



Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
División de Gas Natural

Informe N° 0509-2015-GART

Observaciones al Plan de Desarrollo Inicial y Propuesta de Tarifas Iniciales de la solicitud de concesión del servicio de distribución por red de ductos en Piura, presentada por la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C.

Fecha de elaboración: 25 de agosto del 2015

<p>Elaborado por:</p> <p>Oscar EcheGARAY Pacheco Raúl Montoya Benites Rodrigo Carrillo Castillo Marian Núñez del Prado Lovatón</p>	<p>Revisado y aprobado por:</p> <p>[mrevolo]</p>
---	---

**Observaciones al Plan de Desarrollo Inicial
y Propuesta de Tarifas Iniciales de la
solicitud de concesión del servicio de
distribución por red de ductos en Piura,
presentada por la empresa Gases del
Norte del Perú S.A.C.**

Fecha de elaboración: 25 de agosto del 2015

Índice

1	Objetivo	4
2	Antecedentes.....	4
3	Observaciones a la Propuesta Tarifaria	4
3.1	Observaciones Generales – Contenido de la Propuesta.....	4
3.2	Observaciones sobre el Contrato de Suministro de gas natural	5
3.3	Observaciones sobre la Estimación de la Demanda.	5
3.3.1	Demanda del sector residencial	6
3.3.2	Demanda del sector comercial.....	6
3.3.3	Demanda del sector industrial regulado	6
3.3.4	Demanda del sector transporte (GNV).....	7
3.3.5	Demanda en Instituciones Públicas.....	7
3.3.6	Demanda de los clientes especiales	8
3.4	Observaciones al Diseño de la Red	8
3.5	Observaciones al Plan de Inversiones.....	8
3.6	Observaciones a los Costos de Operación	9
3.6.1	Acerca del Sistema de distribución del GNC	10
3.7	Observaciones al Plan de Promoción	11
3.8	Observaciones al diseño tarifario.	11
3.8.1	Metodología	11
3.8.2	Determinación de Categorías Tarifarias.....	13
3.8.3	Margen de estación de servicio.....	14
3.8.4	Pliego tarifario	14
3.8.5	Fórmulas de actualización	15
3.9	Observaciones a Otros aspectos tarifarios.	15
4	Conclusiones.....	16

1 Objetivo

Formular observaciones al Plan de Desarrollo Inicial y Propuesta Tarifaria de la solicitud de concesión del servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la región de Piura, presentada por la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C. (en adelante GASNORP) como parte de los requisitos para el otorgamiento de la concesión a solicitud de parte.

2 Antecedentes

- De conformidad con el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM en concordancia con su Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM (en adelante el “Reglamento”) se establece que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin, es el organismo que aprueba las tarifas máximas a ser aplicadas en las concesiones de distribución de gas natural.
- Mediante Resolución N° 659-2008-OS/CD, modificada con Resolución N° 178-2013-OS/CD, Osinergmin estableció el Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural (en adelante el “Procedimiento”).
- Asimismo, la citada Resolución establece que Osinergmin debe fijar las tarifas de acuerdo al Plan de Desarrollo Inicial aprobado y aceptado por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante MINEM).
- GASNORP, en su calidad de Peticionario de la concesión de distribución de gas natural en la región de Piura, presentó su Plan de Desarrollo Inicial y su propuesta de Tarifas Iniciales al Ministerio de Energía y Minas. Dicha propuesta fue trasladada a Osinergmin mediante Oficio N° 1129-2015-MEM/DGH con fecha 18 de agosto de 2015, iniciándose así el proceso de fijación tarifaria con el Expediente N° 000474-2015.

3 Observaciones a la Propuesta Tarifaria

A continuación se detallan las observaciones a la propuesta de tarifas iniciales de GASNORP, remitida a Osinergmin con Oficio N° 1129-2015-MEM/DGH. Al respecto es necesario precisar que el Organismo Regulador se reserva la potestad de formular observaciones adicionales a las contenidas en el presente informe, cuando éstas se desprendan de nueva documentación presentada con posterioridad a la propuesta tarifaria analizada.

3.1 Observaciones Generales – Contenido de la Propuesta

- 1) Como parte de la Propuesta Tarifaria es necesario que GASNORP presente la carta fianza bancaria de seriedad de solicitud o de validez, vigencia y cumplimiento de la solicitud de concesión, de ser el caso, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5° del Procedimiento.

- 2) Como parte de la propuesta tarifaria es necesario que GASNORP presente la hoja de cálculo del modelo tarifario con sus respectivas base de datos, de tal forma que permita hacer el seguimiento de los resultados obtenidos. La Propuesta Tarifaria debe estar acompañada de información de detalle y el desagregado de todos los resultados presentados, a fin de verificar el sustento correspondiente.
- 3) Es necesario que GASNORP remita copia de las Bases del proceso de concurrencia de solicitudes de concesión llevado a cabo por el MINEM, así como su respectiva propuesta presentada en el marco del mismo, a efectos de que dicha documentación sea considerada para efectos de la evaluación tarifaria.
- 4) Es necesario que en la Propuesta Tarifaria se precise la situación actual de la demanda de los Generadores Eléctricos y la Refinería de Talara, considerando que a la fecha dichas empresas son consumidoras de gas natural y son abastecidos por ductos cuyo régimen legal (propiedad, autorizaciones, condiciones de uso, entre otros) debe ser analizado a efectos de evaluar su inclusión en la demanda del proyecto. Se sugiere que este aspecto sea además coordinado con el MINEM.
- 5) En la Propuesta Tarifaria no se identifica claramente el Plan de desarrollo inicial del proyecto, el cual debe detallar la información más relevante de la propuesta tarifaria y contar con la aprobación del MINEM, por lo que se sugiere solicitar el pronunciamiento de dicha instancia. Al respecto, debe tomarse en cuenta que en concordancia con el numeral 8.4 del Procedimiento, las Tarifas Iniciales carecerán de valor si el Plan de desarrollo inicial incorporado en el contrato de concesión no concuerda, en sus partes esenciales, con el Plan de desarrollo inicial utilizado en el cálculo tarifario.
- 6) Las comparaciones de costos y tarifas deben hacerse sin considerar el Impuesto General a las Ventas (IGV). Debe corregirse este aspecto en toda la Propuesta Tarifaria.
- 7) Precisar a qué se refiere la alusión a “cifras en reales”.

3.2 Observaciones sobre el Contrato de Suministro de gas natural

- 8) El volumen de gas contratado con Petrolera Monterrico S.A. y con Graña y Montero Petrolera S.A., no cubriría, a partir del segundo año, la demanda total de la concesión considerada en el Estudio Tarifario. Es necesario que se precise si el suministro de gas natural a los clientes especiales (refinerías, generadores eléctricos y pesqueras, entre otros,) se hará con cargo al volumen contratado por GASNORP y sustentar la suficiencia del volumen contratado para la atención de la demanda considerada durante el periodo de vigencia de las Tarifas Iniciales.
- 9) El índice WPS1191 utilizado en el Factor de Ajuste del precio del Contrato de Suministro con Petrolera Monterrico S.A. constituye una versión descontinuada por lo que podría presentar inconvenientes en su aplicación. Es necesario revisar y, de ser el caso, modificar dicho índice.

3.3 Observaciones sobre la Estimación de la Demanda.

- 10) Indicar porque no proyectan el incremento de clientes conectados después del octavo año, considerando que las redes se encuentra aptas para el crecimiento de

los clientes conectados en cada categoría. El diseño debe contemplar un crecimiento proyectado para toda la vida del proyecto.

- 11) El estudio de demanda cita como fuente el estudio realizado por Apoyo Consultoría. Es necesario que se acompañe dicho estudio a fin de evaluar adecuadamente los resultados de demanda presentados.
- 12) Es necesario precisar el alcance del proyecto dentro de cada provincia nominada en el estudio, a fin de identificar las localidades o distritos comprendidos en el proyecto. Por ejemplo, no se sabe si el proyecto comprenderá los distritos de Castilla en Piura, Bellavista en Sullana, Los Órganos y el Alto en Talara, entre otros, los cuales estuvieron considerados en estudios anteriores para la concesión de distribución de gas natural en la región Piura.

3.3.1 Demanda del sector residencial

- 13) En las proyecciones de demanda se aprecia que no se presenta el estudio que sustenta el consumo medio por cliente residencial que es de 13 m³/mes. El sustento deberá estar acompañada de la base de datos respectiva que permita determinar dicha demanda, de acuerdo con el artículo 17° del Procedimiento. Por ello, se solicita la información que sustente adecuadamente dicho valor.
- 14) La proyección de la demanda residencial se realiza en función al número de viviendas que consumen GLP, estableciéndose un nivel de captura de 52% del total de dichas viviendas, en un periodo de 8 años. Sin embargo, desde el año 9 hacia adelante la propuesta no considera la incorporación de usuarios residenciales de gas natural. Asimismo, la propuesta considera niveles de captura muy bajos en los primeros años (entre 2% y 7% por año para los primeros 4 años), no sustentándose lo adoptado. Por tanto, la propuesta debe ser reformulada considerando en primer lugar un crecimiento anual natural de clientes potenciales, es decir que consumen GLP; y en base a dicha proyección, el proyecto debe incrementar los niveles de captura en los primeros años, buscando lograr los niveles de captura propuestos, los cuales deberán continuar incrementándose en los años siguientes.

3.3.2 Demanda del sector comercial

- 15) La Propuesta Tarifaria considera que el porcentaje de comercios respecto del número de viviendas asciende a 1%, por lo que se solicita la información que sustente adecuadamente dicho valor.
- 16) La Propuesta Tarifaria considera un consumo unitario medio comercial que asciende a 300 m³/mes de gas natural, por lo que se solicita que sustente adecuadamente dicho valor. A manera de referencia se debe tener en cuenta los consumos unitarios de otras concesiones para la categoría comercial.

3.3.3 Demanda del sector industrial regulado

- 17) En base al estudio de "APOYO Consultoría", en la Propuesta Tarifaria se identifican 42 industrias potenciales para el uso del gas natural, de las cuales se indica que se pudo realizar una encuesta del consumo de energía a 22 empresas. Producto de dichas encuestas, la propuesta extrapola los resultados para el total de las 42

industrias potenciales. Al respecto, se debe presentar de manera detallada los resultados de la encuesta presentados en la Tabla 2-5 y cómo esta se condice con los resultados de la Tabla 2-6 de la Propuesta Tarifaria.

- 18) En la Tabla 2-15 de la propuesta se observa que la demanda industrial permanece constante desde el año 4 hasta el año 12. Al respecto, la propuesta debe considerar una tasa de crecimiento anual de la demanda industrial hasta el año 12.

3.3.4 Demanda del sector transporte (GNV)

- 19) En el numeral 2.2.2.3 de la propuesta, donde se determina la proyección de la demanda del sector vehicular (GNV), no se detalla la información de sustento, ni la fuente de la información utilizada en su análisis. Por tal motivo, se solicita que presenten los argumentos que sustentan dicha proyección. Asimismo, se debe proyectar el crecimiento anual del parque automotor potencial para el GNV, y a partir de este se debe proyectar la conversión anual de unidades.
- 20) Considerar el 25% de conversiones del potencial del vehículos convertibles, sin mayor sustento, resulta muy conservador considerando además que es política de Estado promover las conversiones a GNV mediante promociones con cargo al FISE. A manera de referencia se debe tener en cuenta los ratios de conversión a GNV alcanzados en concesiones de Lima e Ica. Por tanto, se recomienda reformular la propuesta considerando mayores niveles de conversión a GNV del mercado potencial.
- 21) En el numeral 2.2.2.3 de la propuesta se estima entre 3 y 5 estaciones de servicio de gas natural vehicular hasta el año 12 de operación. Considerando este número de estaciones, y la información correspondiente de vehículos a ser convertidos a GNV, les correspondería a cada una estas atender en promedio a 260 vehículos diarios. Dicho ratio por estación resulta bajo respecto a los niveles de atención observados en otras localidades del país, en donde se tiene que en promedio, una estación requiere entre 400 y 500 vehículos por día para alcanzar su punto de equilibrio económico.
- 22) En línea con el comentario precedente, se debe tener presente que a la fecha ya existen 3 estaciones de GNV ubicadas en la provincia de Piura, por lo que pensar proyectar 5 estaciones para toda la concesión y para los 12 primeros años, resulta inadecuado para el potencial de la concesión. Además, de mantenerse este número de estaciones de GNV en la propuesta, significaría que algunas provincias no cuenten con al menos una estación de GNV. Por tanto, se recomienda reevaluar el mercado potencial de vehículos para ser convertidos a GNV y en base a ello se permita dimensionar adecuadamente el número de estaciones, de manera que en lo posible cada una de las provincias, consideradas en el Plan de Desarrollo Inicial, cuenten con al menos una estación de GNV.

3.3.5 Demanda en Instituciones Públicas

- 23) La Propuesta Tarifaria considera la inclusión de 5 instituciones públicas durante el periodo tarifario inicial, lo cual, consideran que este segmento está conformado por hospitales, centros de salud e instituciones educativas, el número de instituciones propuesto no se condice con la realidad, además de no estar considerado en las tablas resumen de la demanda total (Tablas 2-24 y 2-25). Al respecto, se

recomienda reevaluar este sector de demanda y considerarla en la proyección de la demanda total.

3.3.6 Demanda de los clientes especiales

- 24) Como parte de la demanda de este segmento de Clientes Especiales, la propuesta presenta a seis pesqueras, una refinería y dos generadores eléctricos con sus respectivos volúmenes de consumo anual. Al respecto, se debe detallar los criterios para el cálculo de la demanda presentada en las Tablas 2-15 y 2-23.

3.4 Observaciones al Diseño de la Red

- 25) La Propuesta Tarifaria no incluye el detalle del diseño hidráulico de la red, en especial de la red de acero. Al respecto, se solicita se incluya una memoria descriptiva de los parámetros y resultados obtenidos a partir de las simulaciones hidráulicas que permitieron determinar las longitudes, diámetros, caudales y perfil de presiones; que sustentan la infraestructura propuesta, cuyo diseño debe ser lo más eficiente para abastecer la demanda proyectada y ser capaz de suministrar gas natural a los clientes potenciales de la zona, cubriendo su proyección de demanda por un periodo de 20 años, ello en concordancia con los numerales 21.1 y 21.2 del Procedimiento.

- 26) La Propuesta Tarifaria no incluye el diseño de las instalaciones proyectadas, de la red de distribución mediante planos geográficos donde se aprecie el recorrido de los ductos, diámetros y presiones nominales de operación, identificando las instalaciones existentes que la empresa prevé adquirir y las proyectadas. Asimismo, no se ha presentado la tabla de datos conteniendo las características técnicas de los componentes del sistema de distribución, de acuerdo con el numeral 21.4 del Procedimiento. Por tanto, se deberá cumplir con presentar dicha documentación.

Adicionalmente deberá presentar, de ser posible, la información GIS de los planos antes señalados, de acuerdo con el numeral 21.7 del Procedimiento.

Cabe precisar que los planos deben presentarse en archivos digitales, ya sea en formato CAD o en algún otro formato que permita su reproducción y almacenamiento.

3.5 Observaciones al Plan de Inversiones

- 27) Respecto a los valores unitarios de los gasoductos de acero mostrados en la Tabla 2-39 de la Propuesta Tarifaria, no se presenta el sustento respectivo. Dichos costos unitarios deben ser desagregados por materiales, equipos, instalación-tipo de terreno-, gastos generales y utilidad del contratista, ello en concordancia con el artículo 23° del Procedimiento. Por lo que se recomienda incluir el sustento mencionado. El mismo criterio debe aplicarse de manera general para sustentar todos los costos de inversión tales como los presentados en los numerales 2.4.3.3, 2.4.3.4, entre otros.

Debe considerarse que para efectos de sustentar los costos de inversión no resulta suficiente indicar el valor, sino que se requiere complementar dicha información con cotizaciones, facturas u otros documentos que sustenten la cifra.

- 28) En el numeral 2.4.3.2 de la Propuesta Tarifaria se presenta la inversión correspondiente a la estación de compresión que asciende a US\$ 5,7 Millones. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicha inversión y detallar las características técnicas (potencia, caudal, ratio de compresión, etc.) de dicha estación.
- 29) En la tabla resumen del numeral 2.4.3.4 de la Propuesta Tarifaria, los metrados de la red de polietileno no coinciden con los 1675 km de red de polietileno a que se hace referencia en el numeral 2.4.1. de la propuesta referido a los aspectos generales del trazado.
- 30) Se debe sustentar los costos de las Otras Inversiones señaladas en el numeral 2.4.4 de la Propuesta Tarifaria, especialmente lo considerado en Otros activos. No se consigna el detalle de los costos consignados.
- 31) La Propuesta Tarifaria contempla como parte de los costos de inversión, los gastos previos al otorgamiento de la concesión. Al respecto, es necesario que se sustente, considerando la normativa vigente, la procedencia de incluir dichos gastos como parte de la base tarifaria.
- 32) En el numeral 2.4.5.2 de la Propuesta Tarifaria, referida a gastos pre-operativos (posteriores al otorgamiento de la concesión), se consigna el rubro "Propuesta Tarifaria"; sin embargo, la elaboración de dicha propuesta tarifaria constituye un costo hundido incurrido de manera previa al otorgamiento de concesión.

3.6 Observaciones a los Costos de Operación

- 33) Los costos de operación están segmentados en los siguientes grupos: i) gastos de personal, ii) gastos operativos y, iii) otros gastos.

Referente a los gastos de personal, aplican una fórmula para calcular el salario medio en función de la categoría jerárquica del personal, un factor prestacional de 45% y un multiplicador asociado a la cada jerarquía. Los valores presentados no tienen el respectivo sustento por lo que se obtienen sueldos mensuales de US\$ 725 para el personal de apoyo y US\$ 25 883 para el Gerente General. Se recomienda sustentar los drivers que dan origen a dicho nivel de remuneraciones.

En la Tabla 2-30 de la Propuesta Tarifaria se presenta la proyección de los costos de personal para los 32 años de la concesión. Dichos costos deben ser debidamente sustentados. Asimismo debe explicarse qué considera el rubro "Gastos varios asociados emple." presentado en la fila 3 de la tabla en mención. A manera de referencia se deben evaluar ratios operativos de otras concesiones como las de Lima e Ica, a fin de compararlos y establecer los niveles de costos de personal aplicables a la concesión bajo análisis.

Adicionalmente, se recomienda incluir mayor detalle respecto de la organización de personal (organigrama) considerada para la estructura detallada de la empresa.

- 34) En relación a los Gastos Operativos, en la Tabla 2-31 de la Propuesta Tarifaria se presentan los impulsores de costos y en la Tabla 2-32 se presentan los Gastos de operación y mantenimiento, sin embargo no queda claro cómo se obtienen los referidos gastos. Se solicita se detalle la forma de obtención de dichos gastos.

- 35) En relación al rubro Otros Gastos, estos comprenden:
- a) Las provisiones por incobrables. La Propuesta Tarifaria considera un ratio de 1,5% de la facturación. Al respecto, se debe tener presente que para el caso de la Concesión de Lima y Callao, este ratio asciende a 0,5%. Por tanto, se solicita reevaluar dicho ratio.
 - b) Pérdidas físicas y comerciales. La Propuesta Tarifaria considera un ratio de 2% del costo total del gas distribuido. Al respecto, se debe tener presente que para el caso de la Concesión de Lima y Callao, este ratio asciende a 0,37%. Por tanto, se solicita reevaluar dicho ratio.
 - c) Revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas para consumos menores a 300 m³/mes. La Propuesta Tarifaria considera un costo unitario promedio de 90 US\$/Cliente, el mismo que incluye el costo de la inspección y el mantenimiento de la instalación interna y acometida. Al respecto, se debe tener presente que para el caso de la Concesión de Lima y Callao, este costo unitario asciende a 27,6 US\$/Cliente. Por tanto, se solicita reevaluar dicho costo unitario.
- 36) En relación a la metodología para la determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento, el numeral 24.3 del Procedimiento establece como parte de los criterios para sustentar dichos costos, la definición de una empresa modelo. La Propuesta Tarifaria no ha sustentado adecuadamente la aplicación de dicho criterio, siendo necesario que se subsane tal omisión y se detalle la estructuración de la empresa modelo con su respectivo sustento.
- 37) La Propuesta Tarifaria presenta diversas comparaciones de ratios de empresas distribuidoras de gas natural de América Latina (pág. 51 a la 60); sin embargo, señala que los nombres de dichas distribuidoras se mantienen en reserva por razones de confidencialidad. Al respecto, es indispensable que se identifiquen las empresas consideradas en el estudio benchmarking, ello a fin de que el Regulador tenga herramientas suficientes para evaluar los resultados presentados. Una de las finalidades del presente requerimiento es la necesidad de conocer el nivel de eficiencia de las empresas utilizadas como referencia, lo que permitirá validar las fuentes y los resultados de la propuesta.
- 38) La Propuesta Tarifaria cita como fuente de información el estudio elaborado por la consultora Quantum en el año 2011, siendo necesario que se remita el referido estudio a efectos de sustentar adecuadamente la propuesta.

3.6.1 Acerca del Sistema de distribución del GNC

- 39) Sobre los costos unitarios empleados para la valorización de las inversiones y la determinación de los costos de operación y mantenimiento para la distribución con GNC, se solicita GASNORP que presente el sustento de dichos costos, los mismos que puede sustentarse a través de cotizaciones, información de aduanas, catálogos de proveedores especializados y/o información de otras concesiones de gas natural similares.
- 40) Los costos del Suministro virtual deben reflejarse en un Margen de distribución con GNC, que debe ser sumado al Margen de Distribución de la Concesión por red de

ductos, en concordancia con el Reglamento de Distribución. Es decir, el Margen de distribución con GNC debe ser propuesto como un valor independiente del Margen de Distribución por ductos. Debe evaluarse la alternativa más eficiente para el uso de las inversiones que se efectúen para el suministro con GNC, de modo que dichas inversiones continúen siendo utilizadas para la prestación del servicio en zonas alejadas de las redes (no consideradas en el Plan de Desarrollo inicial). Tener en cuenta que las revisiones tarifarias únicamente consideran costos eficientes.

3.7 Observaciones al Plan de Promoción

- 41) La propuesta prevé un mecanismo de promoción para el Plan de desarrollo inicial, proponiéndose un monto de US\$ 529 por cliente para cubrir el costo de conexión. Al respecto es necesario sustentar el monto propuesto, principalmente, sustentar que los costos considerados para las instalaciones internas constituyen costos eficientes, identificando su estructura (mano de obra, materiales y equipos).
- 42) Para efectos de la implementación del mecanismo de promoción debe tenerse en cuenta lo establecido en los Artículos 112 y 112 a del Reglamento de Distribución.

3.8 Observaciones al diseño tarifario.

3.8.1 Metodología

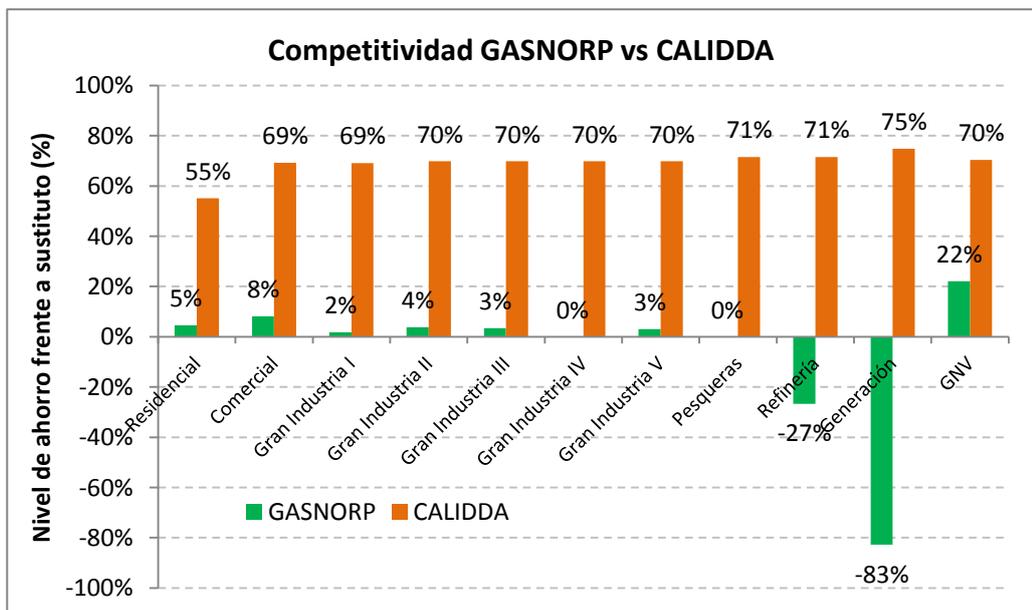
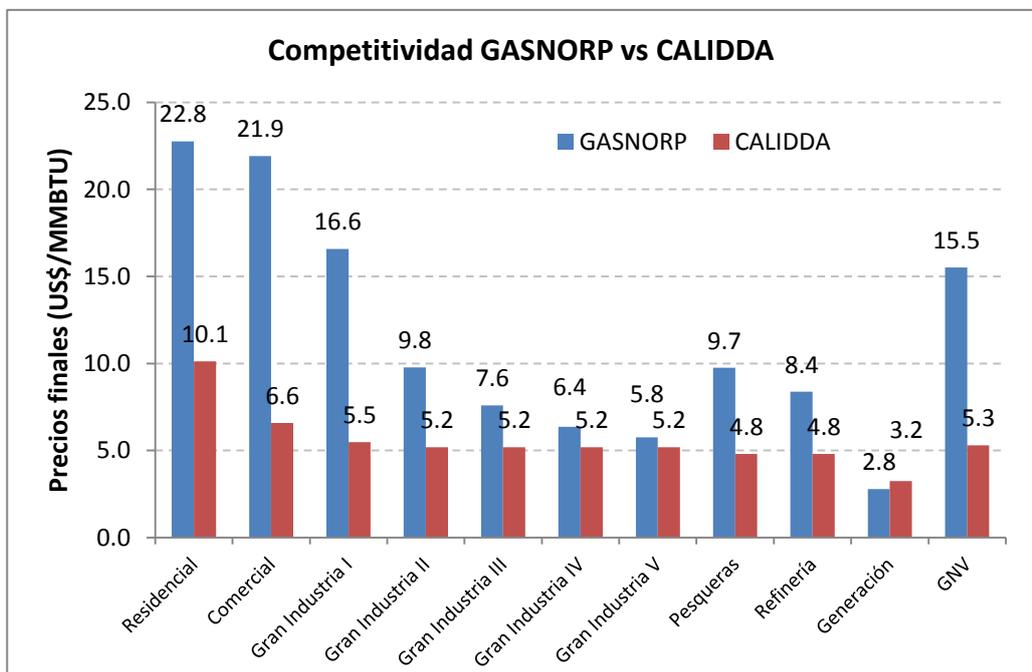
- 43) En la Figura 3-9 de la Propuesta Tarifaria (página 77) se muestran bajos niveles de ahorros para las categorías tarifarias, excepto para Refinerías y Generación, las cuales resultan con precios finales superiores a los de los combustibles sustitutos (actualmente usan gas natural). Lo señalado desincentiva la conversión al gas natural por parte de los usuarios. Estas condiciones de competitividad no están acordes con el Reglamento de Distribución ni con el Procedimiento.

Categoría	VAD sin IGV [USD/m ³]	VP Demanda [miles de m ³]	VP Ingresos [miles de USD]	T Final c/IGV [USD/MMBTU]	Ahorro %	T Costo Medio c/IGV [USD/MMBTU]
Residencial/Comercial Pequeño	0,73	17.212	12.596	26,86	-5%	39,33
Comercial/Pequeña Industria	0,70	4.547	3.187	25,85	-8%	27,93
Gran Industria I	0,51	24.218	12.346	19,56	-2%	25,08
Gran Industria II	0,27	158.254	42.097	11,54	-4%	20,56
Gran Industria III	0,19	-	-	8,96	-3%	16,54
Gran Industria IV	0,14	-	-	7,50	0%	13,90
Gran Industria V	0,12	-	-	6,79	-3%	13,16
Pesqueras	0,25	32.960	8.118	11,50	0%	12,94
Refinería	0,20	240.071	47.325	9,88	27%	4,03
Generación	0,05	710.070	32.174	3,29	83%	2,40
GNV	0,47	21.028	9.925	18,31	-22%	36,19

Por otro lado, se ha comparado los niveles de ahorro propuestos por GASNORP respecto de la concesión de CALIDDA (Lima y Callao), observándose que los precios finales de gas natural por categoría tarifaria que se obtendrían en la concesión de Piura, son mayores a los que se aplican actualmente en Lima y Callao, excepto para

el caso de generación eléctrica. Dicho análisis se observa en la siguiente tabla y gráficos.

Competitividad de GASNORP vs CALIDDA		GASNORP			CALIDDA		
		Precio final	Ahorro	Sustituto propuesto	Precio final	Ahorro	Sustituto
		US\$/MMBTU	%		US\$/MMBTU	%	
A	Residencial / Comercial pequeño	22,8	5%	GLP	10,1	55%	GLP
B	Comercial / Pequeña industria	21,9	8%	GLP	6,6	69%	GLP
C	Gran Industria I	16,6	2%	R500, Diesel, GLP	5,5	69%	R500, Diesel, GLP
D	Gran Industria II	9,8	4%	GNC	5,2	70%	Residual
E	Gran Industria III	7,6	3%	Gas	5,2	70%	Residual
F	Gran Industria IV	6,4	0%	Carbón	5,2	70%	Residual
G	Gran Industria V	5,8	3%	Carbón	5,2	70%	Residual
H	Pesqueras	9,7	0%	Gas	4,8	71%	Residual
I	Refinería	8,4	-27%	Gas	4,8	71%	Residual
J	Generación	2,8	-83%	Gas	3,2	75%	Residual
K	GNV	15,5	22%	GLP	5,3	70%	GLP



Por tanto, GASNORP deberá reevaluar los niveles de ahorros de cada categoría tarifaria propuesta, de modo tal que el uso del gas natural en Piura resulte competitivo frente a sus sustitutos.

- 44) Con respecto a los precios de los sustitutos, se solicita indicar a qué fecha corresponden dichos precios y sus fuentes de información.
- 45) Del cálculo de las tarifas de la Propuesta Tarifaria, se desprende que esta considera un factor de conversión de volumen, basado en un Poder Calorífico del gas natural promedio, equivalente a 27,9 m³ por MMBTU. Se requiere el sustento de dicho valor.

3.8.2 Determinación de Categorías Tarifarias

- 46) La Propuesta Tarifaria contempla 11 categorías tarifarias, de las cuales 5 corresponden al sector de la gran industrial, separando de estas a las Pesqueras y Refinerías. Es necesario que GASNORP sustente el porqué de la segmentación de la gran industria, más aún cuando consigna el mismo margen de distribución y comercialización para cuatro de estas categorías. En el mismo sentido, debe sustentarse la razón por la cual se crean categorías especiales de Pesqueras y Refinerías, teniendo en cuenta que el Reglamento de Distribución establece como primer criterio de segmentación, para definir las categorías, el volumen de consumo.
- 47) Respecto a las categorías tarifarias, GASNORP debe sustentar la metodología con la cual se han determinado los rangos de consumo para cada una de las categorías propuestas.
- 48) Se debe sustentar los criterios para la selección de los combustibles sustitutos considerados para la evaluación de la competitividad en cada categoría tarifaria, en especial para las categorías industriales.
- 49) Con respecto a la determinación de los rangos de consumo de las categorías tarifarias, es importante señalar que:
 - Al calcular el consumo medio de la categoría B, este resulta fuera de los límites del rango para dicha categoría, tal como se puede apreciar en la tabla consignada en la parte inferior.
 - Teniendo en consideración que el consumo medio (301 m³/mes) de la categoría B se concentra en el límite superior del rango propuesto, se recomienda reevaluar dicho límite. La misma situación se observa en la categoría D.
 - En la Propuesta Tarifaria se menciona que el consumo medio de la categoría A es de 13 m³/mes, sin embargo, al hacer el cálculo de dicho consumo, el resultado que se obtiene es de 11 m³/mes. Por tanto, GASNORP debe revisar de manera integral sus cálculos de la Propuesta Tarifaria.

Categoría		Rangos de consumo (m3/mes)		Consumo medio calculado
				cliente / mes
		Desde	Hasta	m3/mes
A	Residencial / Comercial pequeño	0	30	11
B	Comercial / Pequeña industria	30	300	301
C	Gran Industria I	300	300.000	36.400
D	Gran Industria II	300.000	5.000.000	4.059.808
E	Gran Industria III	5.000.000	8.000.000	0
F	Gran Industria IV	8.000.000	15.000.000	0
G	Gran Industria V	Más de	15.000.000	0
H	Pesqueras	-	-	96.222
I	Refinería	-	-	5.051.775
J	Generación	-	-	7.470.958
K	GNV	-	-	120.144

3.8.3 Margen de estación de servicio

- 50) En el numeral 3.5 de la Propuesta Tarifaria no se consigna el sustento del margen para la estación de servicio de GNV (margen del expendedor) que asciende a 8.3 US\$/MMBTU, es necesario subsanar dicha omisión.

3.8.4 Pliego tarifario

- 51) Con respecto a los márgenes de Comercialización y Distribución de la sección 3.6 Cargos Tarifarios, se solicita el sustento de la asignación de dichos conceptos entre las categorías tarifarias propuestas.
- 52) Para el caso de las categorías que representen a los Consumidores Independientes (con consumos mayores a 30 000 m³/día) y a los Generadores Eléctricos, debe considerarse que la metodología de facturación aplicable, debe ser distinta a la que corresponde a las demás categorías, toda vez que la metodología de facturación debe permitir recoger la potestad que tienen estos clientes de contratar el suministro de gas natural directamente del Productor. Considerando lo señalado, es que los procedimientos de facturación establecidos para las concesiones existentes prevén una metodología de facturación diferenciada, tal como se aprecia por ejemplo en el Artículo 13 de la Resolución N° 086-2014-OS/CD (y sus modificatorias) que aprueba las tarifas de distribución de la concesión de distribución de gas natural por redes de Lima y Callao.

Por lo expuesto, es necesario que se corrija el método de facturación utilizado para efectos de determinar los pliegos tarifarios de las categorías que representen a los Consumidores Independientes y a los Generadores Eléctricos.

- 53) Con respecto a los Cargos Tarifarios de comercialización y distribución calculados en la sección 3.6 de la Propuesta Tarifaria, se solicita revisar los parámetros de cálculo utilizados, ya que al realizar la comprobación mediante la determinación de un Margen Medio de Distribución, este no resulta igual a los Márgenes de Distribución

calculados en base al ahorro respecto del combustible sustituto (figura 3-9 – pág.77), tal como se aprecia en la tabla siguiente:

Categoría		Márgenes Medios calculados mediante Cargos Tarifarios (Tablas 3-35 y 3-36)	Márgenes Medios de distribución calculados en base al sustituto (figura 3-9)	Diferencia
		US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU
A	Residencial / Comercial pequeño	20,40	20,34	0,06
B	Comercial / Pequeña industria	19,53	19,50	0,03
C	Gran Industria I	13,02	14,21	-1,20
D	Gran Industria II	7,06	7,52	-0,47
E	Gran Industria III	5,29	5,29	0,00
F	Gran Industria IV	3,90	3,90	0,00
G	Gran Industria V	3,34	3,34	0,00
H	Pesqueras	6,86	6,97	-0,10
I	Refinería	2,47	5,57	-3,10
J	Generación	0,56	1,39	-0,83
K	GNV	10,98	13,10	-2,12

- 54) No se especifica cual será el tipo de cambio utilizado al momento de la facturación de los clientes.

3.8.5 Fórmulas de actualización

- 55) En lo que respecta a la fórmula de actuación propuesta FA1 en la sección 3.8 de la Propuesta Tarifaria, se introducen índices que no se utilizan en la industria de la distribución de gas natural en el país, específicamente, los índices RBEGyA y el FA2.

Al respecto, debe considerarse que en concordancia con el Artículo 30° del Procedimiento, la fórmula de actualización toma en cuenta como factor relevante de los costos el Índice de Precios al por Mayor (IPM), publicado por el INEI, y otro índice que refleje la variación de los materiales mayormente utilizados en el sistema de distribución. Asimismo se sugiere tener en consideración los factores definidos para las concesiones de distribución de gas natural existentes en el país.

3.9 Observaciones a Otros aspectos tarifarios.

- 56) En la propuesta tarifaria no se especifica el factor k aplicable a los casos de determinar la viabilidad de nuevos suministros.
- 57) Es necesario que se propongan y sustenten los otros Cargos Tarifarios Complementarios previstos en el Reglamento de Distribución que resulten aplicables, a fin de que los mismos puedan ser aplicados posteriormente a los consumidores de la concesión, tales como:
- Cargos por inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas de clientes mayores a 300 m³/mes.
 - Cargo máximo de corte y reconexión de servicio.

- c) Derecho de Conexión.
- 58) Tener en consideración que el Reglamento de Distribución no prevé el cargo de Tubería de Conexión, debido a que en su lugar se considera el Derecho de Conexión. Asimismo, de conformidad con el Artículo 112 de la misma norma, los Cargos por inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas de clientes menores a 300 m³/mes, deben formar parte de la base tarifaria de la concesión.

4 Conclusiones

- Se ha identificado un total de 58 observaciones a los documentos presentados por GASNORP como parte de su Propuesta Tarifaria, las mismas que deberán ser absueltas a la brevedad para su posterior revisión.
- Entre las observaciones más relevantes se resumen las siguientes:
 - La Propuesta Tarifaria no cuenta con la hoja de cálculo del modelo tarifario así como de los planos de la red de distribución.
 - Se debe precisar la situación actual de la demanda de los Generadores Eléctricos y la Refinería de Talara, considerando que a la fecha dichas empresas son consumidoras de gas natural y son abastecidas por ductos cuyo régimen legal (propiedad, autorizaciones, condiciones de uso, entre otros) debe ser analizado a efectos de evaluar su inclusión en la demanda del proyecto.
 - En la Propuesta Tarifaria no se identifica claramente el Plan de desarrollo inicial del proyecto y esta debe contar con la aprobación del MINEM.
 - El volumen de gas contratado con los productores, Petrolera Monterrico S.A. y Graña y Montero Petrolera S.A., no cubriría, a partir del segundo año, la demanda total de la concesión. Debe precisarse si el suministro de gas natural a la Refinería de Talara y a los generadores eléctricos, se hará con cargo al volumen contratado por GASNORP o estos contratarán directamente con el productor.
 - La Propuesta Tarifaria no cuenta con los sustentos de costos de inversión, es decir costos unitarios desagregados por materiales, equipos, instalación-tipo de terreno-, gastos generales y utilidad del contratista, entre otros.
 - La Propuesta Tarifaria no sustenta adecuadamente la empresa modelo utilizada para determinar los costos de operación y mantenimiento (OPEX).
 - La segmentación por categorías tarifarias (11 en total) no está debidamente sustentada y su aplicación no resultaría práctica.
 - Las tarifas de distribución resultan elevadas respecto a las concesiones existentes, lo cual le quita competitividad al gas natural en el Región Piura, con el consiguiente riesgo de no concretarse las conversiones a este combustible.