28 de agosto de 2014)

18 Propiedad de la empresa colombiana PROMIGAS.

19 Propiedad de la empresa Olympic, contratista del Lote XIII.

20 Resolución Ministerial N° 141-2014-MEM/DM del 14 de marzo de 2014.

21 Para la explotación del gas de Camisea se ha recorrido un camino largo, desde la firma del Contrato de Operaciones Petrolíferas con Shell el año 81, hasta el inicio de operación comercial el año 2004, ya con el Consorcio Camisea como licenciatario. La historia ha sido contada en varios artículos y libros, y en varias versiones, por lo que consideramos que no es pertinente dar una nueva versión en el presente artículo. Para los interesados en un resumen de la historia, recomendamos el Documento de Trabajo N° 1 de la Oficina de Estudios Económicos del OSINERGMIN: «La Industria del Gas Natural en el Perú», disponible en la página web de dicha institución.

Consortio Camisea, siendo la empresa argentina Pluspetrol la operadora de los lotes²².

El gas natural extraído de los lotes de Camisea es recolectado y derivado a la Planta de Separación de Malvinas, donde se aísla el gas natural seco del LGN. De esta manera, se generan tres negocios: i) la venta del gas natural seco del lote 88 para el mercado nacional, cuyo precio se encuentra establecido en el Contrato de Licencia del referido lote y en el Contrato del Precio del Gas Natural para las regiones²³; ii) la venta del gas natural seco del lote 56 para su criogenización en la Planta de Licuefacción de la empresa Perú LNG y posterior exportación, y cuyo precio también se encuentra regulado contractualmente²⁴; y, iii) la comercialización de los productos derivados de los líquidos del gas natural que se extraen de ambos lotes²⁵. En este último caso, los precios de los productos no se encuentran regulados.

3.3.2 Transporte del gas natural y los líquidos del gas natural

El año 2000 se otorgaron las concesiones de transporte de gas natural y líquidos del gas natural

de Camisea a la costa, al consorcio liderado por la empresa Techint que posteriormente constituiría la empresa concesionaria Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP)²⁶. El proyecto está conformado por dos ductos: el primero destinado a transportar gas natural seco desde Camisea hasta el *city gate* de la concesión de distribución de Lima (Lurín), transportando, además, hacia la región Ica, área de concesión de la empresa CONTUGAS, y a la planta de licuefacción de gas natural de Perú LNG; el segundo ducto transporta los líquidos del gas natural desde Camisea hasta la planta de fraccionamiento de Pisco de la empresa Pluspetrol²⁷.

En los últimos años la capacidad de transporte del ducto de TGP se ha encontrado en el ojo de la tormenta. La demanda de gas natural creció en proporciones mayores a las esperadas, no pudiendo ser atendidas todas las solicitudes de capacidad de transporte presentadas en las últimas ofertas públicas. No obstante, existían las voluntades para la ampliación de la capacidad del sistema de transporte, ello no fue posible en los plazos previstos en la adenda aprobada por Resolución Suprema N° 024-2011-EM debido a

22 A la fecha de elaboración del presente artículo, la composición del Consorcio Camisea es la siguiente:

Consortio Camisea Lote 56	
Pluspetrol Perú Corp.S.A. (Operador)	2.2%
Pluspetrol Lote 56 S.A.	25%
Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú	25.20%
Repsol Exploración Perú, Sucursal Perú	10.00%
SK Innovation, Sucursal Peruana	17.60%
Sonatrach Peru Corp. SAC	10.00%
Tecpetrol Bloque 56 SAC	10.00%
Total	100%

Consortio Camisea Lote 88	
Pluspetrol Perú Corp.S.A. (Operador)	2.2%
Pluspetrol Camisea S.A.	25%
Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú	25.20%
Repsol Exploración Perú, Sucursal Perú	10.00%
SK Innovation, Sucursal Peruana	17.60%
Sonatrach Peru Corp. SAC	10.00%
Tecpetrol Bloque 56 SAC	10.00%
Total	100%

23 El Consorcio Camisea suscribió con la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (en adelante, PROINVERSIÓN) el «Contrato sobre el Precio de Gas Natural para las Regiones», estableciendo precios preferenciales del gas natural para los concesionarios de distribución ubicados fuera del departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao. El precio promocional tiene una vigencia de 10 años, o hasta que en las regiones consuman un promedio de 70 MMPCD a precio promocional.

24 Cabe precisar que por Decreto Supremo N° 008-2012-EM se autoriza a PERUPETRO a ejecutar las acciones necesarias para modificar el Contrato de Licencia del Lote 88, de tal forma que el gas que produzca sea destinado exclusivamente para el consumo nacional. Con fecha 6 de agosto de 2014, y pasados más de dos años desde la publicación del mencionado decreto supremo, se suscribió la escritura pública formalizando la adenda al Contrato de Licencia, declarando que la totalidad del gas natural producido en el Lote 88 estará destinado al mercado interno.

25 Los líquidos del gas natural son transportados a la Planta de Fraccionamiento de Pisco, donde se produce GLP, gasolinas y otros combustibles líquidos. Desde su entrada en operación, nuestro país ha pasado de ser un importador de GLP a ser exportador de GLP.

26 A la fecha de elaboración del presente artículo, la composición accionaria de TGP es la siguiente:

Transportadora de Gas del Perú	
Canada Pension Plan Investment Board	36.8%
Sonatrach	21.2%
Enagás Internacional S.L.	20%
SK Corporation	11.2%
International Power GdF Suez	8.1%
Graña y Montero	1.6%
Corporación Financiera de Inversiones	1.1%
Total	100%

27 Ver pie de página 24.

eventos de inseguridad y perturbación del orden interno en la zona de Kepashiato²⁸ que impidieron la construcción del ducto paralelo al existente en selva. Debido a ello, a través de una nueva adenda al contrato de concesión²⁹, se modificó el proyecto de ampliación del Sistema de Transporte, de tal forma que se pueda alcanzar una capacidad de 920 MMPCD, comprometiéndose TGP a realizar las siguientes obras:

- a) Construcción y operación de una nueva Planta Compresora ubicada en el KP 127, localidad de Kepashiato, equipada con cuatro equipos turbocompresores (TTCC) de 18,000 HP.
- b) Construcción e instalación de un nuevo loop en la zona costa. Este loop consistirá en un ducto de 24 pulgadas entre el KP 699 (Chilca) y el KP 730 (*City Gate* de Distribución, Lurín).

Actualmente las obras arriba mencionadas se encuentran en construcción, estando proyectado el inicio del servicio para el primer semestre del 2016.

3.3.3 Distribución de gas natural en Lima y Callao

El año 2001, en cumplimiento de su contrato de concesión, Transportadora de Gas del Perú transfirió la concesión de distribución en Lima y Callao a la empresa Gas Natural de Lima y Callao, que opera bajo el nombre comercial de Cálidda³⁰.

Los primeros años de operación el desarrollo del sistema de distribución tuvo un gran impacto en los usuarios industriales, comerciales y en

la instalación de establecimientos de venta al público de GNV; sin embargo, la penetración en las conexiones domiciliarias era bastante pobre. El alto costo de las instalaciones internas, las dificultades para la obtención de permisos en algunas municipalidades, el temor de los consumidores a esta modalidad de suministro, la falta de compromisos contractuales que obliguen al concesionario a incentivar la contratación del servicio de distribución³¹, entre otros factores, no permitió el temprano desarrollo en el sector residencial. Ante ello, los siguientes años se realizaron modificaciones para incentivar la conexión de usuarios residenciales, entre las que podemos citar:

- Modificaciones a las normas técnicas para instalaciones internas, a fin de reducir el costo de las instalaciones³².
- Emisión de normas que facilitan la obtención de permisos para el tendido de redes³³.
- La modificación del esquema tarifario hacia una tarifa única de distribución³⁴.
- La modificación del Contrato de Concesión, en el que se establece nuevas metas para la prestación efectiva del servicio³⁵
- La incorporación de un mecanismo de promoción para la conexión de usuarios residenciales, subvencionando los costos de instalaciones internas, derecho de conexión y acometida³⁶.

A partir de estas modificaciones se han extendido exponencialmente las conexiones residenciales de

28 Centro poblado ubicado en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, región Cusco.

29 Adenda aprobada mediante Resolución Suprema N° 053-2013-EM.

30 A la fecha de elaboración del presente artículo, las empresas colombianas Empresa de Energía de Bogotá y PROMIGAS son las propietarias de la empresa.

31 Los primeros seis años de operación, los compromisos contractuales de Cálidda estaban relacionados al tendido de redes que estén en condición de prestar el suministro a consumidores potenciales, no a metas de conexiones efectivas.

32 Norma Técnica Peruana NTP 111.011:2006 Gas Natural Seco. Sistema de tuberías para instalaciones internas residenciales y comerciales.

33 Ley N° 29706, Ley de Facilitación de Conexiones Domiciliarias del Servicio Público de Distribución de Gas Natural.

34 Mediante Decreto Supremo N° 048-2008-EM, del 28 de septiembre de 2008, se dictan las disposiciones para establecer una tarifa única de distribución, la misma que se encontraba supeditada a la modificación del contrato de concesión.

Anteriormente existían dos tarifas de distribución: la tarifa de red principal (la troncal de alta presión) y las denominadas «otras redes» que son las redes de menor presión que se derivan de la red principal.

35 La cláusula 6 de la Adenda aprobada mediante Resolución Suprema N° 037-2010-EM establece los siguientes compromisos:

«6.1.1 La Sociedad Concesionaria en forma adicional a los compromisos vinculados a la Capacidad Mínima conforme a la Cláusula 3.1.2 del Contrato BOOT, en los plazos que se describen a continuación, a contarse desde la fecha de entrada en Vigencia de la Tarifa Única de Distribución y de conformidad con el Plan Quinquenal propuesto por la Sociedad Concesionaria, deberá prestar efectivamente el Servicio de Distribución a, por lo menos:

	Año	Consumidores por año	Consumidores por año acumulado
(i)	Al finalizar el primer año	12 000	12 000
(ii)	Al finalizar el segundo año	15 000	27 000
(iii)	Al finalizar el tercer año	18 000	45 000
(iv)	Al finalizar el cuarto año	21 000	66 000
(v)	Al finalizar el quinto año	25 000	91 000
	Total al quinto año	91 000	

36 Mediante Decreto Supremo N° 009-2012-EM se incorporó el artículo 112a al Reglamento de Distribución, incorporando el mecanismo: «Artículo 112a.- Del mecanismo de Promoción

La promoción por la conexión de consumidores residenciales se aplicará a determinadas zonas geográficas, ubicadas en la concesión, o para determinados niveles socio económicos, según lo establezca el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.

distribución, estableciéndose como meta alcanzar el millón de usuarios el año 2020³⁷.

3.3.4 Distribución de gas natural en Ica

El mes de agosto de 2007 PROINVERSION, convocó a concurso público para el otorgamiento de la concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas natural por red de ductos, en el departamento de Ica, otorgándose la concesión a la empresa Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C., cuyo operador calificado era la empresa colombiana Transportadora de Gas del Interior S.A. ESP³⁸, sociedad vinculada a la Empresa de Energía de Bogotá. Posteriormente, la empresa concesionaria cambiaría de denominación a CONTUGAS S.A.C.

La expansión del sistema de distribución en la región Ica no ha estado exenta de contratiempos. La primera gran dificultad fue acceder al suministro y transporte del gas natural. Debido a ello, se suscribió la Primera Cláusula Adicional del Contrato de Concesión³⁹, con la cual las partes acordaron suspender los plazos y obligaciones contractuales hasta que el concesionario comunique al Ministerio de Energía y Minas que ya no existen restricciones en el suministro y transporte de gas natural.

No obstante ello, el 14 de mayo del 2010 CONTUGAS inició la construcción del Sistema de Distribución de Gas Natural en la provincia de Pisco, al amparo de lo establecido en el Decreto

Supremo N° 006-2010-EM⁴⁰. Posteriormente, a través de carta de fecha 19 de septiembre de 2011, CONTUGAS comunicó al Ministerio que contaba con capacidad de transporte y suministro en firme por 46 MMPCD, reanudándose los plazos y obligaciones contractuales.

El mes de abril de 2012 CONTUGAS inició operación de manera parcial en la ciudad de Pisco; y a partir del 7 de junio de 2014 se inició la operación comercial total del ducto, atendiendo, de acuerdo a información brindada por la misma empresa a más de 20 000 usuarios en las ciudades de Chincha, Pisco, Ica Nazca y Marcona.

4. Proyectos para la descentralización del uso del gas natural

4.1 Derivación Ayacucho

El sistema de transporte de la empresa TGP permite que el gas de Camisea llegue a las grandes áreas de consumo en la costa central del país; sin embargo, no se ha desarrollado la infraestructura necesaria para que a través de este sistema puedan acceder al gas natural poblaciones cercanas al ducto de transporte en la sierra del país.

A fin de impulsar el acceso al gas natural a lo largo del ducto de TGP, a través de Decreto Supremo N° 014-2013-EM⁴¹, se incorporó al Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural⁴², la figura de derivaciones principales, definiéndolos como gasoductos o ramales necesarios para suministrar

La promoción cubrirá como máximo el costo promedio de la conexión, que implica la suma del Derecho de Conexión, el costo de la Acometida y el costo de la Instalación Interna de una residencia típica, según las zonas geográficas o el nivel socio económico señalado por el Ministerio de Energía y Minas. Para el caso de la instalación interna, la fijación de los costos de promoción será incremental por puntos, considerando los artefactos a conectar en el predio del solicitante.

Sobre la base de lo establecido por el Ministerio de Energía y Minas y de acuerdo a las normas que para los efectos apruebe OSINERGMIN, el Concesionario propondrá a OSINERGMIN su plan de conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción, el mismo que aprobará dicho organismo dentro del procedimiento de fijación de tarifas.

Las normas que establezca OSINERGMIN para aplicar el mecanismo de promoción, que se refiere el párrafo precedente, deberán cumplir con los siguientes lineamientos:

a. Que, el costo de promoción no afecte la competitividad en el uso del gas natural por parte de los clientes no residenciales.

Que, cuando el costo de promoción incluya la instalación interna, OSINERGMIN regulará los costos unitarios de los materiales, equipos y mano de obra usados directamente en la misma. A dicho efecto, se utilizará el resultado de la licitación llevada a cabo por el Concesionario, según las bases del concurso y el procedimiento que para tales efectos establezca OSINERGMIN.

c. Que es obligación del Concesionario emplear empresas instaladoras independientes.

d. Que es obligación del Concesionario administrar una cuenta de promociones y efectuar liquidaciones respecto a los gastos efectuados según lo aprobado por OSINERGMIN, en el Plan Quinquenal o en los Planes Anuales.

e. Que incluya un procedimiento de monitoreo del balance de la promoción.

f. Que considere ajustes tarifarios, y el periodo en que se deberán realizar los mismos, para mantener el nivel de la cuenta con saldo positivo.

g. Que permita la incorporación o descuento del saldo del balance de la promoción en la siguiente regulación tarifaria.

El Concesionario podrá solicitar la ampliación de un nuevo plan de conexiones residenciales beneficiados con los gastos de promoción, dentro del periodo tarifario, con el consecuente reajuste de las tarifas vigentes, lo cual seguirá el mismo trámite de aprobación conforme a lo señalado.

Las conexiones residenciales que sean beneficiadas con los descuentos dados por la promoción no serán incluidas como parte de los compromisos contractuales de conexiones que tuviera el Concesionario con el Estado».

37 <http://www.andina.com.pe/agencia/noticia-mem-un-millon-familias-estaran-conectadas-gas-natural-al-2020-507938.aspx#U4vAbMsU-T8>

38 Concesión otorgada mediante Resolución Suprema N° 046-2008-EM del 21 de octubre de 2008.

39 Adenda aprobada mediante Resolución Suprema N° 015-2009-EM, de fecha 06 de marzo de 2009.

40 Decreto Supremo que autoriza a Concesionarios de Transporte y Distribución la instalación de infraestructuras en zonas en las cuales haya ocurrido situaciones de emergencia o desastres naturales.

41 Publicado en el Diario Oficial El Peruano el 25 de mayo de 2013.

42 Aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM.

gas natural a las ciudades cercanas al recorrido de la red de transporte. Para concretar estas derivaciones principales, la norma citada establece los concesionarios de transporte podrán suscribir adendas a sus contratos de concesión incluyendo estas instalaciones.

En ese sentido, la adenda al contrato de concesión de la empresa TGP aprobada mediante Resolución Suprema N° 053-2013-EM, aprueba la ejecución de trabajos para la ampliación de la capacidad de transporte⁴³, y la incorporación de una derivación principal consistente en un gasoducto de aproximadamente 18 Km de longitud y 14» de diámetro, que se iniciará aproximadamente en el KP 277+026 del sistema de transporte de TGP, y culminará en el *city gate* de la ciudad de Ayacucho (provincia de Huamanga). La inversión estimada en esta infraestructura es de US\$ 21.23 millones de dólares.

No obstante la adenda al contrato de concesión prevé que la derivación principal estará lista el mes de septiembre de 2014, debido a la presentación de problemas en la obtención de servidumbres, y en la adquisición de los equipos necesarios, se ha retrasado el proyecto, esperándose que esté listo el primer semestre del 2015.

Es importante tener en cuenta que en la décimo sexta Oferta Pública de Capacidad de Transporte, que se viene realizando a la fecha de elaboración del presente artículo, se está ofertando capacidad de transporte para la entrega en la ciudad de Ayacucho a través de la derivación principal. Los consumidores que reciban el gas a través de la derivación principal deberán pagar una tarifa adicional por el servicio brindado en este tramo.

4.2 Sistema de abastecimiento de GNC y GNV a ciudades andinas

En el año 2012, el Comité de Inversiones del Ministerio de Energía y Minas convocó a concurso público internacional para el desarrollo de la Asociación Pública Privada para el Diseño, Financiamiento, Construcción, Operación y Mantenimiento del Sistema de Abastecimiento de GNC y GNV en las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno, y la posterior transferencia de los bienes del proyecto a título gratuito a favor del Estado. El proyecto fue otorgado el 16 de julio de 2013 a la empresa Graña y Montero Petrolera S.A., la cual constituyó la sociedad operadora Transportadora de Gas Natural Comprimido Andino S.A.C. para la ejecución del contrato.

El proyecto consiste en la instalación de una estación de compresión de gas natural a partir de la cual se suministrará de Gas Natural Comprimido (GNC) a las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno, en donde se instalarán establecimientos de venta al público de GNV que atenderán al parque automotor de las referidas ciudades. Podemos observar que las actividades que forman parte del proyecto se encuentran dentro de la comercialización de GNC y GNV, y se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- **Estación de compresión de Huamanga**, que recibirá gas natural a través de la derivación principal de Ayacucho⁴⁴ y despachará GNC a los camiones cisterna para su transporte a las ciudades del proyecto. Esta infraestructura deberá seguir con las disposiciones establecidas en el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL⁴⁵, (en adelante Reglamento de GNC y GNL), y encontrarse inscrita en el Registro de Hidrocarburos.
- **Carretas o almacenajes de GNC**, con una capacidad mínima de almacenaje de cada carreta de 6 000 m³, a condiciones estándar, con una presión de trabajo de 250 bares.
- **Camiones o tractos** para el traslado de las carretas de GNC desde la estación de compresión de Ayacucho hacia los establecimientos de venta al público de GNV que se instalarán en las ciudades del proyecto. También se suministrará de GNC a las concesiones de distribución por ductos en las ciudades involucradas cuando estas sean otorgadas. Los camiones que brinden este servicio en combinación con las carretas de almacenaje deberán estar inscritos en el Registro de Hidrocarburos del OSINERGMIN como medios de transporte de GNC, conforme al Reglamento de GNC y GNL.
- **Establecimientos de Venta al Público de GNV** que se instalarán en las ciudades del Proyecto. Estos establecimientos deberán cumplir con las disposiciones técnicas y de seguridad establecidas en el Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimientos de Venta al Público de GNV, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2005-EM, incluyendo la inscripción en el registro de Hidrocarburos del OSINERGMIN.

Cabe precisar que al ser un proyecto constituido por actividades de comercialización, el contrato

43 Ver numeral 3.3.2 del presente artículo.

44 Cabe precisar que el contrato prevé la construcción de otra Estación de Compresión en Huancavelica en caso se construya una Derivación Principal a dicha ciudad.

45 Aprobado por Decreto Supremo N° 057-2008-EM.

no otorga una exclusividad territorial a diferencia de los contratos de distribución de gas natural por red de ductos. En ese sentido, cualquier empresa que se encuentre interesada y que cuente con las autorizaciones correspondientes podrá realizar actividades de comercialización de GNV, GNC y/o GNL en el área de influencia del proyecto. Las concesiones de distribución por red de ductos serán concursadas en una segunda etapa del proyecto.

4.3 Concesiones de distribución a través de Gas Natural Licuefactado

En el primer semestre del año 2013, el Comité Pro Conectividad de PROINVERSIÓN convocó a concurso público para otorgar en concesión el proyecto Masificación del Uso de Gas Natural a nivel nacional. El proyecto consiste en el otorgamiento de dos concesiones de distribución de gas natural por red de ductos en las siguientes áreas de concesión:

- **Concesión Norte**, en las regiones Lambayeque, La Libertad, Ancash y Cajamarca.
- **Concesión Sur**, en las regiones Arequipa, Moquegua y Tacna.

El 25 de julio de 2013 se otorgaron ambas concesiones, al Consorcio Promigas – Surtigas (concesión norte) y a la empresa Gas Natural Internacional SDG S.A. (concesión sur).

La característica principal de estas concesiones, y que las diferencia de las concesiones de distribución en Lima e Ica, es que el suministro de gas natural se realizará a través del transporte virtual de GNL desde la Planta de Licuefacción de Perú LNG en Pampa Melchorita hasta las estaciones de regulación y medición de las ciudades a suministrar, donde se regasificará el GNL y distribuirá por ductos a los usuarios finales.

De acuerdo con el literal (f) de la Cláusula 11° de los contratos firmados por ambas empresas, el precio total del GNL cargado en las cisternas de Melchorita no será mayor a 3,78 US\$/MMBTU para los consumidores residenciales y eléctricos menores, y 4,04 US\$/MMBTU para otros consumidores⁴⁶, y su transporte en camiones tendrá un costo de 3,32 US\$/MMBTU para la Concesión Norte, 3,38 US\$/MMBTU para la Concesión Sur Oeste.

Este esquema de distribución a través de los denominados «gasoductos virtuales» se ha desarrollado en países vecinos como Colombia,

Ecuador y Chile; sin embargo, en nuestro país no ha sido regulado, y a partir del otorgamiento de estas concesiones el Ministerio de Energía y Minas y el OSINERGMIN vienen modificando las normas de distribución y comercialización de GNC y GNL para introducir estas modalidades.

Así, el 27 de agosto de 2013, después del otorgamiento de la concesión, pero antes de la firma del contrato, se modificó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incluyendo la posibilidad que dentro de la tarifa (en el margen de distribución) se incorporen los costos por los servicios de Compresión, Descompresión, Licuefacción, Regasificación y Transporte Vehicular de GNC y GNL, es decir, los costos de los «gasoductos virtuales». Asimismo, se incorporó el Título VI-A al Reglamento de Distribución: Abastecimiento de Redes de Distribución de Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuefactado (GNL), estipulando que los Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, podrán ser abastecidos total o parcialmente a través de GNL y GNC; y que para tal efecto, los proyectos para realizar este tipo de suministro deben ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, con opinión previa de OSINERGMIN, e incorporado al Plan Anual y Quinquenal de Inversiones del Concesionario⁴⁷.

Posteriormente, el 31 de diciembre de 2013⁴⁸, se modificó el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL, incorporando un nuevo agente: «la Estación de Carga de GNL», como un conjunto de instalaciones ubicadas en un área aledaña a una Planta de Procesamiento de Gas Natural que licuefactúa gas natural, de uso exclusivo para abastecer a los Vehículos Transportadores de GNL o Unidades Móviles de GNL y/o GNL-GN. Claramente este nuevo agente está dirigido a viabilizar el suministro de GNL a las concesiones del norte y sur oeste, en tanto las instalaciones de Perú LNG están acondicionadas para suministrar GNL a embarcaciones y no a vehículos terrestres.

Por su parte, OSINERGMIN publicó el 30 de enero de 2014⁴⁹ el proyecto Procedimiento para el Abastecimiento mediante GNC o GNL a determinadas áreas de las Concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. A la fecha no se ha publicado la versión final de dicha norma.

4.3.1 Concesión de distribución norte

Entrando específicamente a cada una de las concesiones, el proyecto de distribución en el

46 Costo actualizado al mes de abril de 2013.

47 Decreto Supremo N° 033-2013-EM.

48 Decreto Supremo N° 046-2013-EM.

49 Resolución de Consejo Directivo 012-2014-OS/CD.

norte fue otorgado a la Sociedad Concesionaria Gases del Pacífico S.A.C., empresa formada por el consorcio Promigas - Surtigas⁵⁰. En una primera etapa del proyecto, se prevé el suministro de gas natural a las ciudades de Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Cajamarca, Chiclayo, y Lambayeque, con una inversión estimada de US\$ 142'000,000.

El compromiso de la empresa concesionaria, que le valió la adjudicación de la concesión, fue la conexión de 150,137 clientes residenciales en un plazo de cinco años, de acuerdo al siguiente detalle:

Primer Plan de Conexiones						
Ciudad	2016	2017	2018	2019	2020	Total por ciudad
Chimbote	5,044	7,399	6,390	6,110	380	25,323
Chiclayo	7,446	10,923	9,432	9,019	914	37,734
Trujillo	10,332	15,155	13,089	12,514	674	51,764
Huaraz	1,813	2,661	2,297	2,197	400	9,368
Cajamarca	3,420	5,016	4,332	4,142	590	17,500
Lambayeque	1,152	1,690	1,460	1,396	164	5,862
Pacasmayo	497	729	630	602	128	2,586
Total por año	29,704	43,573	37,630	35,980	3,250	150,137

Como se ha indicado anteriormente, la empresa Gases del Pacífico ha solicitado la concesión de distribución en la región Piura, a fin de consolidar su posición comercial en el norte del Perú, no obstante la empresa Sechura Oil también ha manifestado su interés, por lo que se espera para el 2014 el otorgamiento de la concesión.

4.3.2. Concesión de distribución sur oeste

Respecto al proyecto en el sur oeste, la concesión fue otorgada a la Sociedad Concesionaria Gas Natural Fenosa Perú S.A., empresa formada por Gas Natural Internacional SDG S.A. El proyecto contempla el suministro de gas natural a las ciudades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna, con una inversión estimada de US\$ 60'000,000.

Para la adjudicación de la concesión, la empresa se comprometió a conectar a 64 000 usuarios en un plazo de siete años, de acuerdo al siguiente detalle:

Primer Plan de Conexiones								
Ciudad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total por ciudad
Arequipa	1 404	4 664	12 081	6 473	9 874	3 467	2 199	40 162
Moquegua	114	392	999	623	838	291	186	3 443
Tacna	557	1 856	4 773	2 585	3 905	1 371	870	15 917
Ilo	155	521	1 346	726	1 100	385	245	4 478
Total por año	2 230	7 433	19 199	10 407	15 717	5 514	3 500	64 000

Si bien la concesión está proyectada para suministrar gas natural a través de GNL, posteriormente se podrá conectar a un ducto de transporte cuando inicie operación el gasoducto sur peruano (proyecto sobre el que comentaremos más adelante).

4.4 Transporte de gas natural al sur del país

4.4.1 Antecedentes

El año 2008 se adjudicó a la empresa Kuntur Transportadora de Gas⁵¹ (en adelante, Kuntur) la concesión para desarrollar y construir un gasoducto de aproximadamente 1085 km que lleve el gas desde Camisea al sur del país. Posteriormente, la empresa constructora brasileña Odebrecht adquirió el control de la empresa y el proyecto.

No obstante la existencia de un contrato, un cronograma de obras, tarifas aprobadas y hasta una simbólica «primera piedra» en la ciudad de Quillabamba, el proyecto se encuentra paralizado. Con la publicación de la Ley N° 29970, Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el sur del país, se condenó a muerte al proyecto de Kuntur, en tanto la mencionada Ley promueve el concurso de un ducto de transporte al sur del país.

Si bien una concesión de transporte no restringe la instalación de otros ductos paralelos a los ya existentes u otorgados por parte de otros concesionarios (como si ocurre en el caso de las concesiones de distribución de gas natural), no resulta económicamente viable la operación de dos proyectos paralelos dirigidos al sur del país, razón por la cual sobrevivirá sólo el proyecto establecido en la Ley 29970, el mismo que cuenta con ingresos garantizados; y más aún teniendo en cuenta que ambas concesiones se encuentran controladas por empresas del grupo Odebrecht. En ese sentido, existe la voluntad tanto de Kuntur como del Ministerio de Energía y Minas de acordar la finalización de la concesión por acuerdo de partes.

4.4.2 Sistema de seguridad y gasoducto sur peruano

El 24 de febrero de 2013, PROINVERSIÓN convocó al Concurso Público Internacional Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano. Tras una serie de postergaciones, el 9 de abril de 2014 se publicó la segunda versión del contrato de concesión, delimitando el proyecto a los siguientes tramos⁵²:

50 A través de Resolución Suprema N° 067-2013-EM, publicada el 18 de octubre de 2013, se otorgó la concesión.

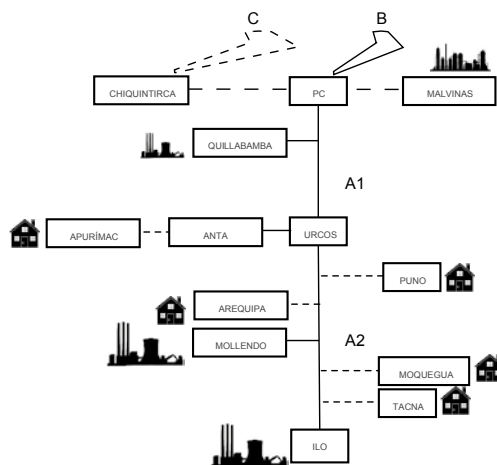
51 Al momento de la adjudicación, empresa filial del Fondo de Inversiones Conduit Capitals Partners.

52 La versión suscrita del contrato confirma el alcance del proyecto: http://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/PC_H_SEGURIDAD/FINAL_CONTRATO_GASODUCTO_SUR_PERUANO_FIRMADO.pdf (consulta: jueves 28 de agosto de 2014).

- **Tramo B:**
Gasoducto y Poliducto desde la Planta de Separación Malvinas hasta el Punto de Conexión con el sistema de transporte existente.
- **Tramo A:**
Es la parte del Sistema Integrado necesario para el transporte de gas natural desde el Punto de Conexión de Gas hasta la central térmica de Ilo en la región Moquegua pasando por Mollendo para abastecer la central térmica de Mollendo. Este tramo incluye las facilidades que permitirán la conexión de los gasoductos regionales: Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna. Estará compuesto por los siguientes Tramos:
 - ✓ **Tramo A1:**
Es el segmento del Tramo A que permitirá el transporte de Gas Natural desde el Punto de Conexión de Gas hasta el distrito de Urcos.
 - ✓ **Tramo A2:**
Es el segmento del Tramo A que permitirá el transporte de Gas Natural desde el distrito de Urcos hasta la central térmica de Ilo, ubicada en la región Moquegua, pasando por Mollendo para abastecer la central térmica de Mollendo.
- **FEED y EIA del Tramo C:**
El Concesionario deberá realizar el FEED y la línea base del EIA para el Tramo C, que comprende un gasoducto y poliducto desde el Punto de Conexión hasta la Planta de Compresión de Chiquintirca.
- **FEED y EIA de los Gasoductos Regionales:**
El Concesionario deberá realizar el FEED y la línea base del EIA para los Gasoductos Regionales desde Puntos de Derivación en el Tramo A hacia las regiones de Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.

El Concesionario será responsable del diseño, financiamiento, construcción, suministro de bienes y servicios, explotación de los bienes de la concesión, operación, mantenimiento y transferencia de los bienes al término del plazo del contrato (34 años desde la suscripción del contrato).

Esquema referencial del sistema de transporte⁵³



----- Sistema Existente de Transporte de Gas
 ————— Sistema de Transporte de Gas Natural
 - - - - - Gasoductos Regionales

Para este proyecto, la Ley N° 29970 y su reglamento⁵⁴ han establecido un ingreso garantizado, el mismo que retribuirá el costo de servicio ofertado dentro del plazo del contrato. Cabe precisar que el costo del servicio comprende todos los costos de inversión, de operación y mantenimiento necesarios para la prestación del servicio del Tramo B⁵⁵, Tramo A1 y Tramo A2⁵⁶, y es el valor que ofertado en la propuesta económica para la adjudicación de la concesión.

OSINERGMIN será el administrador del Mecanismo de Ingresos Garantizados, y velará por su correcta aplicación. Para ello, OSINERGMIN regulará el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), que se adicionará al Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión para cubrir posibles déficits entre el Ingreso Garantizado Anual y lo recaudado por los servicios que brinde el concesionario en el transporte de gas natural; y el Cargo Tarifario SISE⁵⁷, que cubrirá los ingresos garantizados del ducto de líquidos en el Tramo B.

Paralelamente al proceso para la adjudicación de la concesión, se convocó a los interesados en constituirse como Consumidores Iniciales⁵⁸ del proyecto, quienes podrán disponer de las siguientes medidas de promoción⁵⁹:

53 Fuente: PROINVERSIÓN.

54 Aprobado por Decreto Supremo N° 005-2014-EM, publicado el 5 de febrero de 2014.

55 Se incluye dentro del Costo del Servicio del Tramo B los costos del FEED y Estudio de Línea base del Tramo C (calculado, en US\$ 10'000,000 de acuerdo a la versión final del contrato).

56 Se incluye dentro del Costo del Servicio del Tramo A2 los costos del FEED y Estudio de Línea base de los Gasoductos Regionales.

57 Cargo creado mediante Ley N° 29852 para remunerar el Sistema de Seguridad Energética en hidrocarburos.

58 Cabe precisar que las centrales térmicas que conforman el Nodo Energético del Sur, y que se ubicarán en Ilo y Mollendo, constituyen los primeros consumidores iniciales del proyecto.

59 Conforme al artículo 5° del Reglamento de la Ley 29970.

- Montos máximos o descuentos para las tarifas que correspondan.
- Prioridad en la asignación de Gas Natural, dentro del segmento correspondiente.
- Los ductos de transporte llegarán hasta las cercanías de las instalaciones de los usuarios, según lo establecido en el contrato.
- Mayores plazos para la recuperación de los volúmenes de Gas Natural pre-pagados (Períodos de *Make Up* y *Carry Forward*).
- Otras señaladas expresamente en los Contratos

Como es de conocimiento público, el 30 de junio de 2014 se adjudicó la concesión al consorcio Gasoducto Sur Peruano conformado por las empresas Inversiones en Infraestructura de Transporte por Ductos S.A. (empresa del grupo Odebrecht) y Enagás Internacional S.L.U. Ambas empresas constituyeron la sociedad concesionaria Gasoducto Sur Peruano S.A., suscribiendo el contrato de concesión el 23 de julio de 2014.

5. Reflexiones finales

El Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022⁶⁰ establece lineamientos, mecanismos, objetivos y proyectos con el fin de incluir el ámbito energético como instrumento para el desarrollo económico, sustentable con el medio ambiente y con equidad, implementando proyectos que permitan ampliar el acceso universal al suministro energético, priorizando el uso de fuentes energéticas disponibles, como el gas natural.

Consideramos que proyectos como los comentados aportan en la descentralización del gas natural, sin embargo nos sigue generando dudas la forma como se está llevando el proceso. Comenzando con la tardía publicación de las

normas necesarias para regular los proyectos. De un repaso rápido a los proyectos detectamos la falta de normas para: regular los cargos CASE y SISE⁶¹, el procedimiento de adelanto de ingresos garantizados, procedimientos que regulen los gasoductos virtuales, procedimientos para la inclusión de costos de GNC y GNL en la tarifa de distribución, modificaciones a los contratos de concesión de Cálidda y CONTUGAS para incluir el uso de GNC y GNL para atender a usuarios domiciliarios en zonas donde no llega el gas por ductos, etc.

Pero la principal preocupación viene de más arriba de la cadena, ¿la producción de gas va a satisfacer todos estos proyectos? ¿Bastarán las reservas del Lote 88 para satisfacer la demanda del sur? ¿Bajo qué condiciones se va a explotar el gas natural de los lotes 57, 58 y 76? ¿Cuáles son las reservas reales de esos lotes? ¿Qué precio va a tener el gas natural de los lotes 57, 58 y 76 para el consumo nacional? ¿La Planta Separadora de Gas de Malvinas contará con la capacidad de procesamiento necesaria para satisfacer los 800 MMPCD que requerirían los Consumidores Iniciales del Gasoducto Sur Peruano? ¿Se instalará una nueva Planta Separadora? En distintas entrevistas escuchamos a las autoridades del sector totalmente optimistas al respecto; sin embargo, la información es, por decirlo menos, poco clara.

Si el periodo 2013-2014 está dedicado a la adjudicación de proyectos aguas abajo, los próximos años deben dedicarse a incentivar los proyectos aguas arriba y asegurar el suministro de gas natural a todos estos proyectos. Caso contrario, nos llenaremos de ductos vacíos, camiones de GNC y GNL estacionados y demandas de energía insatisfechas. ☒

60 Aprobado por Resolución Ministerial 203-2013-MEM/DM.

61 Cabe precisar que con fecha 20 de julio de 2014 se publicó en El Peruano la Resolución de Consejo Directivo N° 148-2014-OS/CD, que aprobó el «Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Ingresos Garantizados del Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos – Ductos de Seguridad y Gasoducto Sur Peruano», sin embargo aún queda pendiente la regulación de los cargos.