

1. Análisis de comentarios y sugerencias del Proyecto Modernización de la Refinería Talara – Petroperú S.A.

El señor Elder Eloy Ruiz Diaz, funcionario del Proyecto Modernización de la Refinería Talara (PMRT) – Petroperú (en adelante “Proyecto”) con fecha 25 de enero de 2016, presentó tres (03) comentarios y/o sugerencias a la Resolución Tarifaria, los cuales analizamos a continuación:

1.1. Comentario N° 1 – Sobre la subestimación de la Demanda proyectada de la Refinería Talara con el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT)

Al respecto, el interesado señala que la demanda adicional de 2.0 MMPCD por el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara que ingresaría en el año 6 de la Concesión está subestimado, dado que la Nueva Refinería Talara tendría un consumo mínimo de 10.0 MMPCD de gas natural, en operación normal un rango de consumo de 11.0 a 20.0 MMPCD, y para casos de emergencias operativas hasta 35.0 MMPCD; asimismo considera que dicho volumen debe ingresar a partir del año 4 de la Concesión (año 2019). De otro lado, indica que el requerimiento de capacidad del Proyecto fue puesto en conocimiento de la DGH con Carta N° PMRT-SO-1247-2015 de fecha 28 de setiembre de 2015.

Finalmente, el interesado solicita que se actualice la demanda de la Nueva Refinería Talara en la Resolución Tarifaria, dado que por la magnitud del consumo lo consideran relevante en el cálculo de las tarifas de distribución para la Concesión.

Análisis de Osinergmin

La demanda que se utilizó para elaborar la Propuesta Tarifaria de Osinergmin se basó en tres fuentes de información: la primera corresponde a lo señalado en el informe que sustenta la Propuesta Tarifaria presentada por la Peticionaria (Informe Gasnorp), la segunda fuente utilizada proviene del estudio que acompañó a la Propuesta Tarifaria del Peticionario definido como “Estudio de Mercado Evaluación de la Oferta y Demanda de Gas Natural en el Norte del Perú” (en adelante “Estudio de Mercado”); y la tercera fuente, es el estudio de “Evaluación para el desarrollo de nuevas concesiones de distribución de gas natural – Caso Piura y Tumbes” (en adelante “Estudio de Nuevas Concesiones”).

En el Cuadro N° 1 se muestra los valores utilizados para cada una de las fuentes señaladas.

Cuadro N° 1
Consumo Promedio de la Refinería de Talara
(Mil m³/año)

Informe GASNORP	Estudio de Mercado	Nuevas Concesiones
66 607	66 665	67 182

Se debe señalar, que la demanda de la refinería de Talara se determinó a partir del promedio de las demandas consignadas en el Cuadro N° 1 obteniéndose como resultado 66 817,9 Mil m³/año.

Asimismo, cabe señalar que Osinergmin mediante el oficio 0034-2016-GART solicitó a Petroperú información respecto de la demanda del PMRT. Al respecto, al cierre de la elaboración del Informe Técnico N° 0035-2016-GART que sustentó el Proyecto de Resolución que Fija las Tarifas de Distribución de Gas Natural de la Región Piura, el Regulador no contaba aún con la información solicitada.

Finalmente, dado que ahora se cuenta con la información solicitada, se debe incrementar la demanda actual a 20 MMPCD tomando en cuenta los comentarios de Petroperú y lo señalado en su carta RTAL 013-2016 de fecha 28 de enero de 2016.

En conclusión, se acepta el comentario

1.2. Comentario N° 2 – Sobre la estimación de los Costos de Inversión (CAPEX)

Sobre el particular, el interesado indica que en el numeral 4.3 del Informe Técnico N° 0035-2016-GART se señala que la longitud de tubería de acero que alimenta a la Refinería Talara es de 16.4 Km y en el Cuadro N° 19 del mencionado informe se considera un diámetro de 8” para la red de acero a la Refinería.

De acuerdo a lo señalado, solicita se confirme si el diámetro de 8” puede cubrir la capacidad requerida por la Refinería, la misma que debe tener la capacidad suficiente para cubrir su consumo máximo de hasta 35.0 MMPCD.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a lo señalado por la empresa, en efecto, el ducto que suministraría a la Refinería Talara es de acero, tiene una longitud aproximada de 16,4 Km y un diámetro de 8 pulgadas.

El diámetro señalado se obtuvo a partir del modelamiento hidráulico del suministro para la refinería, realizado mediante el software Gasworks 9.0.

Para el cálculo, se consideraron los siguientes criterios:

- Volumen de diseño: el volumen utilizado para el diseño del ducto fue 35 MMPCD. Volumen máximo que, de acuerdo a la información técnica alcanzada por Petroperú¹, será requerido por la refinería en condiciones de emergencia operativa.
- Presión de cabecera: la presión de cabecera utilizada en la simulación es de 40 bar.
- Velocidad máxima: la velocidad máxima admisible para el gas natural asciende a 30 m/s, de acuerdo a la Norma ASME B31.8 (2014).

Los resultados obtenidos para las condiciones señaladas, confirman que el diámetro de 8 pulgadas del ducto de suministro a Refinería Talara permite el transporte de los 35 MMPCD considerados como capacidad máxima para casos de emergencia operativa. La presión de llegada en este caso bordea los 30 bar en el punto de entrega.

Los resultados obtenidos por el Software Gasworks 9.0., se muestran a continuación:

Rec #	From Node	To Node	Element Type	Status	Equation	Size/Type	Inside D	Roughness	D/R Units	Length	Length Units	Total Efficiency, Decimal
52	220	225	Pipe	On	IGT-Improved	85	7.981	0.00070	Inches	19000	Meters	0.95

Flow Rate	Flow Units	Velocity, Meters/sec	Reynolds Number	Volume, Cf	Inlet Pressure	Outlet Pressure	Pressure Drop	Drop Per 100	Average Pressure	Hoop Stress	SMYS
35.000	MMcfd	10	4411189	0.907	40.00	31.24	8.76	0.05	35.80	7768	2414

Rec #	Node Name	Pressure	Pressure Units	Total Load	Load Units	Atm Pressure, Psi	Temperature, C	Temperature Known	Specific Gravity	Viscosity, Lbm/Ft-sec	Heating Value, Btu/cf	Specific Heat	Properties Known
44	220	40.00	Bar	35.000	MMcfd	14.69	15.00	Yes	0.600	0.0000070	1000	1.30	Yes
45	225	31.24	Bar	-35.000	MMcfd	14.69	15.00	Yes	0.600	0.0000070	1000	1.30	Yes

Por lo expuesto, el Regulador confirma que el diámetro del ducto considerado en el Estudio soporta el requerimiento efectuado por Petroperú.

En conclusión, se acepta el comentario.

¹ Mediante documento RTAL-0013-2016 de fecha 22 de enero de 2016.

1.3. Comentario N° 3 – Sobre la competitividad de las tarifas respecto al sustituto

El interesado indica que en el Cuadro N° 45 del Informe Técnico N° 035-2016-GART se considera como combustible sustituto al Residual 500 (R500) para el caso de la Refinería Talara, permitiendo obtener un ahorro de 47.1%.

Sin embargo, manifiesta que la Refinería Talara viene utilizando gas natural hace varios años, por lo que se debería evaluar la competitividad con el combustible que usan actualmente, es decir el gas natural, conforme a la Norma de Estudios Tarifarios que establece que las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores, proporcionando un nivel de ahorro a todos los consumidores.

Análisis de Osinergmin

Se debe señalar que el concepto de usar un combustible sustituto se enmarca en lo establecido en el Reglamento de Distribución, cuyo Artículo 107° dispone lo siguiente (el remarcado es nuestro):

“...
Los costos de Transporte y de Distribución se asignarán a cada categoría de Consumidor de forma tal que se obtengan tarifas finales competitivas respecto del sustituto.
...”

El concepto de combustible sustituto es el combustible que puede ser usado en caso no cuente con el suministro de gas natural; , es por ello, que cuando se evalúa el ahorro que presenta una determinada categoría tarifaria, lo que realmente se está evaluando es lo que deja pagar el usuario cuando tiene el suministro de gas natural.

En ese sentido, se estableció el Residual 500 (R500) como combustible alternativo o sustituto, porque se considera que es lo que tendría que utilizarse cuando deja de consumirse gas natural. Si bien usa parte de los gases que auto-produce, también resulta claro que el gas autoproducido no le abastece en su totalidad, pues de acuerdo a la propia información de la refinería, actualmente consume gas natural y según la información de la ampliación en operación normal requeriría entre 11 y 20 MMPCD y en caso de una emergencia podría requerir 35 MMPCD como consumo promedio.

Sin embargo, considerando la particular situación que presenta la refinería sobre que actualmente usa gas natural y además que dicha refinería necesita que se evalúe cuáles son las implicancias que se presentarían en caso se instale una concesión de distribución gas natural en la región de Piura, se modifica el precio del sustituto por el valor que actualmente paga por el suministro de gas natural, considerando que dicha situación sería la condición crítica que enfrentaría la refinería ante la posible existencia de un distribuidor de gas natural en la zona. Además, al ser una categoría tarifaria especial (Categoría

Tarifaria REF), el efecto de aplicar un precio de comparación particular (precio del gas natural que actualmente paga), este no distorsiona el análisis general de la categoría tarifaria, pues en la categoría REF el único cliente que cumple con dicha característica es la Refinería Talara.

En tal sentido, se acepta considerar el precio del gas natural que actualmente paga como elemento comparativo en la competitividad de la categoría tarifaria REF.

En conclusión, se acepta el comentario.

2. Análisis de comentarios y sugerencias de la Empresa Eléctrica de Piura S.A.

La Empresa Eléctrica de Piura S.A. (en adelante "EEPSA") presentó un total de tres (3) comentarios y/o sugerencias a la Resolución Tarifaria, los cuales se apoyan en una relación de información que presentan como sustento y que ha sido organizada en seis (06) anexos.

A continuación presentamos el análisis de los siguientes comentarios:

2.1. Comentario N° 1 - Comentario General: Régimen legal de los gasoductos de EEPSA.

La empresa EEPSA reitera los argumentos señalados en su escrito de apersonamiento al procedimiento en curso, así como los argumentos contenidos en sus cartas N° EEPSA-GG-466-2015 y N° EEPSA-GG-530-2015, en relación al Pronunciamiento de la DGH, que fue considerado por Gasnorp para incluir en su propuesta tarifaria la demanda de la Central Térmica de Malacas y de la Refinería Talara.

Manifiesta que los gasoductos de su propiedad no deben ser transferidos a Gasnorp al no encontrarse sujetos a la actual regla prevista en el Artículo 9° del Reglamento de Distribución, como de manera errónea ha interpretado la DGH. Ello debido principalmente a que el supuesto de dicha norma implica la existencia de una autorización de carácter provisional, que no existe en ese caso, dado que la operación de los ductos de su titularidad es permanente conforme a los términos del Concurso Público para la Privatización Vía Capitalización de la Empresa Eléctrica de Piura (en adelante, la "Licitación").

La empresa menciona que la privatización producto de la cual obtuvo los ductos en cuestión, implicaba que el ganador de la Licitación adquiriría el control de EEPSA con todas sus unidades de negocio, una de las cuales era la relacionada al gas natural, con instalaciones que incluyen los gasoductos.

En línea con lo expuesto, EEPSA indica que producto de la Licitación se firmó el Contrato de Suscripción de Acciones Clase "A" y Desarrollo del Proyecto de Generación de la Empresa Eléctrica de Piura S.A., en el cual se incluyó la declaración expresa de Electroperú y EEPSA (previa a ser privatizada), de que esta última contaba con todos los permisos, autorizaciones y licencias requeridos para instalar y operar los activos aportados por Electroperú.

Conforme a lo anterior, EEPSA señala que los gasoductos pasaron a la propiedad de EEPSA como resultado de la Licitación como una unidad de negocio en marcha, contando con todos los requisitos y permisos necesarios para su operación. En ese sentido, los gasoductos fueron transferidos en propiedad, sin carga alguna y con la habilitación necesaria, siendo incorrecto afirmar que se encuentran bajo el régimen legal de "Ductos de Uso Propio", ya

que esta es una figura creada con posterioridad a la transferencia de los activos en el marco de la Licitación.

No obstante, EEPSA manifiesta que aun teniendo en cuenta lo anterior, hoy tanto Gasnorp como la DGH pretenden desconocer los derechos de EEPSA, bajo el mecanismo de calificar a sus gasoductos como "Ductos de Uso Propio" y señalar que los mismos deberán ser transferidos al concesionario de distribución que se instale en la región Piura.

Adicionalmente, adjunta un Informe Constitucional elaborado por el Dr. César Landa Arroyo, en donde señala que de efectuarse la transferencia de los ductos de su propiedad a un eventual futuro concesionario de Piura, se vulneraría los derechos de propiedad de EEPSA, reconocidos en el Artículo 70° de la Constitución Política del Perú, ya que la transferencia compulsiva de los gasoductos de propiedad de EEPSA, no constituye un supuesto de expropiación reconocido en el citado artículo.

Por otro lado, señala que el pronunciamiento de la DGH vulnera los Artículos 103° y 109° de la Constitución, toda vez que no resulta posible aplicar de manera retroactiva la disposición contenida en el Artículo 9° del Reglamento de Distribución, modificada mediante el Decreto Supremo N° 048-2008-EM.

Agrega que el pronunciamiento de la DGH, también, atentaría contra la libertad contractual y la libertad de contratar, ya que por medio de la transferencia de los ductos, se le estaría obligando a celebrar un contrato con el futuro concesionario de Piura.

Por último señala que de aplicase el errado y arbitrario pronunciamiento de la DGH, se estaría vulnerando los dispositivos legales antes mencionados y se estaría incumpliendo con las obligaciones del Estado Peruano en materia de protección de inversiones.

Análisis de Osinergmin

Sobre el particular, reiteramos lo señalado en el numeral 3.2.1 del Informe N° 033-2016-GART que sustentó la Resolución Tarifaria, en donde se señaló que conforme a la obligación prevista en los Artículos 18° y 22° del Reglamento de Distribución y en observancia del principio de Legalidad que rige la actuación de la Administración Pública, Osinergmin está facultada a pronunciarse, únicamente, sobre las tarifas aplicables a la futura concesión en la Región Piura.

En consecuencia, la divergencia respecto a la titularidad futura de los ductos que actualmente opera EEPSA y a través de los cuales se suministra con Gas Natural a la Central Térmica Malacas y a la Refinería Talara no puede ser resuelta por Osinergmin, toda vez que este Organismo carece de competencia para pronunciarse sobre la propiedad de los referidos ductos, y menos cuenta con facultades que le permitan disponer la transferencia de activos en favor de un tercero.

Por lo expuesto, dado que la definición de este aspecto no compete a Osinermin, el tratamiento y destino de los ductos operados por EEPSA no fue materia de pronunciamiento de la Resolución Tarifaria, la cual se limitó a calcular las tarifas que, de ser el caso, serían aplicadas por Gasnorp en caso le fuera otorgada la concesión de distribución de gas natural por ductos en la región Piura, contemplando escenarios tarifarios posibles respecto a los supuestos en que la Central Térmica Malacas (atendida actualmente con los ductos de EEPSA) reciba o no servicios del concesionario de distribución en el futuro.

Conforme a lo señalado, en vista de que no corresponde a Osinermin pronunciarse sobre el asunto comentado, no se acepta el comentario.

2.2. Comentario N° 2 - Facultad de contratar o no, con Gasnorp.

EEPSA señala como correcto lo señalado en la Resolución Tarifaria en el sentido que, si EEPSA no está obligada a transferir sus gasoductos a Gasnorp, podría continuar operando como lo viene haciendo desde 1996.

En relación a ello, EEPSA menciona lo señalado en la página 12 del Informe Legal N° 033-2016-GART, que sustenta el Proyecto, que señala que mientras dichos ductos permanezcan bajo su titularidad y se ratifique que éstos cuenten con todas las autorizaciones necesarias para operar, resulta previsible que la empresa no requeriría los servicios de un concesionario de distribución.

Finalmente, EEPSA solicita que dicha previsión se mantenga en la decisión tarifaria definitiva a ser aprobada por Osinermin.

Análisis de Osinermin

Al respecto, se precisa que para efectos de la presente publicación se ha mantenido el análisis legal contenido en el Informe N° 033-2016-GART, respecto a la incorporación de la demanda de la Central Térmica de Malacas, dado que actualmente no resulta posible afirmar con certeza que los ductos que atienden a la Central Térmica Malacas puedan ser transferidos al concesionario como lo señala el Pronunciamiento de la DGH.

De acuerdo a lo señalado, se mantendrán los escenarios de demanda propuestos en el Proyecto de Resolución; el primero, bajo el supuesto de que se concrete la transferencia de los ductos de EEPSA en favor del concesionario, y por tanto, se incluya la demanda de la central a la demanda de la concesión; y otro escenario bajo el supuesto de que dicha transferencia no se realice, y por tanto, EEPSA continúe abasteciendo su central a través de sus ductos como una unidad integrada de negocio, y no se incorpore, por tanto, a la demanda de la concesión.

Sobre este punto cabe reiterar lo señalado en el Informe N° 033-2016-GART, en el sentido de que la transferencia de la propiedad de los ductos de EEPSA no constituye la única causal que podría originar la inclusión de la demanda de la central térmica como parte de la demanda de la concesión, sino que ello podría darse a consecuencia de cualquier otra circunstancia que implique que dicho consumidor reciba los servicios del concesionario de distribución.

Finalmente, se precisa que este Organismo no ha determinado que en caso EEPSA no este obligada a transferir sus gasoductos a Gasnorp, podría continuar operando como lo viene haciendo desde 1996, según se indica en el comentario, toda vez que el otorgamiento y administración de autorizaciones para la instalación y operación de ductos en el territorio nacional constituye una competencia del Ministerio de Energía y Minas en adelante Minem, escapando a las facultades de este Organismo.

Por lo expuesto, efectuadas las precisiones citadas, se acepta la sugerencia de mantener la evaluación tarifaria considerando dos escenarios de demanda.

2.3. Comentario N° 3 - EEPSA como una alternativa de suministro a la Refinería Talara, siendo Gasnorp Concesionario

EEPSA manifiesta que si bien es correcto que Petroperú no tiene la obligación de contratar con EEPSA el suministro de gas, tampoco se encuentra ni debe encontrarse impedido de contratar a EEPSA aun cuando Gasnorp se convierta en el concesionario de distribución en Piura.

No obstante, EEPSA señala que si bien es correcto que el contrato de 1996 no transfirió a EEPSA la titularidad de la Refinería Talara, sí incluyó el suministro de gas por parte de EEPSA a la refinería Talara.

Como prueba de ello EEPSA muestra parte del texto del propio contrato de 1996, en su cláusula 10, donde se puede apreciar que el suministro de gas natural por parte de EEPSA sí formó parte de la licitación de 1996 y por ello así está reconocido en el contrato producto de la licitación, así como en los documentos de dicha licitación.

Al respecto EEPSA recurre al documento Información General de la Unidad de Negocio -Mercado (identificado en File 4-11 -1/ documento A.1.3, código 228004-060 de CEPRI), donde se hace mención expresa en su sección C, que las ventas incluían las ventas de gas natural a la Refinería Talara.

Basado en lo anterior EEPSA alega que producto de la privatización se convirtió en el suministrador de gas natural a Petroperú, incluyendo el suministro a Refinería Talara. Ello lo hace constar refiriendo a la cláusula séptima del Contrato Marco de Transferencia de las unidades de negocios eléctricos y de gas natural (cuya copia de su escritura pública fue adjuntada junto con los comentarios).

Por lo antes expuesto, EEP SA manifiesta que no hay duda alguna de que los términos de la privatización de 1996 incluían el suministro de gas natural por parte de EEP SA a la Refinería Talara.

Sin embargo, también señala y reconoce que la Resolución Tarifaria menciona correctamente, que EEP SA no tiene un derecho al suministro monopólico de gas natural a la Refinería Talara, ya que Petroperú puede contratar con otro suministrador. No obstante EEP SA señala que tiene el derecho de poder participar y ser una de las alternativas para el suministro de gas natural a la Refinería Talara.

De esta forma, EEP SA solicita que se precise en la versión final de la decisión tarifaria de Osinergmin, que EEP SA se mantendrá como una alternativa de suministro de la Refinería Talara utilizando sus gasoductos, aun si Gasnorp llega a convertirse en concesionario de distribución en Piura.

Finalmente EEP SA sugiere a Osinergmin que analice el impacto en el escenario en que Petroperú deba pagar a Gasnorp una tarifa adicional de distribución, en la medida que se encuentra en desarrollo el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, lo cual estima un posible aumento de precios de combustibles que afectaría a los consumidores de todo el país.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con lo previsto en los Artículos 71^{o2} y 79^{o3} de la Ley Orgánica que normas las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional, concordados con los Artículos 4^o y 5^{o4} del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, es competencia del Minem otorgar y emitir pronunciamiento respecto a las autorizaciones que permiten instalar y operar ductos en el territorio nacional.

² “Artículo 72.- Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, de acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dictará el Ministerio de Energía y Minas.”

³ “Artículo 79.- La distribución de gas natural por red de ductos es un servicio público. El Ministerio de Energía y Minas otorgará concesiones para la distribución de gas natural por red de ductos a entidades nacionales o extranjeras que demuestren capacidad técnica y financiera.”

⁴ “Artículo 4.- Obligación de contar con una Concesión para prestar Servicio de Transporte
Se requiere Concesión para la prestación del Servicio de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

(...)

Artículo 5.- Autorización para operar Ductos

No se requiere Concesión para el transporte por:

- a) Ducto Principal.
- b) Sistema de Recolección e Inyección.
- c) Ducto para Uso Propio.

Los Operadores de Ducto Principal, Sistema de Recolección e Inyección y Ducto para Uso Propio, para prestar el servicio a terceros deberán solicitar una Concesión, según lo establecido en el Título IV, en dichos casos los Ductos perderán la condición de Ducto Principal, Sistema de Recolección e Inyección y Ducto para Uso Propio.

La instalación y operación de Ductos que no requieran Concesión estarán sujetas a las autorizaciones otorgadas por la DGH, salvo las del Sistema de Recolección e Inyección, cuya autorización se establece en el Contrato de Licencia o Contrato de Servicio (...)

En tal sentido, escapa a las competencias de este Organismo pronunciarse sobre el derecho de EEPSA a participar y ser una de las alternativas para el suministro de gas natural a la Refinería Talara.

Finalmente, en relación a la evaluación del impacto en el escenario en que Petroperú deba pagar a Gasnorp una tarifa adicional de distribución. Al respecto, señalamos que la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos para la categoría tarifaria REF es de 2,24 y 2,57 US\$ /MMBTU. De acuerdo a una evaluación del mercado de productores en Piura efectuada por Gasnorp, se ha estimado el precio del gas en 2,88 US\$/MMBTU, con lo que el consumidor podría pagar por el gas y la distribución un monto de 5,12 a 5,45 US\$/MMBTU, que sumado con su IGV resulta menor a los US\$ 7,80 US\$/MMBTU que actualmente viene pagando Petroperú por el suministro de gas natural. Sin embargo, los valores calculados para la categoría tarifa REF podrían ser menores a partir de la nueva demanda reportada por Petroperú para el PMRT.

Conforme a lo señalado, no se acepta la sugerencia.

3. Análisis de comentarios y sugerencias de Sandra Lizette Sosa Olea

La señorita Sandra Lizette Sosa Olea (en adelante “el interesado”) presentó un total de veintidós (22) comentarios y/o sugerencias a la Resolución Tarifaria, los cuales analizamos a continuación:

3.1. Comentario N° 1 – Vulneración del debido procedimiento

El interesado señala que, de acuerdo al procedimiento “Evaluación de Propuesta Tarifaria para Trámite de Otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural a Solicitud de Parte”, recogido en el Anexo C.4 de la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, mediante la cual se aprueba la Norma “Procedimiento para fijación de Precios Regulados”, existen solo tres etapas antes de la publicación del Proyecto de Resolución Tarifaria, que son: la presentación de la Propuesta Tarifaria y su publicación en la página web de Osinergmin, la etapa de presentación de observaciones a la propuesta, y la etapa de absolución de las observaciones y su publicación en la página web de Osinergmin.

El interesado señala que ha observado que, no se ha previsto que Osinergmin cuente con facultades para disponer que se reinicie el procedimiento de evaluación tarifaria, sin embargo, luego que la Dirección General de Hidrocarburos remitió mediante el Oficio N° 1619-2015-MEM/DGH, la propuesta tarifaria de GASNORP, la GART decide reiniciar el procedimiento para la evaluación de la tarifa, solicitando la reformulación de su propuesta tarifaria.

El interesado señala también que, si en el procedimiento no era posible aprobar la tarifa inicial del servicio de distribución de gas natural presentada, correspondía su desaprobación. De ello concluye que las actuaciones de la GART no se encuentran fundadas en derecho como requiere el principio del debido procedimiento, en la medida que no se ha seguido el procedimiento regular y la GART ha ejercido competencias que no le corresponden al ordenar el reinicio del procedimiento de evaluación. Por dichas razones solicita que se declare nulo el acto administrativo contenido en la Resolución de Consejo Directivo N° 008-2016-OS/CD (en adelante Resolución 008), así como el procedimiento “Evaluación de Propuesta Tarifaria para Trámite de Otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural a Solicitud de Parte”

Análisis de Osinergmin

El reinicio del procedimiento de evaluación de la propuesta tarifaria de Gasnorp, fue dispuesto por el Regulador como consecuencia del pronunciamiento emitido por la DGH y al amparo de los principios de Impulso

de Oficio⁵, Informalismo⁶, y Eficacia⁷ contenidos en la LPAG, en virtud de los cuales las autoridades deben dirigir e impulsar de oficio el procedimiento y ordenar la realización de actos que resulten convenientes para el esclarecimiento y resolución de las cuestiones necesarias, interpretando las normas de procedimiento en forma favorable a la admisión y decisión final de las pretensiones de los administrados, de modo que sus derechos e intereses no sean afectados por la exigencia de aspectos formales.

Teniendo en cuenta lo señalado, este Organismo optó por reiniciar el procedimiento de evaluación de la propuesta tarifaria en lugar de emitir un informe técnico desfavorable, conforme lo señala el interesado, ya que de este modo se permitía que Gasnorp reformule su propuesta tarifaria considerando nueva información contenida en el pronunciamiento de la DGH y en consecuencia, continúe con su trámite de otorgamiento de concesión a solicitud de parte hasta obtener un pronunciamiento final, de fondo, por parte de la Administración. Adicionalmente, cabe resaltar que con el reinicio del procedimiento de evaluación no se ha vulnerado derechos de terceros.

De otro lado, en el supuesto negado de que la decisión adoptada por el Regulador de reiniciar el proceso de evaluación tarifaria adolezca de algún vicio de nulidad, en aplicación del principio de conservación del acto administrativo recogido en el Artículo 14.2.4 de la LPAG, lo actuado mantendría su vigencia. Lo señalado tiene sentido ya que si el Regulador hubiera optado por concluir el procedimiento de evaluación tarifaria, Gasnorp se encontraba facultada a presentar una nueva propuesta tarifaria para la evaluación de Osinergmin, reiniciándose de todos modos el procedimiento.

Como se puede apreciar, en ambos escenarios (reinicio del procedimiento o conclusión del procedimiento de evaluación), Gasnorp se encontraba facultada a actualizar su propuesta tarifaria considerado el pronunciamiento de la DGH, por tanto el resultado de la evaluación de dicha propuesta tarifaria consignado en la Resolución 008 a través del procedimiento de evaluación en curso, hubiera sido el mismo en ambos supuestos, por lo que la declaración de nulidad solicitada por la interesada no resulta procedente.

⁵ **1.3. Principio de impulso de oficio.**- Las autoridades deben dirigir e impulsar de oficio el procedimiento y ordenar la realización o práctica de los actos que resulten convenientes para el esclarecimiento y resolución de las cuestiones necesarias. (El subrayado es nuestro)

⁶ **1.6. Principio de informalismo.**- Las normas de procedimiento deben ser interpretadas en forma favorable a la admisión y decisión final de las pretensiones de los administrados, de modo que sus derechos e intereses no sean afectados por la exigencia de aspectos formales que puedan ser subsanados dentro del procedimiento, siempre que dicha excusa no afecte derechos de terceros o el interés público. (El subrayado es nuestro)

⁷ **1.10. Principio de eficacia.**- Los sujetos del procedimiento administrativo deben hacer prevalecer el cumplimiento de la finalidad del acto procedimental, sobre aquellos formalismos cuya realización no incida en su validez, no determinen aspectos importantes en la decisión final, no disminuyan las garantías del procedimiento, ni causen indefensión a los administrados. (El subrayado es nuestro)

En todos los supuestos de aplicación de este principio, la finalidad del acto que se privilegie sobre las formalidades no esenciales deberá ajustarse al marco normativo aplicable y su validez será una garantía de la finalidad pública que se busca satisfacer con la aplicación de este principio.

Asimismo, se precisa que, habiéndose verificado que la decisión del Regulador de reiniciar el procedimiento de evaluación tarifaria, fue adoptada tomando como base los principios contenidos en la LPAG, la misma se encuentra fundada en derecho, no correspondiendo analizar los comentarios y/o sugerencias formulados a actuaciones previas al inicio del procedimiento determinado por la actualización de la propuesta tarifaria de Gasnorp.

Sin perjuicio de lo señalado, de acuerdo con la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG), la nulidad de actos administrativos sólo puede ser planteada por los administrados por medio de los recursos administrativos previstos en el Artículo 206° de dicha norma, y debe solicitarse identificando el acto administrativo cuestionado y las causales que determinarían su nulidad, las cuales deben enmarcarse en lo previsto en el Artículo 10° de la misma ley. Asimismo, cabe precisar que de acuerdo con el numeral 206.2 de la misma norma, sólo pueden ser impugnados los actos definitivos que ponen fin a la instancia y los actos de trámite que determinen la imposibilidad de continuar el procedimiento o produzcan indefensión.

No obstante, en el presente caso el interesado no identifica el/los actos administrativos cuya nulidad solicita. Adicionalmente, el acto administrativo emitido mediante Resolución 008, materia de los comentarios formulados por el interesado, no constituye un acto administrativo definitivo que haya puesto fin a la instancia. En efecto, de acuerdo con la parte considerativa y resolutive de la Resolución 008, Osinergmin únicamente ha dispuesto la publicación del Proyecto de Resolución que aprueba las Tarifas Iniciales para trámite de otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región Piura, con la finalidad de recoger y analizar las opiniones y sugerencias de los interesados, con anterioridad a la publicación de la resolución definitiva.

Adicionalmente, cabe indicar que de acuerdo con el Artículo 25° del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, los comentarios y sugerencias a los proyectos normativos publicados por el Regulador, no tienen carácter vinculante ni pueden dar lugar al inicio de un procedimiento administrativo; por tanto, la etapa contemplada en el ítem f) del Procedimiento no es la vía idónea para dar trámite a una solicitud de nulidad como pretende el interesado ya que la finalidad de recibir comentarios y sugerencias por parte de los interesados radica en recabar información y aportes a efectos de mejorar la propuesta tarifaria del Regulador.

Finalmente, se precisa que la evaluación de una eventual solicitud de nulidad, necesariamente, tendría que ser realizada a través de un procedimiento administrativo, conforme a lo previsto en el mencionado Artículo 10° de la LPAG y mediante la interposición de un recurso contra un acto administrativo firme y no mediante la formulación de un comentarios y/o sugerencia a un proyecto normativo, como pretende el interesado.

Por las razones expuestas, no se acepta el comentario.

3.2. Comentario N° 2 – Convocatoria a audiencias públicas descentralizadas

El interesado señala que, conforme al artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo N° 008-2016-OS/CD, se ha convocado a una audiencia pública en Piura, sin tomar en consideración que la Ley de Transparencia exige que se realicen audiencias descentralizadas; por lo que sugiere que se reprogramen Audiencias Públicas Descentralizadas adicionales en las Provincias restantes a Piura, con la finalidad que todas aquellas personas interesadas en el Proyecto puedan conocer los criterios, metodología y modelos utilizados en el proyecto de resolución publicado.

Análisis de Osinermin

Este Organismo ha cumplido con llevar a cabo la audiencia pública descentralizada correspondiente en la región Piura, en la cual se han recogido los comentarios, aportes e inquietudes de la población asistente. A consecuencia de lo señalado, este Organismo Regulator se encuentra revisando el proyecto tarifario publicado mediante Resolución N° 008-2016-OS/CD y que fuera explicado en la audiencia, a fin de introducir las modificaciones y/o ajustes a que hubiere lugar y proceder con la aprobación final de la tarifa, la misma que, como se señaló en la audiencia y de acuerdo a los plazos legales establecidos, debe efectuarse a más tardar el 11 de febrero del presente.

Adicionalmente, se precisa que el Artículo 9° de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”⁸, prevé la realización de audiencias públicas descentralizadas a ser determinadas en cada oportunidad, atendiendo a la implicancia de la materia sujeta a regulación. Aplicando dicha norma y atendiendo a que la tarifa materia de evaluación en la presente oportunidad sería aplicable únicamente a la Región Piura, se programó la audiencia en la ciudad capital de la región.

Cabe precisar que la convocatoria a audiencia pública fue difundida tanto en el diario oficial El Peruano como en los diarios La Hora y La República, diarios de mayor circulación en la región Piura, y que toda la información y documentos relacionados al presente procedimientos tarifario se encuentra al alcance de los interesados en la web de Osinermin: www.osinermin.gob.pe

El mismo criterio para la realización de audiencias públicas se ha aplicado en otros procedimientos regulatorios de fijación de las tarifas de distribución,

⁸ Artículo 9.- Audiencias Públicas Descentralizadas

9.1 Las audiencias públicas descentralizadas a que se refiere el artículo 7 de la Ley N° 27838 deberán realizarse en una o más ciudades a ser determinadas en cada oportunidad por la GART, atendiendo a la implicancia de la materia sujeta a regulación. La convocatoria a audiencia pública debe efectuarse con una anticipación no menor de 3 días hábiles a su realización.

9.2. Cuando se regule una tarifa de alcance nacional, la audiencia pública descentralizada se realizará al menos en 2 ciudades (...)” (El subrayado es nuestro)

como es el caso de las tarifas y/o cargos tarifarios para las concesiones de Lima y Callao e Ica.

De acuerdo a lo señalado, no se acepta el comentario

3.3. Comentario N° 3 – Criterios para la estimación de los costos de supervisión directa.

El interesado señala que, conforme al Informe N° 0035-2016-GART, la determinación de los costos en base al número de empleados se hizo en base a la estructura aprobada para la Regulación de las Tarifas Iniciales de la Concesión de Distribución del Departamento de Ica de Contugas; sin embargo, para la determinación de los costos de la remuneración anual por empleado, se tomó en cuenta en primer lugar, las remuneraciones propuestas por la empresa GASNORP y en segundo lugar los valores de mercado de las remuneraciones consideradas en la regulación de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao para el periodo 2014-2018.

Al respecto, el interesado señala que no se brinda una explicación del por qué se utiliza a la empresa modelo de Contugas y en otro a la concesión de Lima Callao; así como tampoco se explica por qué se utilizan dos criterios diferentes para la determinación de los costos de la remuneración anual por empleado, ni por qué se decide utilizar cada uno de dichos criterios.

Análisis de Osinergmin

La propuesta de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos solicitados por Gasnorp bajo la modalidad de parte, requiere de su evaluación y aprobación en un plazo de 40 días hábiles. El regulador para cumplir con el encargo, utiliza toda la información, estudios y experiencia técnica que posee. Por ello, aplica este conjunto de estudios, información, experiencia y conocimientos en la determinación de los diferentes componentes del costo del servicio.

1. Respecto al criterio para la determinación del Número de Empleados de la Empresa Modelo:

La estructura organizacional de la futura concesión de Piura considerada en la regulación de las Tarifas Iniciales se sustenta en las similitudes que existe con la concesión de la región Ica, por ejemplo, la distribución geográfica de la demanda y sus centros de atención al cliente son similares con la futura concesión de la región Piura. Asimismo, para el desarrollo de las actividades de operación y mantenimiento en la región Piura, es necesaria la existencia de oficinas técnicas en cada una de las localidades en donde el gas natural será distribuido (Piura, Paita, Talara, Sullana y Sechura).

2. Respecto a los criterios para la estimación de las remuneraciones de personal de la Empresa Modelo:

En lo referente a la estimación de las remuneraciones de personal de la Empresa Modelo, se tuvieron en cuenta dos fuentes de información: i) las remuneraciones propuestas por Gasnorp y, ii) las remuneraciones aprobadas en la regulación de la Tarifa de Lima y Callao para el periodo 2014 – 2018, cuya fuente de información es el Informe Salarial realizado por la empresa consultora *Hay Group S.A.*

Para el proyecto de Tarifas Iniciales en la región Piura, se compararon los niveles de remuneración de las dos fuentes de información y se seleccionó la alternativa más eficiente para cada puesto.

- En el caso de los gerentes y jefes de unidad, las remuneraciones aprobadas son las remuneraciones propuestas por Gasnorp dado que las remuneraciones aprobadas para Cálidda resultaron ser más altas.
- En el caso de los coordinadores, profesionales, analistas, y auxiliares, las remuneraciones aprobadas corresponden a la remuneración más eficiente de la comparación efectuada entre la propuesta presentada por Gasnorp y la reconocida para Cálidda. En el caso de las remuneraciones aprobadas para profesionales y analistas estos corresponden a la propuesta presentada por Gasnorp y para los coordinadores y auxiliares la remuneración aprobada corresponde al aplicado a la empresa Cálidda.

Por lo expuesto, resultan claros los criterios considerados en los puntos mencionados por la empresa, así como razonables los niveles de costos de personal aprobados.

En conclusión, no se acepta el comentario.

3.4. Comentario N° 4 – Vulneración de los Principios de Predictibilidad y Legalidad

La interesada señala que el Artículo 22° del Reglamento de Distribución faculta a Osinergmin a emitir un informe técnico favorable y a la aprobación de las tarifas aplicables, más no lo faculta a proponer escenarios posibles ni alternativos condicionados a una acción futura del concedente. En ese sentido, conforme afirma el interesado, no se ha cumplido con aprobar las tarifas aplicables, sino más bien, ha establecido escenarios alternativos de tarifas condicionadas a una actuación futura del Minem; razón por la cual concluye que Osinergmin ha omitido el cumplimiento del mencionado Artículo 22°.

A decir del interesado, lo señalado contraviene el principio de predictibilidad, pues los beneficiarios y/o afectados con la concesión de distribución esperaban razonablemente que cuando se emita el proyecto de Resolución se aprueben efectivamente las tarifas iniciales, mas no se espera que la tarifa sea una incertidumbre, hasta un momento posterior en el que otra autoridad competente concrete acciones futuras.

Por último, según el interesado, se habría vulnerado el principio de legalidad, al haberse incumplido con lo dispuesto por los artículo 22° del Reglamento de Distribución y 52° del Reglamento General de Osinergmin.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, el Artículo 108° del Reglamento de Distribución⁹ señala que el Margen de Distribución debe basarse en una empresa eficiente, considerando para dicho efecto, entre otros, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones e infraestructura destinadas a prestar el servicio de distribución, el costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras y la demanda o consumo de los Consumidores.

Atendiendo a lo señalado, las tarifas iniciales para la concesión de la región Piura, propuestas por el Regulador, para los primeros 8 años, responden a la infraestructura necesaria y los costos de operación y mantenimiento para atender con el servicio de distribución de gas natural por red de ductos a la demanda potencial consignada en el Plan de Desarrollo Inicial propuesto por el solicitante y aprobado por el Minem, conforme lo dispone el Artículo 7° del Procedimiento para Estudios Tarifarios¹⁰.

De otro lado, como consecuencia del pronunciamiento emitido por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Minem respecto al Plan de Desarrollo Inicial propuesto por Gasnorp, la empresa EEPSA se apersonó al procedimiento de evaluación en curso, indicando que los gasoductos de su propiedad no deben ser transferidos a Gasnorp al no encontrarse sujetos a la actual regla prevista en el Artículo 9° del Reglamento de Distribución, como lo señala la DGH en su pronunciamiento.

Como se puede apreciar, tanto EEPSA como la DGH han manifestado posiciones opuestas respecto al régimen legal de dichos ductos y a la posibilidad de que los mismos sean transferidos al concesionario de distribución que se instale en la Piura. Adicionalmente, si bien el pronunciamiento de la DGH expone un

⁹ **Artículo 108.-** El Margen de Distribución se basará en una empresa eficiente y considerará el valor presente de los siguientes componentes:

- Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución (ductos, estaciones reguladoras, compresoras, etc.);
 - Costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras;
 - Demanda o consumo de los Consumidores, según corresponda; (El subrayado es nuestro)
 - Pérdidas estándares; y
 - La tasa de actualización establecida en el presente Reglamento.
- La CTE definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente Artículo.

¹⁰ **Artículo 7°.- Plan de desarrollo inicial**

- 7.1. El peticionario debe acordar con el MINEM el plan de desarrollo inicial que prevé ejecutar para la concesión solicitada, el cual debe ser aprobado o aceptado por el MINEM.
- 7.2. En caso el peticionario presente un plan de desarrollo inicial no aprobado o aceptado por el MINEM, OSINERGMIN pondrá en consulta del MINEM el referido plan para obtener la respectiva conformidad, en cuyo caso se suspenderá el plazo del trámite de aprobación de las tarifas iniciales. Luego de esto, se procederá según el procedimiento de cálculo y determinación de las Tarifas Iniciales. (El subrayado es nuestro)

razonamiento tendiente a que los ductos de EEPSA sean a futuro transferidos al concesionario de distribución, dicha instancia reconoce la necesidad de realizar acciones previas requeridas para que ello se concrete, las cuales a la fecha no se han realizado, por lo que la definición del tratamiento de los ductos en cuestión continúa en situación de incertidumbre.

Ahora bien, si bien el Reglamento de Distribución ha facultado a Osinergmin a aprobar las tarifas aplicables, dicha norma no ha establecido criterios ni ha considerado el supuesto de la existencia de incertidumbre respecto a un aspecto base para el cálculo tarifario, como es la determinación de la demanda.

En tal sentido, a fin de cumplir con su obligación de efectuar la evaluación tarifaria a que se refiere el literal k) del Artículo 18° del Reglamento de Distribución y aprobar las tarifas aplicables, Osinergmin ha optado por establecer dos escenarios tarifarios, los cuales han sido debidamente sustentados en base a consideraciones técnicas y jurídicas, conforme se aprecia en los informes de sustento de la Resolución 008, ya que la situación de incertidumbre respecto a las demandas proyectadas no lo exonera del cumplimiento de dicha obligación.

Cabe precisar que respecto de los mencionados escenarios, Osinergmin ha observado el cumplimiento de los criterios de competitividad y ahorro frente al sustituto antes mencionados, conforme lo dispone el Artículo 29° del Procedimiento para Estudios Tarifarios, en concordancia con lo señalado en el Artículo 107° del Reglamento de Distribución, según los cuales las tarifas finales para cada categoría de consumidor deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores, proporcionando un nivel de ahorro a todos los consumidores, respecto del sustituto correspondiente.

De otro lado, cabe mencionar que el criterio adoptado por el Regulador respecto a fijar tarifas de distribución de gas natural considerando escenarios de demanda, ha sido adoptado en otras concesiones que aún no cuentan con una infraestructura inicial ni con una demanda consolidada. Tal es el caso de las tarifas aprobadas para la región Ica, cuyo Contrato de Concesión considera tres escenarios de tarifa inicial según el volumen de gas natural distribuido, los cuales responden a la incorporación, o no, de las demandas de las centrales térmicas y la industria petroquímica. Lo señalado se puede apreciar en el literal b.1) de la Cláusula 14.2 del mencionado Contrato de Concesión, el cual dispone lo siguiente:

“b.1 Tarifas según escenarios de demanda.

A cada año calendario corresponde un único escenario de demanda, determinado en función del volumen total de Gas Natural distribuido a través del Sistema de Distribución, durante el año calendario inmediatamente anterior. La Tabla B provee los volúmenes promedio diario de cada año calendario, asociados con cada escenario base. (...)”

De acuerdo a lo expuesto, se verifica que el criterio de proponer escenarios de demanda ha sido aplicado a otras concesiones que se encuentran en el periodo de vigencia de sus tarifas iniciales y constituye un criterio válido. En esa línea la fijación de escenarios de demanda por el Regulador no vulnera los Principios de Legalidad ni Predictibilidad señalados por la interesada ya que es una práctica que se ha aplicado a otros procedimientos regulatorios.

Por lo expuesto, no se acepta el comentario.

3.5. Comentario N° 5 – Escenarios alternativos de demanda para la evaluación tarifaria

La interesada señala que la Resolución N° 008 presenta dos escenarios de tarifas, el primero (escenario base) incluye la demanda incremental de la Central Térmica EEPSA y la Refinería de Talara, y el segundo (escenario alternativo) que incluye la demanda incremental de la Refinería de Talara. No obstante, a decir del interesado, no se ha considerado un escenario de demanda con mayor probabilidad de ocurrencia, el cual no incluye la demanda de la Central Térmica de EEPSA y a la Refinería de Talara, pues la norma que regula la transferencia de ductos a los futuros concesionarios de distribución no es de aplicación para estos últimos.

En la misma línea, manifiesta que la modificación del Artículo 9° del Reglamento de Distribución efectuada mediante Decreto Supremo N° 014-2008-EM, donde se establece la transferencia de los ductos existentes al Concesionario de Distribución no es aplicable a los casos de EEPSA y la Refinería Talara en la medida que la misma sería de aplicación a aquellos ductos autorizados a partir del día siguiente de su publicación y no de manera retroactiva.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión del comentario materia de análisis, se advierte que los argumentos contenidos en el mismo cuestionan, en realidad, la incorporación de la demanda de la Refinería Talara tanto en el escenario base como en el escenario alternativo propuestos por el Regulador; por tanto, el análisis se centrará en analizar la incorporación de dicho usuario.

Cabe señalar, que la Refinería de Talara constituye un Consumidor Independiente¹¹, por tanto, aun cuando el Minem otorgue la concesión de distribución de gas natural por ductos en la región Piura, mantendrá su derecho de contratar el suministro de la molécula de gas con el suministrador que le ofrezca mejores condiciones, siendo que el servicio que prestará el futuro

¹¹ 2.1 Consumidor Independiente: Consumidor que adquiere Gas Natural directamente del Productor, Comercializador o Concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30 000 m³/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses.

concesionario, será únicamente el de llevar dicho gas desde el punto de suministro hasta el punto de consumo a cambio de la tarifa fijada.

Por otro lado, luego de la revisión del Contrato de Suscripción de Acciones Clase A y Desarrollo del Proyecto de Generación de la Empresa Eléctrica de Piura S.A., y tal como lo ha señalado EEP SA en sus escritos, el “negocio en marcha” que le fuera transferido mediante el contrato mencionado no alcanza de modo alguno a la Refinería Talara. Por ello, si bien dicho consumidor a la fecha viene siendo atendido a través de los ductos de EEP SA, no se han identificado cláusulas que establezcan compromisos o garantías en favor de dicha empresa, que obliguen a la Refinería Talara a utilizar y contratar el suministro de gas natural única y exclusivamente con EEP SA.

En ese sentido, independientemente de lo que la autoridad competente determine en su oportunidad respecto al tratamiento y transferencia de los ductos de EEP SA, no se encuentra impedimento para que la Refinería Talara como consumidor independiente sea considerada como parte de la demanda de la concesión para efectos de la presente evaluación tarifaria, ya que el concesionario de distribución de gas natural, siempre tendrá la posibilidad de implementar, por su cuenta, la infraestructura necesaria para atender a dicho usuario. Es decir, la Refinería Talara se constituye en un cliente potencial del concesionario, y por tanto, no se encuentra argumentos para evaluar un escenario que excluya a dicho consumidor.

De acuerdo a lo expuesto, en vista de que no se verifican impedimentos legales para la incorporación de la demanda de la Refinería Talara, no se acepta la sugerencia.

3.6. Comentario N° 6 – Rangos de consumo de las categorías tarifarias

El interesado señala que la Resolución N° 008-2016-OS/CD presenta seis categorías tarifarias para cada escenario con su correspondiente rango de consumo; sin embargo, no presenta ningún sustento del mecanismo de cálculo para definir dichos rangos. Señala también que las tarifas no han sido diseñadas adecuadamente en concordancia con los rangos de consumo eficientes para cada categoría, pues las tarifas de los sectores con mayor consumo deben tener costos unitarios menores que los correspondientes a la categoría inmediata anterior, lo cual no sucede con las tarifas y rangos de consumo publicados en la Resolución mencionada. Por dichas razones pide que se revisen y replanteen los rangos de consumo, a fin de no perjudicar a los usuarios del servicio.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a los rangos de las Categorías Tarifarias, como parte del diseño tarifario la afirmación que debe presentar un pliego que incentive al incremento del volumen es válido.

En las primeras categorías tarifarias (A1, A2 y B), según el diseño tarifario, se establecen que la parte fija de la facturación corresponde a montos de dinero fijos que debe pagar por la facturación; esto se hace en razón que la capacidad que requiere dichos clientes del distribuidor es por lo general constante y mínima para cualquier tipo de cliente que se encuentra dentro de dichas categorías. Por otro lado, resulta más entendible la facturación para los mencionados clientes cuando traten de interpretar lo facturado por el concesionario.

Por otro lado, dado que se establecen montos fijos por el cargo fijo, cuando se evalúa la facturación de pequeños consumos de gas natural (A1) a ser comparados con alternativas de las categorías superiores (A2 o B), origina que dichos cargo fijos generen un mayor pago por el mismo volumen.

No obstante, se revisará el pliego tarifario en las categorías A1, A2 y B de tal forma que en volúmenes cercanos a los límites de las categoría tarifarias cuando se cambie de tarifa resulte más económico contar la tarifa de la siguiente Categoría Tarifaria.

En ese sentido, se considera el comentario en el sentido que se adecuará los pliegos tarifarios de las Categorías Tarifarias A1, A2 y B de tal forma que resulte más conveniente cuando se incremente el volumen de consumo.

En conclusión, se acepta el comentario.

3.7. Comentario N° 7 – Viabilidad de la concesión de Piura

Según el interesado, en el supuesto negado que la determinación de un Escenario Base y Alternativo sea legal, el Escenario Alternativo, que no incluye a EEPSA, pero si incluye a la Refinería Talara, presenta un incremento de tarifas respecto al Escenario Base del 50%, lo cual haría inviable el proyecto.

Asimismo, señala que en el caso que no se incluya la demanda de EEPSA y de la Refinería Talara, el incremento que se generaría en la tarifa sería aún más significativo; razones por las cuales, solicita al Osinergmin que se presente la evaluación de este tercer escenario con la finalidad de definir la viabilidad de la concesión de Piura.

Análisis de Osinergmin

Los escenarios presentados en la Propuesta Tarifaria del Regulador, aún para el escenario alternativo (más desventajoso), presenta, para cada una de las categorías tarifarias evaluadas bajo el criterio de competitividad, ahorros que superan el 20% respecto al sustituto energético, lo cual determina que el escenario alternativo resulte viable.

Por otro lado, señalar que el proyecto sería inviable como consecuencia que las tarifas calculadas para el escenario alternativo respecto del escenario base se incrementan en 50% es errónea. Lo que prima es el criterio de competitividad,

en ese sentido en el Cuadro N° 2 se puede ver que el porcentaje competitividad de cada categoría tarifaria en el escenario alternativo es superior al 20% de ahorro.

Cuadro N° 2
Comparación de los Escenarios Propuestos por el Regulador a nivel de Precio Final del Gas Natural al Usuario (US\$ / MMBTU)

Categoría Tarifaria	Sustituto		Escenario Alternativo			Escenario Base		
			Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto		Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto	
	Comb.	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	%	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	%
A1	GLP10	19,57	11,68	7,90	40,4%	8,89	10,69	54,6%
A2	GLP45	17,70	11,54	6,16	34,8%	8,64	9,06	51,2%
B	%GLP45-%GLPG	16,78	11,30	5,48	32,7%	8,02	8,77	52,2%
C	%GLPG y %R6	13,99	11,06	2,93	20,9%	7,79	6,20	44,3%
P	%R6 y %D2	12,55	10,03	2,52	20,1%	7,87	4,69	37,3%
GNV	%GLPV y %GAS90	25,75	13,83	11,92	46,3%	12,68	13,07	50,7%
D	%R6 y %R500	10,00	7,25	2,75	27,5%	5,98	4,01	40,2%
E	%R6 y %R500	9,87	7,22	2,64	26,8%	5,92	3,94	40,0%
REF	R500	9,83	5,54	4,29	43,6%	5,20	4,63	47,1%
GE	R500	13,96				3,18	10,78	77,2%

Asimismo, no existen argumentos técnicos ni legales para no incluir la demanda del consumidor independiente como lo es la Refinería Talara. En ese sentido, evaluar un escenario que no considere la Refinería Talara, resulta inviable.

Por otro lado, cabe señalar, que mediante Carta N° RTAL-0013-2016, de fecha 22 de enero de 2016, Petroperú ha informado que la demanda del PMRT tendrá un consumo de 20 MMPCD superior a la cantidad de demanda utilizada en el Informe N° 0035-2016-GART, por lo que se prevé que las Tarifas resultantes del Escenario Alternativo sean aún más competitivas respecto de sus sustitutos.

En conclusión, no se acepta el comentario.

3.8. Comentario N° 8 – Competitividad de las tarifas

Conforme afirma el interesado, de acuerdo a lo dispuesto por el literal c) del numeral 29.1 del Artículo 29° de la Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD, las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores y proporcionar un ahorro a todos los consumidores respecto del sustituto correspondiente.

En ese sentido, según la estructura tarifaria según la Resolución Osinergmin N° 008-2016-OS/CD, la Tarifa Residencial no incluye los costos de conexión que asciende a US\$ 495.64 de los cuales US\$ 264 se incluye en la base tarifaria como costos de promoción, por lo cual, el costo neto a pagar por el usuario sería US\$ 231.64 pudiendo ser financiado por el Concesionario a una tasa de 18% anual (Cálidda cobra 18%) y hasta en 8 años, lo que representa un pago mensual 4.38 US\$/mes o 9.54 US\$/MMBTU. Con dicho costo adicional, los precios para los primeros 8 años será del orden de 18.43 y 21.22 US\$/MMBTU

para los escenarios base y alternativos, respectivamente, lo que hace antieconómico el escenario alternativo frente al sustituto.

Asimismo, el costo de las Redes Internas es un costo estimado que el distribuidor puede incrementar sin control debido a que no es regulado; sin embargo, aún si se considera que los supuestos de Osinergmin se mantienen, el escenario base presenta un precario ahorro de 6% mientras que con el escenario alternativo se produce una pérdida para el consumidor de 8% frente al precio del sustituto considerado por Osinergmin.

Por otra parte, la Propuesta de Gasnorp y los resultados propuestos por Osinergmin para el sector residencial establecen ahorros económicos menores al 20%, si se considera el precio final a pagar por el usuario; tal hecho es contradictorio con lo preceptuado por el literal g) del numeral 40.2 del Artículo 40°, que exige que el nivel de ahorro económico para los consumidores mayores de gas natural no residenciales, no sea menor al 20% frente al combustible sustituto.

El interesado también señala que el precio del gas considerado para la Refinería de Talara no es correcto pues Petroperú paga 9.70 US\$/MMBTU, a lo que se le debe sumar la tarifa estimada de 2.88 o 2.24 US\$/MMBTU, lo que lo hace antieconómico frente al sustituto.

Asimismo, señala que el precio del gas considerado para EEPSA tampoco es correcto, pues según el COES el precio declarado es de 7 US\$/MMBTU, al que se le debe sumar 1.59 US\$/MMBTU, según el escenario base, lo cual lo hace antieconómico frente al sustituto.

Por último, el interesado señala que la estructura de tarifaria presentada por Osinergmin comprende precios sustitutos que no corresponden a los precios de los últimos meses, por lo que se sugiere considerar un escenario con precios sustitutos más acordes a la realidad.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo a lo señalado en el Artículo 29° del Procedimiento para Estudios Tarifarios, en concordancia con lo dispuesto en el Artículo 107° del Reglamento de Distribución, las categorías tarifarias aplicables a cliente final deben cumplir con el criterio de competitividad, es decir que el cargo tarifario resultante debe impactar en un ahorro para el cliente de 20% respecto del combustible sustituto. Al respecto, las tarifas cumplen con dicho criterio tal cual se explicó en el numeral 3.7 del presente informe.

Por otro lado, el pago mensual que el cliente debe pagar por el servicio puede incorporar el pago del financiamiento de costo de conexión, que en este caso resulta ser 12 soles por mes considerando el financiamiento de 231 US\$ en 10 años con una tasa de interés anual del 12% propuesto por Gasnorp.

Por otro lado, se menciona que Gasnorp podría tener la libertad de incrementar los costos de conexión libremente por encima de US\$ 513. Dicha afirmación, para el caso de los clientes residenciales es inexacta, toda vez que el Fondo de Promoción incorporado en la tarifa de US\$ 264 se utiliza en principio para cubrir el pago del costo de la instalación interna declara por Gasnorp y la diferencia corresponde a los montos regulados para la acometida y el costo de conexión. Por tanto, el costo final de US\$ 495.64 estaría expresamente fijado en la presente regulación. Tal como se ha señalado en el punto anterior, el costo de la conexión al gas natural ha resultado de la propuesta del Peticionario y se entiende que forma parte del Plan de Desarrollo Inicial que el Minem ha aprobado. Sin embargo, se incluirá en la Resolución y en el Informe Técnico el costo de conexión al servicio de gas natural desagregado por cada uno de sus componentes.

Con relación al comentario de la interesada sobre la propuesta tarifaria de Gasnorp, cabe indicar que el regulador no ha tomado la propuesta tarifaria del peticionario por lo que resulta innecesario pronunciarse sobre el comentario expresado en este punto por la interesada. Sin embargo, respecto de la propuesta efectuada por el regulador se debe indicar que el ahorro señalado en el numeral 40.2 de la Norma de estudios Tarifarios está referido para clientes no residenciales, los cuales en todas las categorías tarifarias, tanto para el escenario base como el escenario alternativo presentan ahorros frente al combustible sustituto mayores al 20%, en ese sentido la propuesta del regulador cumple con la normativa exigida.

Con respecto al precio del gas natural a la Refinería Talara el Peticionario ha mencionado que de acuerdo a conversaciones con diversos productores de la zona, el precio del gas natural que puede conseguir dicha refinería se encontraría en el orden de 2,88 US\$/MMBTU y el suministro sería a través de las redes de distribución del concesionario.

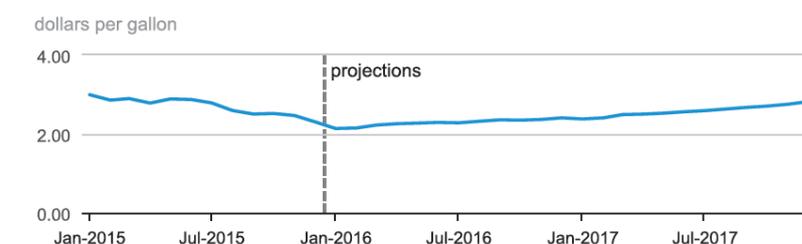
Para la Refinería Talara, la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos para la categoría tarifaria REF es de 2,24 y 2,57 US\$ /MMBTU. De acuerdo a una evaluación del mercado de productores en Piura efectuada por Gasnorp, se ha estimado el precio del gas en 2,88 US\$/MMBTU, con lo que el consumidor podría pagar por el gas y la distribución un monto de 5,12 a 5,45 US\$/MMBTU, que sumado con su IGV resulta menor a los US\$ 7,80 US\$/MMBTU manifestado por la interesada.

Con respecto a lo indicado al precio de los sustitutos, los cuales no corresponden a lo que actualmente viene presentando, se debe señalar que la determinación de los mencionados precios deben obedecer a una estimación en el largo plazo y no solo debe reflejar coyunturas particulares. Además, se debe considerar que la concesión empieza a operar recién al segundo año de la firma de contrato, el cual para efectos de la concesión en la región de Piura, aproximadamente sería a partir del 2018.

Po otro lado, cuando se revisa las estimaciones internacionales de los precios de combustibles, se observa que en la mayoría de las agencias encargadas del tema, siempre proyectan incremento de los precios. En la Figura N° 1 y el

Cuadro N° 3 se muestra un ejemplo de lo señalado.

Figura N° 1
Diesel Fuel Retail Price Incl Taxes U.S. Average



eia Source: Short-Term Energy Outlook

Cuadro N° 3
Proyección de algunos Precios de Combustibles según el EIA
(US\$ / MMBTU)

Price Summary	2016	2017
WTI Crude Oil^a (dollars per barrel)	38.54	47
Brent Crude Oil (dollars per barrel)	40.15	50
Gasoline^b (dollars per gallon)	2.03	2.21
Diesel^c (dollars per gallon)	2.29	2.59

^a West Texas Intermediate.

^b Average regular pump price.

^c On-highway retail.

Fuente: U.S. Energy Information Administration

En ese sentido, establecer precios en función de valores actuales no representa realmente las condiciones que tendrá los combustibles sustitutos al inicio de la concesión.

Por lo mencionado, no se acepta el comentario

3.9. Comentario N° 9 – Precio del gas para el sector residencial

Conforme afirma el interesado, el precio del gas para el sector residencial reportado por Gasnorp es 2,37 US\$/MMBTU. Por tanto, el Precio final del Gas Residencial en los escenarios base y alternativo será de 8,9 y 11,7 US\$/MMBTU respectivamente. En el caso de considerarse el escenario más probable, es decir

sin incluir a EEPSA ni a la Refinería Talara, se alcanzaría aproximadamente los 15 US\$/MMBTU, sin incluir el costo de la Conexión. Si se incluye dicho costo, el Precio a pagar por el usuario residencial alcanzará el orden de los 24.54 US\$/MMBTU (15 + 9.54 US\$/MMBTU), superando el precio del sustituto, haciendo inviable el proyecto.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, cabe indicar que el regulador no ha tomado la propuesta tarifaria de Gasnorp por lo que resulta innecesario pronunciarse sobre el comentario expresado en este punto por la interesada.

Por lo mencionado, no se acepta el comentario

3.10. Comentario N° 10 – La tarifa aplicable a la Refinería de Talara

El interesado señala que una tarifa aplicable a la Refinería de Talara del orden de 2.24 a 2.57 US\$/MMBTU no es sostenible para la Refinería, en la medida que encarecería significativamente los costos de su proceso, restándole competitividad.

Análisis de Osinergmin

Para la Refinería Talara, la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos para la categoría tarifaria REF es de 2,24 y 2,57 US\$ /MMBTU. De acuerdo a una evaluación del mercado de productores en Piura efectuada por Gasnorp, se ha estimado el precio del gas en 2,88 US\$/MMBTU, con lo que el consumidor podría pagar por el gas y la distribución un monto de 5,12 a 5,45 US\$/MMBTU, que sumado con su IGV resulta menor a los US\$ 7,80 US\$/MMBTU manifestado por la interesada.

Por otro lado, cabe señalar, que mediante Carta N° RTAL-0013-2016, de fecha 22 de enero de 2016, Petroperú ha informado que la demanda del PMRT tendrá un consumo de 20 MMPCD con lo que se prevé que las tarifas del escenario alternativo tendrán mayor competitividad respecto de sus sustitutos.

Por lo mencionado, no se acepta el comentario

3.11. Comentario N° 11 – La tarifa aplicable a EEPSA

Una tarifa aplicable a EEPSA del orden de 1,59 US\$/MMBTU no es sostenible, en la medida que no podría competir en el mercado de generación, poniendo en riesgo la sostenibilidad de su negocio eléctrico.

Análisis de Osinergmin

La interesada no ha presentado información que permita evaluar el riesgo de sostenibilidad del negocio eléctrico de la empresa EEPSA. Sin embargo, cabe señalar que el precio declarado del gas natural por las empresas generadoras,

no necesariamente refleja la realidad del costo variable de producción ni el costo de gas natural en que incurre la generadora. Es decir, el precio declarado por las generadoras eléctricas se rigen por las estrategia de precio que dichas empresas optan para establecer los despachos en el SEIN, no siendo necesariamente el costo real de la central. En el Cuadro N° 4 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra algunos precios del gas natural declarado por la C.T. Malacas para la TG4 publicado por el COES

Cuadro N° 4
Precio Final de Gas Natural Declara para la Unidad
TG4 de Malacas
(US\$ / GJ)

PERIODO	PRECIO UNICO GAS NATURAL	PERIODO	PRECIO UNICO GAS NATURAL
2010.01	5,0780	2013.12	6,2934
2011.01	5,0854	2014.01	6,2863
2011.07	5,3276	2014.07	0,8000
2011.12	5,7136	2014.12	0,8000
2012.01	5,7726	2015.01	0,8000
2012.07	6,4208	2015.07	0,5250
2012.12	6,4060	2015.12	0,5250
2013.01	6,4016	2016.01	0,5250
2013.07	6,3271	-	-

Por lo indicado, en la tabla precedente, lo señalado en el comentario que el precio del gas natural fijado por el regulador debe ser declarado por la generadora al COES no es correcto, dado que el precio declarado en la realidad es un precio estratégico.

Por lo expuesto, no se acepta el presente comentario.

3.12. Comentario N° 12 – Reservas Probadas certificadas

Según el interesado, la Demanda propuesta está en el orden de 290 millones de m³/año, no obstante, se requiere de reservas de 0,2 TCF para un horizonte de 20 años, que GASNORP no ha sustentado; por lo que sugiere que GASNORP sustente técnicamente que cuenta con las reservas probadas certificadas necesarias para cubrir la demanda proyectada.

Análisis de Osinergmin

El Artículo 20° del Reglamento de Distribución señala que la evaluación de la admisibilidad de una solicitud de concesión a cargo de la DGH implica la verificación de que la solicitud cumpla con los requisitos contemplados en el Artículo 18° dicha norma

Precisamente, uno de estos requisitos es el previsto en el literal h) del mencionado Artículo 18°, consistente en que los volúmenes consignados en los contratos o compromisos de contratos de suministro presentados por el

solicitante se ajusten a lo previsto en el inciso c) del Artículo 42° de la misma norma, es decir, que garanticen el requerimiento de Gas Natural por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo¹².

De acuerdo a los dispositivos señalados, en la etapa de evaluación de la admisibilidad de la propuesta tarifaria presentada por el solicitante, la DGH debe verificar el cumplimiento del requisito mencionado, debiendo rechazar y archivar la solicitud en caso no cumpla con el mismo y la empresa no subsane dicha omisión a requerimiento de la DGH.

En el presente caso, se aprecia que de la revisión del Informe Técnico-Legal N° 012-2015-MEM/DGH-DGGN-DNH (remitido por la DGH a solicitud del Regulador junto con el pronunciamiento respecto al plan de Desarrollo Inicial presentado por Gasnorp) se verifica que los contratos o compromisos de contratos de suministro presentados por el solicitante fueron oportunamente evaluados por la DGH, quien como consecuencia de la absolución de las observaciones formuladas a la propuesta de Gasnorp, manifestó su conformidad respecto a la misma mediante el Informe Técnico-Legal N° 020-2015-MEM/DGH-DGGN-DNH.

En tal sentido, la evaluación sobre el cumplimiento de contar con los contratos o compromisos de contratar los volúmenes de gas requeridos para la concesión conforme lo exige el Reglamento de Distribución, corresponde a la DGH, no siendo competencia de Osinergmin.

En ese contexto, corresponderá al Minem realizar la solicitud del sustento técnico de las reservas con las que cuenta la empresa peticionaria de la concesión.

Por lo expuesto, no se acepta el comentario.

3.13. Comentario N° 13 – Suministro de gas natural

Respecto al suministro de gas natural, la propuesta de GASNORP plantea el suministro de Piura y Paita desde Talara. Asimismo, plantea que esta última localidad sea suministrada mediante GNC por camiones.

Análisis de Osinergmin

El comentario emitido por la empresa está relacionado con la Propuesta Tarifaria Gasnorp. Sin embargo, cabe señalar que el desarrollo del plan inicial de la concesión de Piura en cuanto al desarrollo de la infraestructura necesaria

¹² Artículo 42.- El Concesionario está obligado a:

(...)

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.

(...)

(redes de ductos o GNC) así como las fuentes de suministro de gas ha sido previamente aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

Por lo señalado, no corresponde en esta etapa de la evaluación de la propuesta tarifaria de Gasnorp replantear los alcances del plan inicial del desarrollo de la infraestructura necesaria para desarrollar la actividad de distribución por red de ductos en la región Piura previamente aprobados por el Minem.

Por lo señalado, no se acepta el comentario.

3.14. Comentario N° 14 – Utilización de cruces especiales, velocidad del gas en las redes y el uso de tuberías de poliamida

El interesado señala que el trazado del ducto de GASNORP incluye cruces especiales que requieren la técnica de perforación dirigida; asimismo, indica que dichos cruces encarecen significativamente los costos del proyecto, por lo que sugiere se dé el sustento técnico para la procedencia de su ejecución, asimismo su costo debe ser evaluado con el nivel de especialidad técnica requerida, para el traslado eficiente de dichos costos.

Por otra parte, el interesado afirma que en algunos casos, la velocidad del gas en las redes de polietileno excede los 30 m/s (90 pies/s), con lo cual GASNORP estaría vulnerando la norma técnica internacional, ASME B31.8., que establece como velocidad máxima del flujo de gas por redes de 30 m/s.

Po último señala que GASNORP debe efectuar un rediseño de sus redes de distribución considerando el uso de poliamidas que permitiría reducir costos de inversión y tener un sistema más eficiente de distribución.

Análisis de Osinergmin

Respecto al comentario, se debe señalar que la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de Osinergmin ha emitido el Informe Técnico Favorable mediante Resolución Osinergmin N° 107-2015-OS-GFGN/DDCN de fecha 07 de diciembre de 2015, donde concluye que luego de la evaluación efectuada a la documentación no se ha encontrado evidencia de incumplimientos por parte de la empresa Gasnorp respecto al Reglamento de Distribución y demás normas legales vigentes.

Cabe señalar que uno de los documentos evaluados es el Manual de Diseño que contiene: Lista y volúmenes de demanda de gas natural de los consumidores, Cálculo de flujo, Memoria descriptiva del proyecto, Planos generales del proyecto y especificaciones generales de materiales y equipos. Por lo señalado, no corresponde en esta etapa revisar el trazado o las obras especiales consideradas en la propuesta del Gasnorp.

Asimismo, en esta etapa, no se cuenta con el detalle del diseño del recorrido ni de la distribución de cargas de la red de polietileno, en el entendido, que al momento de efectuar el desarrollo de la red inicial esta se sujetará a las

necesidades y prioridades en la construcción de dicha infraestructura para atender a los usuarios que requieran de este servicio. Por ello, no es factible definir con certeza la velocidad del gas por el ducto de polietileno ya que está dependerá de las condiciones de operación real tales como la presión y la temperatura. Finalmente, debemos señalar que al momento de la construcción de los ductos de polietileno el concesionario desarrollará el estudio detallado de las redes de distribución de baja presión de polietileno considerando las demandas reales a atender, las mismas que serán aprobadas en su oportunidad por el Osinergmin, entidad que verificará el cumplimiento de las normas técnicas correspondientes.

Con relación al uso de poliamidas, es el concesionario quien define la tecnología más apropiada cumpliendo las normas técnicas vigentes. Al respecto cabe señalar, que el numeral 21.4 de la Norma Estudios Tarifarios refiere que el Concesionario “deberá presentar la tabla de datos conteniendo todas las características técnicas de los componentes de sistema de distribución y del suministro a los predios que prevé atender.” En consecuencia, podemos concluir que la normativa vigente faculta al concesionario la elección de la tecnología que mejor convenga, en el marco de las exigencias de las normas internacionales y locales.

Por lo señalado, no se acepta el comentario.

3.15. Comentario N° 15 – El eventual perjuicio de las tarifas de electricidad

El interesado señala que GASNORP únicamente está interesado en tomar, a través de la concesión de distribución, la demanda de gas de la Refinería Talara y la CT de Malacas, en la medida que ambas representan 66% de la demanda del gas que pretende utilizar, frente al 0.04% que representa la demanda de gas para los clientes residenciales; asignarle un sobre costo, para que estos financien los costos ineficientes que presenta la Propuesta Tarifaria de GASNORP. El problema radica en que tales sobre costos, se trasladaran a la Refinería Talara y la CT de Malacas, en perjuicio de las tarifas de electricidad que eventualmente se verán afectadas al tener que pagar un combustible más caro.

Análisis de Osinergmin

La afirmación de la interesada no se encuentra sustentada. Sin embargo, cabe señalar que las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de acuerdo a lo definido en el Reglamento de Gas Natural por Red de Ductos estas corresponden a una tarifa media que resulta de dividir los costos de capital y operación y mantenimiento sobre la demanda. El criterio económico recogido por la normatividad del sector es el mismo que se utiliza en la fijación de tarifas de redes no solo de los servicios de gas natural sino también de electricidad y agua.

En consecuencia, las tarifas medias se aplican a todos los usuarios que hacen uso de la red de distribución, la misma que no debe ser considerada como perjuicio o beneficio sino más bien es el resultado de la aplicación de un criterio económico que permite el desarrollo sostenible del servicio de distribución dentro de un monopolio natural como lo es la actividad de distribución.

En conclusión, no se acepta el comentario.

3.16. Comentario N° 16 – El consumo de GLP

De acuerdo a lo afirmado por el interesado, las viviendas de la zona estudiada consumen entre 8 a 12 balones de GLP de 10 kg al año. Lo que daría un promedio de 0.89 balones al mes.

Asimismo, un balón de 10 kg de GLP equivale aproximadamente a 13 m³ de gas natural. Sin embargo, la equivalencia utilizada en el estudio es de 8.9 kg de GLP igual a (“aproximadamente”, sic) 13 m³ de gas natural, con lo que la demanda unitaria por vivienda resulta con un exceso de 12%.

Análisis de Osinergmin

Para determinar la demanda de gas natural en la concesión, se debe tener en cuenta que el ingreso de los clientes proyectados a la concesión se realiza de manera gradual durante todo el año, de tal forma que recién al finalizar el año, la totalidad de los clientes proyectados forma parte de la concesión. Dicho criterio es aplicable a todos los tipos de clientes contemplados en las diferentes categorías propuestas.

Es por ello que no se puede asumir que el 100% de lo que consumiría el número total de clientes proyectados en un año sea aplicable como demanda en el año asociado. Resulta importante señalar, que una estimación de la demanda de gas natural sin considerar dicho aspecto, originaría una sobre dimensionamiento de la demanda y no reflejaría lo que realmente ocurre en la realidad.

Sin embargo, para los cálculos se ha establecido que el ingreso de los clientes se da en dos partes en el año, por lo que para la estimación de la demanda se asume que el 50% de nuevos clientes ingresan a mediados del año y la segunda mitad al finalizar el año. En ese sentido, el cálculo de la demanda de los clientes residenciales para un año específico, no se puede asumir que resulta de multiplicar el consumo medio (13 m³) por la totalidad de clientes, sino que debe corresponderle para un año la totalidad de clientes del año anterior más el 50% de la diferencia multiplicado por el consumo medio.

Ahora bien, el consumo medio indicado por Gasnorp en su propuesta de 13 m³/mes resulta prudente dicha estimación, considerando que en otras concesiones la media se asemeja a dicho valor.

En conclusión, no se acepta el comentario.

3.17. Comentario N° 17 – Incongruencias en las tablas 2-2 y 2-5

El interesado señala que para la captación de clientes residenciales se ha previsto un nivel de captura del 52% de los clientes potenciales, con tasas anuales de incorporación de clientes residenciales. Estos porcentajes anuales se han aplicado sobre el total de toda la Región de clientes potenciales en la región, sin precisar los criterios para los porcentajes considerados para cada una de las subregiones.

Asimismo, en la Tabla 2-2, la cantidad de viviendas en Sullana y Paita asciende a 36,246 y 17,359, respectivamente, mientras que en la Tabla 2-5, los clientes residenciales potenciales de Sullana y Paita ascienden a 14,755 y 30,809, respectivamente.

Análisis de Osinergmin

El comentario emitido por la empresa está relacionado con la Propuesta Tarifaria Gasnorp. Sin embargo, se debe señalar que la cantidad de clientes residenciales que el Peticionario ha presentado en su Plan de Desarrollo Inicial, forma parte de los compromisos que el Minem ha aprobado, entendiendo que la tabla 2-5 corresponden a la cantidad de clientes residenciales a los que está comprometido el Peticionario de otorgársele la concesión.

En conclusión, no se acepta el comentario.

3.18. Comentario N° 18 – Asignación de tasas de incorporación

El interesado afirma que la asignación de tasas de incorporación se ha basado en la experiencia del grupo empresarial matriz de GASNORP, en el desarrollo de zonas nuevas, es decir, sin consumo previo de gas natural; sin embargo, no se ha tomado en cuenta que Talara tuvo por muchos años suministro de gas natural residencial ni que Talara es la zona más cercana, no sólo a la fuente de suministro, sino a la planta de procesamiento, además, la distribución de la ciudad de Talara facilitaría mucho la instalación de redes en un modelo enmallado, aumentando la cantidad de clientes captables.

Asimismo, en la Provincia de Talara se encuentran las localidades de Los Órganos, El Alto y Negritos, zonas de producción de gas y petróleo, la comparación con el desarrollo de la concesión de Cálidda no es válida, porque en esta primaron una serie de circunstancias adversas que se supone debían ser superadas por la política de masificación de gas natural.

Finalmente, señalan que debe tenerse en cuenta que el sistema de suministro de Paita es independiente del sistema principal de alta presión que sirve a las demás localidades.

Análisis de Osinergmin

El comentario emitido por la empresa está relacionado con la Propuesta Tarifaria Gasnorp. Sin embargo, cabe señalar que el comentario de la interesada respecto de las subestimaciones en el número de clientes de Talara, así como, la exclusión de localidades son decisiones tomadas previamente durante la aprobación del Plan de Desarrollo Inicial.

En esta etapa del proceso, no corresponde a Osinergmin incluir nuevas zonas ni modificar el compromiso de la cantidad de clientes residenciales. Por otro lado, el futuro concesionario de distribución tiene la libertad de poder incrementar el número de usuarios así como el número de localidades a ser atendidas debido a que es el concesionario de toda el área geográfica de la región Piura y no únicamente de las localidades consignadas en su plan de desarrollo inicial al que está comprometido a cumplir.

En conclusión, no se acepta el comentario.

3.19. Comentario N° 19 – El consumo proyectado de gas natural de la Central Térmica de Malacas

Conforme afirma el interesado, el estudio de GASNORP asigna a la C.T. Malacas un consumo proyectado de gas natural de 13.384 MMPCD, y propone a esta empresa el servicio de distribución de gas natural por red de ductos como servicio de transporte firme.

Análisis de Osinergmin

El comentario emitido por la empresa está relacionado con la Propuesta Tarifaria Gasnorp lo cual no resulta procedente en la presente etapa del Procedimiento. De acuerdo con la etapa f) del Anexo C.4 del Procedimiento, los interesados pueden formular comentarios y/o sugerencias a la Resolución Tarifaria propuesta por el Regulador, la cual si bien ha tomado como base la propuesta tarifaria presentada por la empresa solicitante, incorpora los ajustes y modificaciones necesarias de modo que las tarifas que finalmente se aprueben cumplan con los criterios y principios establecidos en el Reglamento de Distribución y demás normas aplicables.

Como se puede apreciar, en esta etapa del Procedimiento, el Regulador busca recoger los comentarios y sugerencias de los interesados a efectos de que la información y aportes de los agentes contribuyan a mejorar el proyecto de resolución propuesto.

No obstante lo mencionado, se verifica que el comentario de la interesada cuestiona, en realidad, la propuesta tarifaria presentada por Gasnorp, en lugar de comentar el proyecto de Resolución, el cual contiene la evaluación tarifaria realizada por Osinergmin,

Conclusión, no se acepta el comentario.

3.20. Comentario N° 20 – Cantidad de personal

El interesado afirma que combinando la cantidad de personal que plantea el organigrama de GASNORP y los niveles de sueldos sugeridos para cada categoría, dan como resultado una cifra que tiene un precio apreciable en el gasto de operación y mantenimiento. Así, se proyectó tener al año 2022 un total de 114 personas laborando en la empresa, aparentemente la mayoría en sector comercial y “poquísimos” en campo.

Análisis de Osinerghmin

El comentario bajo análisis se encuentra referido a las tarifas propuestas por Gasnorp y no a las tarifas publicadas por Osinerghmin mediante la Resolución 008.

De acuerdo con la etapa f) del Anexo C.4 del Procedimiento, los interesados pueden formular comentarios y/o sugerencias a la Resolución Tarifaria propuesta por el Regulador, la cual si bien ha tomado como base la propuesta tarifaria presentada por la empresa solicitante, incorpora los ajustes y modificaciones necesarias de modo que las tarifas que finalmente se aprueben cumplan con los criterios y principios establecidos en el Reglamento de Distribución y demás normas aplicables.

Como se puede apreciar, en esta etapa del Procedimiento, el Regulador busca recoger los comentarios y sugerencias de los interesados a efectos de que la información y aportes de los agentes contribuyan a mejorar el proyecto de resolución propuesto. No obstante lo mencionado, se verifica que el comentario de la interesada cuestiona, en realidad, la propuesta tarifaria presentada por Gasnorp, en lugar de comentar el proyecto de Resolución, el cual contiene la evaluación tarifaria realizada por Osinerghmin, lo cual no resulta procedente en la presente etapa del Procedimiento.

Por lo expuesto, no se acepta la sugerencia.

3.21. Comentario N° 21 – Sobre la metodología empleada por Gasnorp para la asignación de costos

El interesado señala que en una primera instancia GASNORP desarrolla su propuesta de tarifas empleando una metodología de asignación de uso para la asignación de costos a cada categoría. En el caso de las categorías Generación Eléctrica y Refinerías se adoptó un análisis diferente basado en el “gran consumo” y “uso final del gas natural”.

Como resultado del empleo de esta metodología, las tarifas propuestas resultan totalmente inadecuadas, con valores muy superiores a los precios de los combustibles alternativos.

Por tal razón GASNORP propuso un mecanismo “enfocado directamente en el mercado y que considere el costo alternativo como un techo de la tarifa a cobrar”. A esta metodología le dan el nombre de “tarifas competitivas”.

El resultado de esta segunda metodología, continúa el interesado, presenta un apreciable incremento de la competitividad en las categorías menores (A con -54%, B con -42% y GNV con -49%7), un nivel mediocre en las otras categorías (-4% en promedio) y un perjuicio para las categorías Refinería (+14%) y Generación Eléctrica (+83%), que terminarían pagando más de lo que pagan actualmente por el gas natural.

En otros documentos revisados se ha apreciado que los mentados ahorros en las categorías A, B y GNV podrían no ser tales al incluirse en el presupuesto del usuario, por ejemplo, los costos de instalaciones internas o la conversión de los motores de gasolina a gas natural.

Análisis de Osinergmin

El comentario emitido por la empresa está relacionado con la Propuesta Tarifaria Gasnorp. Cabe señalar que el comentario para ser analizado debe estar referido a la Propuesta Tarifaria Osinergmin. Sin embargo, se precisa que la metodología del diseño por categoría tarifaria y la verificación de la competitividad de cada una de ellas, efectuada por el Regulador ha sido analizada en los numerales 1.3, 3.6, 3.7 y 3.8 del presente documento.

De acuerdo a lo señalado, no se acepta el comentario.

3.22. Comentario N° 22 – Sobre los combustibles sustitutos empleados por Gasnorp

El interesado afirma que la propuesta de GASNORP considera para cada categoría tarifaria combustibles sustitutos de acuerdo a sus estudios. En ese sentido, mientras GASNORP considera que la Refinería y EEPSA utilizan gas natural como combustible alternativo, en el Informe Osinergmin N° 0035-2016-GART se les asigna R500.

Análisis de Osinergmin

Considerando la particular situación que presenta la refinería sobre que actualmente usa gas natural y además que dicha refinería necesita que se evalúe cuáles son las implicancias que se presentarían en caso se instale una concesión de distribución gas natural en la región de Piura, se modifica el precio del sustituto por el valor que actualmente paga por el gas natural, considerando que dicha situación sería la condición crítica que enfrenta la refinería ante la posible existencia de un distribuidor de gas natural en la zona.

Además, al ser una categoría tarifaria especial (Categoría Tarifaria REF), el efecto de aplicar un precio de comparación particular (precio del gas natural

que actualmente paga), este no distorsiona el análisis general de la categoría tarifaria, pues en dicha categoría el único cliente le corresponden la Refinería Talara.

En tal sentido, se acepta considerar el precio del gas natural que actualmente paga como elemento comparativo en la competitividad de la categoría tarifaria REF.

En conclusión, se acepta la sugerencia.

4. Análisis de comentarios y sugerencias de la empresa Petróleos del Perú S.A.

La empresa Petróleos del Perú S.A. (en adelante “Petroperú”) presentó un total de diez (10) comentarios y/o sugerencias a la Resolución Tarifaria, los cuales analizamos a continuación:

4.1. Comentario N° 1 - Permanencia de la Refinería Talara con un sistema de compra libre de gas natural

Basándose en que la modernización de la Refinería Talara ha sido declarada como un proyecto de necesidad pública e interés de la nación y que su instalación ha sido normada por la Ley 30130, Petroperú señala que la Refinería Talara debe mantenerse con un sistema de compra libre de gas para reducir o mantener sus costos de tal manera que no se afecten sus flujos de efectivo necesarios para pagar el proyecto.

Análisis de Osinerghin

De acuerdo con el marco normativo vigente, la Refinería Talara constituye un Consumidor Independiente¹³, y por tanto, tiene la libertad de contratar el suministro de la molécula de gas libremente con el productor que considere conveniente. Tal situación se mantendrá en caso se otorgue la concesión de distribución de gas por ductos en la región Piura, toda vez que, si bien la tarifa por el servicio de distribución es regulada por Osinerghin, los precios por el suministro de gas por parte de los productores continúan siendo libres.

En efecto, en el mercado del Gas Natural existen tres actividades que deben estar claramente diferenciadas: la producción, el transporte y la distribución de gas natural¹⁴. Al respecto, la producción es una actividad que no se encuentra sujeta a regulación por lo que los productores pueden contratar libremente con cualquier consumidor el suministro de la molécula de gas¹⁵, la cual deberá ser llevada al punto de consumo del cliente por los concesionarios de transporte y distribución respectivamente.

¹³ 2.1 Consumidor Independiente: Consumidor que adquiere Gas Natural directamente del Productor, Comercializador o Concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30 000 m³/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses.
(...)

¹⁴ De acuerdo con el Reglamento de Distribución vigente, el concesionario de distribución se encarga también de la actividad de comercialización, pudiendo ingresar al mercado un comercializador independiente recién después del décimo segundo año de suscrito el respectivo contrato de concesión (Artículo 117°).

¹⁵ Ley N° 26221, Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional
“Artículo 39.- El Contratista tendrá la libre disponibilidad de los Hidrocarburos que le correspondan conforme al Contrato (...)”

Las actividades de transporte y distribución por su parte, se realizan a través de la instalación de redes de ductos, mediante las cuales se lleva el gas suministrado por los productores hasta los predios de los consumidores¹⁶. A cambio de éste servicio los concesionarios de transporte o distribución reciben el pago de una tarifa, la cual debe ser fijada por Osinergmin de conformidad con los literales d) y e) del Artículo 28° del Reglamento General de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM¹⁷.

En el caso de la región Piura, Gasnorp ha solicitado la concesión para prestar el servicio de distribución de gas natural por red de ductos, siendo materia del presente procedimiento fijar las tarifas máximas aplicables a los consumidores a quienes la empresa preste servicio. Sin embargo, en lo que respecta a la compra de la molécula de gas, como se ha señalado, la Refinería Talara podrá continuar adquiriéndola a través de la libre negociación con los productores o suministradores que considere conveniente¹⁸.

Por lo expuesto, se concluye que la Refinería de Talara mantendrá el sistema de compra libre de la molécula o suministro de gas conforme lo establece la normativa vigente, pudiendo contratar los servicios del concesionario de distribución para trasladar el gas adquirido hasta su predio, a cambio del pago de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos aprobadas por Osinergmin.

Conforme a lo señalado, se acepta la sugerencia.

4.2. Comentario N° 2 - Permanencia de Refinería Talara con un sistema de compra libre de gas natural

La empresa Petroperú solicita que se mantenga a la Refinería Talara con un sistema de compra libre de gas natural, a efectos de que pueda contratar su propio suministro de gas, de acuerdo a sus necesidades operativas. Sustenta su comentario indicando que de acuerdo con la Ley 30130, Petroperú debe financiarse con sus propios recursos.

¹⁶ Al ser negocios de redes, al igual que en el caso eléctrico, la legislación ha previsto que éstos se desarrollen por concesionarios con derecho de exclusividad, y por ello se encuentran sujetos a tarifas reguladas. El Artículo 7° del Reglamento de Distribución establece:

“Artículo 7.- 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 DGH (...)”

¹⁷ Reglamento General de Osinergmin.

“Artículo 28.- Alcances de la Función Reguladora

Dentro de sus funciones reguladoras, OSINERG establecerá las siguientes tarifas en el mercado regulado:

(...)

d. Tarifas del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos.

e. Tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, así como de distribución de electricidad.

(...)”

¹⁸ Cabe precisar que el Reglamento de Distribución distingue entre los Consumidores Regulados (Consumo igual o menor a 30 000 m³/día), para quienes el concesionario de distribución compra la molécula de gas del productor, y los Consumidores Independientes (Consumo mayor a 30 000 m³/día), quienes compran el gas directamente del productor y pueden negociar libremente las condiciones y precios.

Análisis de Osinergmin

Sobre este punto nos remitimos al análisis efectuado en el numeral precedente.

4.3. Comentario N° 3 - Cronograma de instalación y puesta en servicio

Petroperú solicita que se indique el cronograma de instalación y el inicio de la puesta en operación del servicio de distribución de gas natural, debido a que la Refinería Talara es un negocio en marcha que requiere de suministro permanente de gas.

Análisis de Osinergmin

Con respecto al cronograma que se ha estimado para que la Refinería Talara sea considerada como cliente de la concesión, este se ha basado en la Propuesta Tarifaria del Peticionario, el cual señaló que recién al 2do año iniciaría la puesta de operación comercial de su proyecto.

Se debe tener en cuenta que la empresa que adquiera el derecho de la concesión en la región Piura, debe desarrollar primero la infraestructura del suministro para atender a los clientes (de acuerdo al cronograma de Gasnorp la infraestructura se completa en tres años) y además, se debe tener en cuenta que la Refinería Talara por presentar la característica de cliente independiente está supeditado a que adquiera el gas natural con algún productor previamente y que este sea suministrado por las redes del concesionario. En razón de los aspectos mencionados, para determinar el ingreso de la Refinería Talara como cliente de la concesionaria se estableció que a partir del 2do año sea considerado como tal. Además, dado que la promesa de contrato de suministro de gas natural que presentó el Peticionario solo cubría el suministro a los clientes regulados, incrementa la necesidad que resulte obligatorio que la Refinería Talara busque el suministro de gas natural, además de acuerdo con el contrato de suministro que actualmente tiene la refinería recién a partir del año 2019 podría negociar un nuevo suministro.

En conclusión, se ha cumplido con dar a conocer los plazos del desarrollo de la infraestructura de la red distribución de gas natural por ducto propuesto por Gasnorp.

4.4. Comentario N° 4 – Sobre la transferencia de los ductos por parte de EEPSA

Petroperú solicita se precise si la tarifa ha sido calculada considerando que la empresa EEPSA transferirá sus ductos al nuevo concesionario; ya que de lo contrario, el cálculo efectuado por el Regulador podría verse afectado por la inversión correspondiente a la construcción de nuevos ductos, lo cual impactaría directamente a la tarifa asignada para la Refinería Talara.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo al procedimiento de cálculo tarifario, el regulador debe considerar criterios de eficiencia para el desarrollo de las redes de distribución de gas natural. El modelo económico corresponde a una regulación por incentivos en la misma que el Regulador fija una tarifa máxima por un periodo determinado. El diseño de la infraestructura parte de la premisa "greenfield", es decir, no se toma en cuenta las instalaciones existentes sólo se considera las potenciales demandas a ser servidas. Bajo este concepto, el reconocimiento de la infraestructura corresponde a una que cumple con los criterios de eficiencia. Asimismo, cabe señalar que el costo de capital (CAPEX) se calcula utilizando el concepto del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Por ello, a toda la infraestructura propuesta por Gasnor se han añadido los ductos necesarios para distribuir el gas natural a la Refinería Talara y a la C.T. Malacas.

Como resultado, el ducto a la Refinería Talara tiene 16,4 Kilómetros de longitud y 8 pulgadas de diámetro. Asimismo, el ducto a la C.T. Malacas tiene una longitud de 10,8 Kilómetros y 8 pulgadas de diámetro.

Por lo expuesto, el Regulador calcula las tarifas a partir de los criterios técnicos y económicos previstos en la normativa actual. Por lo que, el Regulador en este caso no tiene competencia para considerar en su estudio tarifario la transferencia de los ductos por parte de EEPSA.

En conclusión, no se acepta el comentario

4.5. Comentario N° 5 - Interrogantes al Informe 035-2016-GART

Petroperú señala que la Refinería Talara actualmente adquiere el gas natural mediante contratos de suministro con los productores y/o comercializadores actualmente instalados en el área geográfica de Talara.

Asimismo, indica que el cálculo de tarifas para el otorgamiento de la concesión de distribución de gas natural en la Región Piura, descrito en el Informe N° 035-2016-GART que sustentó la Resolución Tarifaria publicada por Osinergmin, genera las siguientes interrogantes:

a) Sobre las fuentes de suministro de gas

Al respecto, señala que en vista de que no se ha declarado la fuente de suministro garantizado para la Concesión (contratos de suministro con los productores, por un volumen entre 15 a 20 MMPCD), existen dudas en cuanto a la confiabilidad del suministro, más aun si nos encontramos frente a un "servicio público".

Por otro lado, señala que son pocos los productores que tienen declaradas reservas para cumplir con la atención de la demanda estimada.

En tal sentido, Petroperú indica que es necesario conocer, al igual que la demanda declarada, cuáles son las fuentes de suministro confirmadas para la concesión.

Análisis de Osinergmin

Con respecto al requerimiento planteado por la empresa, debemos indicar que Gasnorp presentó, como parte de la Solicitud de Concesión¹⁹ remitida a la DGH en junio de 2015, contratos de suministro de gas natural con las empresas Petrolera Monterrico S.A. y Graña y Montero Petrolera S.A., los cuales pasan a formar parte del suministro confirmado para la concesión. Es importante resaltar que para todas las Categorías Tarifarias, excepto para GE, REF y P, Gasnorp ha sustentado los precios y volúmenes mediante compromisos de contratos de suministro. En ese contexto, corresponderá al MINEM verificar los precios de suministro gas natural declarados por Gasnorp para las categorías GE, REF y P, antes del otorgamiento de la concesión.

Por lo expuesto, no se acepta el comentario.

b) Sobre el precio del gas en “boca de pozo”

Petroperú señala que para pasar de un sistema de compra libre a un sistema regulado, se requiere conocer el estado de cada uno de los factores que intervienen en la composición del precio final del gas en el punto de llegada de la Refinería. En tal sentido, Petroperú indica que en la fórmula declarada por el citado Informe N° 035-2016-GART no se ha precisado el manejo para el precio del gas en "boca de pozo", limitándose a señalar que éste será definido por el Minem.

De acuerdo a lo indicado, Petroperú señala que dicha incertidumbre podría ocasionar que el precio de gas natural sea inestable, ya que los productores podrían incorporar costos adicionales y expectativas de ganancia que desvirtúen el concepto de "boca de pozo".

Finalmente, la empresa indica que este aspecto debería ser definido al mismo tiempo que las tarifas de distribución.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo al Artículo 18° del Reglamento de Distribución, uno de los requisitos que las empresas interesadas deberán presentar al Minem como parte de la solicitud de concesión a solicitud de parte corresponde al “Contrato o compromiso de contratar para el suministro de gas natural al solicitante por parte de uno o más Productores”, por lo que, como se reitera en el comentario

¹⁹ Solicitud de Evaluación de Propuesta Tarifaria para Trámite de Otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región de Piura a Solicitud de Parte.

anterior, corresponderá al Minem verificar los precios de suministro gas natural declarados por Gasnorp para las categorías GE, REF y P, antes del otorgamiento de la concesión.

Por otro lado, cabe señalar que el regulador fija las tarifas máximas de la red de distribución de gas natural por red de ductos y el pliego tarifario a cliente final se aprueban sobre la base de las tarifas de suministro propuestas por la empresa Peticionaria, Gasnorp. Por ello, como resultado de la publicación del Proyecto de Resolución el usuario final de la categoría REF (categoría a la que correspondería la Refinería Talara) de 5,20 US\$/MMBTU resulta más competitivo respecto al precio a usuario final propuesto por Gasnorp de 7,54 US\$/MMBTU.

Por lo expuesto, corresponde al Minem evaluar el contrato o compromiso de suministro de gas para la concesión de la región Piura antes de otorgar la concesión.

En conclusión, no se acepta el comentario.

c) Sobre la reducción en 20% de precios para el consumidor

Petroperú manifiesta que el gas natural es un medio energético primordial para la operación de la Refinería, debido a que no existe un combustible sustituto, ya que los sistemas de la refinería actual y de la nueva refinería, no están diseñados para procesar combustibles líquidos, y menos aún residuales.

En relación a lo anterior, menciona que el cálculo de la tarifa considera el R500 como sustituto; sin embargo, señala que el criterio que debe primar en dicha estimación debe ser el de "costo de oportunidad" del gas, por el carácter de no sustituto. En ese sentido, la empresa señala que se debería buscar una reducción de precios de por lo menos 20% respecto del costo de suministro actual.

Análisis de Osinergmin

Tal como señaló en la absolución del comentario N°3 de las Sugerencias PETROPERU 01, el concepto de combustible sustituto se establece que es el combustible que puede ser usado en caso no cuente con el suministro de gas natural. En ese sentido se estableció el Residual 500 (R500) como combustible alternativo o sustituto, porque se considera que es lo que tendría que utilizarse cuando deja de consumir gas natural, en el entendido que es el combustible más al económico disponible. Si bien usa parte de los gases que auto produce, pero también resulta claro que lo auto producido no cubre la totalidad de la necesidad energética.

Sin embargo, tal como se señaló en el comentario indicado, considerando la particular situación que presenta la refinería sobre que actualmente usa gas natural y además que dicha refinería necesita que se evalúe cuáles son las

implicancias que se presentarían en caso se instale una concesión de distribución gas natural en la región de Piura, se modifica el precio del sustituto utilizado inicialmente por el gas natural que actualmente consume.

En tal sentido, se acepta considerar el precio del gas natural que actualmente consume como elemento comparativo en la competitividad de la categoría tarifaria REF.

En conclusión se acepta el comentario

d) Sobre la demanda de la Central de Malacas

Petroperú señala que las demandas de la Central Eléctrica Malacas y la Refinería Talara representan más del 60% del total y que cuando se instale el PMRT este porcentaje crecerá en forma importante. Asimismo, manifiesta que la estimación de las tarifas es muy sensible a la demanda de estos centros de consumo.

Por otro lado, señala que la demanda de la Central Eléctrica Malacas no es estable ya que la misma dependerá del nivel de generación eléctrica que logre colocar EEP SA en la Red Nacional. Dada la situación actual de la oferta eléctrica a nivel nacional (mayor en 50% respecto a la demanda), en los primeros años de la concesión no se tendría certeza sobre la demanda que pueda requerir dicha central, constituyendo así un factor de riesgo para el sistema tarifario.

Finalmente, hace énfasis en que es necesario definir apropiadamente la demanda de los grandes consumidores, tomando los datos más reales posibles.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a lo indicado de excluir la demanda de la C.T. Malacas debido a que dicha demanda no es estable y constituiría un factor de riesgo al sistema tarifario, se debe indicar que el efecto de inestabilidad de la demanda no es correcta, considerando que para efectos de ingresos tarifarios de la concesionaria que asuma en Piura, esta se realizará por la capacidad contratada diaria que dicho cliente establezca con la concesionaria. Se debe señalar que dicha forma de pago es similar con las categorías tarifarias cuyo consumo supera los 900,000 m³/mes (categoría E) entre las cuales se encuentra la categoría tarifaria REF.

El esquema de pago por capacidad contratada es utilizado en otras concesiones y se enmarca en lo establecido en el numeral 17.3, 28.3 y 29.3 de la Norma de Estudios tarifarios. Por ello, el pliego tarifario para las mencionadas categorías se establece cargos fijos en comercialización y distribución con la cual según la capacidad contratada diaria se define pagos fijos mensuales al concesionario. Resulta necesario indicar, que la parte variable indicada en el pliego tarifario (pago consumo volumétrico), corresponde a la parte que se paga como exceso a la capacidad contratada, en caso sucediera dicho caso.

En ese sentido, la inclusión de la demanda de la C.T. Malacas, en caso corresponda sea aplicable, no corresponde un factor de riesgo como se ha mencionado en su comentario respectivo

En conclusión, no se acepta la sugerencia

e) Sobre el contrato vigente de suministro de gas natural entre EEPSA y Refinería Talara

Petroperú solicita que se incluya en la Resolución Tarifaria que se va a respetar los contratos vigentes de suministro de gas natural, firmados entre EEPSA y la Refinería Talara, basándose en que la tarifa que paga actualmente Petroperú incluye la distribución y que sería desvirtuado cuando la concesionaria entre en operación.

Análisis de Osinerghmin

Sobre este punto, Osinerghmin no tiene competencias para pronunciarse sobre la validez de contratos suscritos entre particulares; en todo caso, en el supuesto de existir discrepancias sobre dicho aspecto, éstas deberán resolverse en las vías ordinarias previstas por el marco jurídico vigente.

Conforme a lo señalado, no se acepta la sugerencia.

4.6. Comentario N° 6 - Subestimación de la Demanda proyectada de la Refinería Talara con el PMRT

Petroperú señala que en el Cuadro N° 17 del Informe Técnico N° 0035-2016-GART se ha indicado como demanda adicional por el PMRT un volumen de 2.0 MMPCD a ingresar en el año 6 de la operación de la concesión.

Al respecto, la empresa considera que la demanda está subestimada dado que la Nueva Refinería Talara tendrá un consumo mínimo de 10.0 MMPCD de gas natural, en operación normal un rango de consumo de 11.0 a 20.0 MMPCD y para casos de emergencias operativas hasta 35.0 MMPCD; asimismo considera que dicho volumen debe ingresar a partir del año 3 de la Concesión (año 2018). Indica, además que dicho requerimiento fue puesto en conocimiento de la DGH mediante Carta N° PMRT-S0-1247-2015 de fecha 28 de septiembre de 2015.

Análisis de Osinerghmin

El Regulador al momento de calcular la demanda se basó en la fuentes de información reportadas por Gasnorp y el estudio "Evaluación para el desarrollo de nuevas concesiones de distribución de gas natural – Caso Piura y Tumbes elaborados para Osinerghmin.

Osinerghmin mediante el oficio 0034-2016-GART solicitó a Petroperú información respecto de la demanda del PMRT. Al respecto, cabe precisar que

al cierre de la elaboración del informe técnico que sustentó el Proyecto de Resolución que Fija las Tarifas de Distribución de Gas Natural de la Región Piura, el Regulador no contaba aún con la respuesta de Petroperú.

En ese sentido, dado que ahora el Regulador cuenta con la información solicitada, se debe incrementar la demanda actual a 20 MMPCD tomando en cuenta los comentarios Petroperú y lo señalado en su carta RTAL 013-2016 del 28.01.2016.

En conclusión, se acepta el comentario

4.7. Comentario N° 7 - Capacidad de la tubería de alimentación

Petroperú, indica que en el numeral 4.3 del Informe Técnico N° 035-2016-GART, se señala que la longitud de tubería de acero que alimenta a la Refinería Talara es de 16.4 Km, y en el Cuadro N° 19 se ha considerado un diámetro de 8" para la red de acero a la Refinería.

Adicionalmente, menciona que el Concesionario debe asegurar que la red de acero (gasoducto) que va a alimentar a la Refinería debe tener la capacidad suficiente para cubrir su consumo máximo, es decir hasta 35.0 MMPCD.

Al respecto, Petroperú considera que el ducto de 8" de diámetro no es suficiente para transportar el volumen de gas requerido por la nueva Refinería.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, nos remitimos al análisis efectuado en el numeral 1.2 del presente informe.

4.8. Comentario N° 8 - Reglamento de Distribución

La empresa Petroperú refiriéndose al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, como un reglamento que está enfocado directamente a la Distribución del Gas Natural, solicita se precise por qué en los cuadros N° 2 y N° 3 "Pliego Tarifario por Categorías" del Artículo 4°, se considera un margen de comercialización, ya que ello incrementa el costo tarifario.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a lo indicado, respecto a que el margen de comercialización no debería ser incorporado al servicio de distribución, se precisa que de acuerdo con el literal k) del Artículo 106° del Reglamento de Distribución, las tarifas que pagan los usuarios deberán estar compuestas por dos componentes: el Margen de Distribución y el Margen Comercial, los cuales, de acuerdo a lo señalado en el numeral 27.2 de la Norma para Estudios Tarifarios, puede ser expresado en parte variable o parte fija.

La remuneración por el Margen de Comercialización tiene por objeto cubrir el costo unitario eficiente del proceso de facturación del servicio y atención comercial al Consumidor, es decir, cubrir los aspectos comerciales que la concesionaria presenta cuando brinda el servicio de distribución de gas natural, el cual está comprendido por: a) La anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo que se requiere para el desarrollo de la actividad comercial, b) Los costos de operación y mantenimiento asociados a la atención del Consumidor y c) Los costos de facturación y cobranza (lectura, procesamiento, emisión de recibos, reparto y cobranza).

Como se puede apreciar, ambos componentes son parte de la tarifa de distribución debido a que el concesionario de distribución realiza también actividades de comercialización en tanto no se instalen empresas comercializadoras independientes. Al respecto, el Artículo 117° del Reglamento de Distribución, señala que la actividad de comercialización puede ser realizada por una empresa comercializadora independiente recién a partir del décimo segundo año de suscrito el contrato de concesión; es decir, en tanto ello no suceda la comercialización es realizada por el concesionario de distribución.

En ese sentido, el margen comercial no forma parte de la utilidad de la empresa, ya que más bien su utilidad proviene de la rentabilidad que obtiene sobre sus inversiones a la tasa de descuento fijada por ley y adicionalmente por las eficiencias operativas, reducción de costos, obtenidas producto de una gestión eficiente de la empresa.

En conclusión, no se acepta el comentario.

4.9. Comentario N° 9 - Refinería Talara como “Consumidor Independiente”

La empresa Petroperú solicita aclarar lo que se indica en el Informe Legal N° 033-2016-GART, el cual menciona que la Refinería Talara es un "Consumidor Independiente, que cuenta con la libertad para decidir y contratar el abastecimiento de su planta con los agentes que considere conveniente"; debido a que de tal cita se puede concluir que en el caso de que la Refinería opte por otra opción, se reduciría el ahorro para la Concesionaria, desestabilizando así el plan tarifario presentado por Osinergmin.

Análisis de Osinergmin

En efecto, como se ha señalado en el informe Legal N° 033-2016-GART y en el numeral 4.1 precedente, la Refinería Talara, en su condición de Consumidor Independiente²⁰, tiene derecho a contratar el suministro de la molécula de gas con cualquier productor de acuerdo a las condiciones que libremente negocie. Sin embargo, en caso dicho consumidor reciba los servicios del concesionario

²⁰ Consumidor definido en el Reglamento de Distribución como aquel que tiene un consumo mayor a 30 000 m3/día.

de distribución de gas por red de ductos para llevar el gas hasta su predio, deberá pagar las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos aprobadas por el Regulador.

Conforme a lo señalado, se ha aclarado lo solicitado por el interesado.

4.10. Comentario N° 10- Determinación de los Cargos Máximos de Corte y Reconexión

La empresa Petroperú solicita indicar por qué en el Anexo N° 13 "Detalle de Determinación de los Cargos Máximos de Corte y Reconexión", se considera Gastos Generales y Utilidades (30%) para el cálculo del Rendimiento diario (Und/día).

Respecto a ello, la empresa señala que tales valores usualmente se incluyen al final de un presupuesto y no en los cálculos de rendimientos.

Análisis de Osinergmin

En este caso, los costos administrativos, costos de infraestructura y utilidades que se aplican como costos indirectos a los costos directos de la actividad de corte y reconexión no han sido incluidos en el cálculo de la tarifa de distribución. Por ello, el corte y reconexión es un cargo complementario. Dicho cargo reconoce los costos directos y costos indirectos (gastos generales y utilidades) siendo este un 30% sobre los costos directos. Cabe precisar que, los cargos de corte y reconexión son aplicables a aquellos usuarios que no cumplen con el pago oportuno de sus recibos de consumo y se aplica cuando el usuario acumula dos recibos impagos.

Asimismo, debemos señalar que el cuadro que se indica en el Anexo N° 13 "Detalle de Determinación de los Cargos Máximos de Corte y Reconexión", ha sido calculado teniendo en consideración un rendimiento de 13 cortes por día, como se puede verificar los gastos generales y utilidades están aplicados al final del costo directo. Por lo que, sobre este aspecto, resulta erróneo el comentario efectuado por el interesado.

En conclusión, no se acepta el comentario.

5. Análisis de comentarios y sugerencias de la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C.

La empresa Gases del Norte del Perú S.A.C. (en adelante “Gasnorp”) presentó un total de diecisiete (17) comentarios y/o sugerencias a la Resolución Tarifaria, los cuales analizamos a continuación:

5.1. Sobre la Demanda

5.1.1. Comentario N° 1 – Respecto a las Categorías Tarifarias

Gasnorp señala que una de las premisas fundamentales de su diseño tarifario propuesto fue obtener tarifas competitivas con respecto a los combustibles alternativos existentes y que bajo dicho criterio segmentó el rango de alto consumo (mayor a 900.000 m³ al mes) en tres categorías E, F y G, ya que en su estudio de mercado identificó un único potencial cliente (Vale do Rio) con un consumo mensual dentro de dicho rango.

No obstante, indica que a partir del análisis de combustibles alternativos identificó que en todo el rango, el precio de la mejor oportunidad alternativa iba variando según el volumen consumido. En tal sentido, si a todo el rango le fuese aplicada la misma tarifa, elaborada con un único cliente existente, es posible que para algunos volúmenes de consumo se obtenga una tarifa superior al precio del alternativo.

Agrega que de no aplicarse la segmentación propuesta por su representada, la única manera de lograr conectar ese cliente sería ofreciéndole un descuento, cuyo resultado es el mismo que se pretende lograr con la segmentación tarifaria, con la importante desventaja de que los clientes de menor consumo (pero ubicados en la misma faja tarifaria) podrían aducir discriminación y pretender que le sea aplicado el mismo descuento con un gran perjuicio para la distribuidora; por lo que la segmentación tarifaria evitaría este conflicto, sin afectar la condición de equilibrio económico financiero, premisa fundamental de diseño tarifario.

Finalmente, señala que el plan inicial es a muy largo plazo, por lo que es razonable contemplar que puedan presentarse desvíos del plan original y que la estructura tarifaria contemple otras situaciones potenciales como la mencionada.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a la definición de las categorías tarifarias se debe establecer que estos deben determinarse de acuerdo a lo señalado en la Norma de Estudios Tarifarios en su numeral 19.2 que a la letra indica (el subrayado es

nuestro)“...19.2 Para definir la categoría de clientes, incluido los rangos de consumo, el concesionario previo análisis del mercado debe segmentar los clientes por categorías de tal forma de contener en gran medida a los clientes estimados.(...)”

En ese sentido, la definición de las categorías tarifarias está supeditada a que se establezcan clientes en la concesión con los cuales puedan estar agrupados por semejanza de consumo y/o tipo de combustible sustituto, de tal forma que al cumplir con las características de cada categoría tarifaria ofrecida se puede evaluar la competitividad respectiva, tal como se señala en el comentario en análisis “...el escenario de competitividad no es el mismo para diferentes clientes con diferentes volúmenes en dicho rango,...”.

Es importante mencionar que si bien la norma dice que deben existir dos grupos, los regulados y los independientes y que en cada grupo a su vez se puede crear subgrupos, la existencia de los clientes en cada subgrupo fundamenta la definición de la competitividad que tendrá la categoría tarifaria.

Asimismo, si bien el diseño tarifario puede permitir “expandir o interpolar” posibles tarifas a “nuevas” categorías tarifarias, el diseño tarifario en sí, no recogería la implicancia de la existencia dichas categorías tarifarias, pues ni la demanda ni la inversión asociada a dicha categoría tarifaria estaría siendo recogida en el costo del servicio, lo que implica un desequilibrio tarifario al momento de diseñar las tarifas de la concesión. Tal es el caso, que de aparecer clientes de niveles mayores a 4 000 000 m³/mes las implicancias en la futura concesión serían considerables, pues dicha magnitud de demanda impacta notoriamente en las tarifas de las otras categorías tarifarias.

Por lo expuesto, se debe señalar que desagregar la categoría tarifaria E (mayores a 900 000 m³/mes) sin poder definir cuáles son las características de competitividad que presentaría dichas categorías, así como las implicancias de la demanda asociada, resultaría en un incumplimiento a lo establecido en la Norma de Estudio Tarifarios, norma por la cual se regula las tarifas de distribución de gas natural.

En conclusión, no se acepta el comentario.

5.2. Pliego Tarifario por Categorías

5.2.1. Comentario N° 2 - Tarifa para la Categoría E

Gasnorp señala que para la categoría tarifaria E, la Resolución Tarifaria ha proyectado el consumo del cliente potencial Vale Do Rio, cuya atención por parte de la distribuidora requiere una inversión de 119 km de red.

Por otro lado, indica que es importante que la tarifa propuesta por Osinergmin remunere dicha inversión para que el resto de las categorías no subsidien a este cliente y que por el contrario este consumidor contribuya al resto de la canasta.

Adicionalmente, manifiesta que los sustitutos de este cliente son el R6 y R500 (USD9.87/MMBTU) pero que actualmente dicha empresa consume gas natural comprimido (GNC) a un precio de USD\$10.17/MMBTU (sin IGV), lo cual evidencia que Vale Do Rio podría llegar a pagar una tarifa mayor a la propuesta por Osinergmin, pero menor a lo que actualmente paga por el GNC.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a lo señalado por la empresa, debemos señalar en primer lugar que el ducto de 119 kilómetros desde Piura hasta Vale, referido por esta última, no es exclusivo para los volúmenes de demanda de dicha empresa, ya que dicho ducto también permite el suministro de los clientes residenciales, comerciales e industriales (pesqueros y otros) proyectados para el distrito de Castilla y la localidad de Sechura.

Adicionalmente, con respecto al cargo propuesto para la Categoría E, debemos señalar que en observancia de lo establecido en el Artículo 29° de la Norma Estudios Tarifarios, las tarifas de distribución fueron diseñadas de modo tal que:

“Artículo 29°.- Criterios para el Diseño Tarifario

(...)

c) Las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores. Es decir, las tarifas deben proporcionar un nivel de ahorro a todos los consumidores, respecto del sustituto correspondiente. d) La tarifa debe ser decreciente con el incremento del volumen típico de la categoría. (...), e) El factor de equilibrio tarifario debe permitir cubrir la proyección de los costos totales de la red de acero y polietileno con los ingresos que se proyecten recibir por la distribución de gas natural a los consumidores, de tal forma que se aplique un ajuste (incremento o reducción) de las tarifas bases de los consumidores de alto consumo en favor del resto de consumidores. f) La tarifa se establecerá según una formulación tarifaria que considere los márgenes de distribución y comercialización y sus correspondientes factores de ajuste, como son de caracterización de mercado y equilibrio tarifario. (...)”

En línea con lo citado, en la sección 4.7.3 del Informe Técnico N° 035-2016-GART se puede verificar que el precio final para la categoría E (3,94 US\$/MMBTU) permite un ahorro de aproximadamente 40% frente al combustible sustituto (9,87 US\$/MMBTU). Asimismo, se han establecido factores de equilibrio para cada Categoría Tarifaria, de modo tal que se cumpla con el literal d) del referido Artículo 29°, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 41
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria con Margen de
Distribución por GNC o GNL

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m³)	Tarifa Media (US\$/mil m³)
A1	12,4	244,08
A2	95	234,83
B	437	211,49
C	43 929	203,22
P	104 827	186,61
GNV	165 677	141,64
D	399 824	135,40
E	4 404 364	133,14
REF	7 290 765	86,70
GE	11 574 760	61,85

Adicionalmente, dichos factores de equilibrio tarifario que conforman las tarifas aprobadas, permite que los ingresos cubran la proyección de costos del proyecto, con lo que se obtiene el equilibrio tarifario para los ocho años de vigencia de las Tarifas Iniciales. Las condiciones de equilibrio tarifario pueden ser verificadas en la pestaña “TD” del archivo “Modelo Tarifario” que forma parte del Informe Técnico N° 035-2016-GART, publicado en la página web de Osinergmin.

Con respecto al combustible sustituto utilizado para medir la competitividad de la Categoría E, se considera una mezcla de Residual 6 y Residual 500 ya que estos corresponderían a los combustibles alternativos a lo que tendría que recurrir la industria interesada de no contar con la disponibilidad de gas natural. Según este criterio, el ahorro obtenido que tendría una industria de la categoría E asciende a aproximadamente 40%. Es importante señalar que, de compararse el precio final aprobado por Osinergmin con el precio GNC señalado por Gasnorp en el presente comentario (10,17 US\$/MMBTU), el ahorro obtenido resultaría incluso mayor 41,7%, por lo que considerar como sustitutos a la mezcla de Residual 6 y Residual 500 representa una prueba más ácida.

Por lo expuesto, se concluye que las tarifas aprobadas fueron elaboradas de acuerdo a los criterios establecidos en la normativa vigente y en observancia de los criterios técnicos que se sustentan en el informe técnico correspondiente, por lo que no se acepta el presente comentario.

En conclusión, no se acepta el comentario.

5.2.2. Comentario N° 3 – Categoría Tarifaria aplicable a las Pesqueras

Gasnorp indica que para el diseño de la estructura tarifaria y selección de cargos se tomó como referencia, a solicitud del ente regulador, la Resolución

N° 086-2014-OS/CD (y sus modificatorias), mediante la cual se aprueba la Tarifa Única de Distribución de Cálidda. No obstante, señala que Cálidda suministra gas natural al mayor centro urbano e industrial del país, por lo que debería permitirse aplicar otras reglas a su representada, cuya área de cobertura presenta características muy diferentes a las de Cálidda, tales como un mercado potencial de consumo estacional y cuya conexión es viable bajo un diseño volumétrico tanto para la tarifa de distribución como la de comercialización.

En tal sentido, Gasnorp refiere que no entiende porque la propuesta de Osinergmin contempla un cargo volumétrico de distribución pero no de comercialización para la demanda pesquera, aun cuando las mismas pueden llegar a demandar este servicio.

Por último, señala que el diseño tarifario es una herramienta muy importante que tiene la distribuidora para lograr la masificación del servicio, por lo que debería contar con mayor libertad para poder hacer un diseño tarifario adecuado y acorde a las necesidades del mercado al que suministra y no estar limitado a mecanismos específicos utilizadas en otra concesión con características diferentes.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo a lo señalado por la empresa, en efecto, para el caso del pliego de tarifas de la Categoría P sólo se considera el margen de distribución, omitiendo al margen de comercialización. Tal como se ha señalado en el numeral 4.1 del Informe Técnico N° 035-2016-GART, la Categoría Especial P se crea en virtud de la existencia de clientes cuyos consumos sean de carácter estacional, es decir, cuya actividad se desarrolle sólo en algunos meses del año. Tal es el caso de las empresas procesadoras de harina de pescado, que operan sólo entre dos a cuatro meses al año y que en los meses restantes no presentan consumo de gas natural.

En atención a lo señalado en el numeral 27.5 de la Norma Estudios Tarifarios, de existir la posibilidad de que los clientes de la concesión sean abastecidos por otro comercializador, este margen deberá reflejar el costo por dicho servicio. Sin embargo, el Artículo 117º del Reglamento de Distribución señala lo siguiente:

“Artículo 117.- La actividad de comercialización podrá ser efectuada por empresas comercializadoras en forma independiente a partir del décimo segundo año de suscrito el Contrato, (...). En tanto ello no suceda, el Margen de Comercialización podrá ser facturado de la siguiente forma:

- a. Los costos de atención al Consumidor deberán ser añadidos al Margen de Distribución.*
- b. Los costos de facturación y cobranza a través de un cargo fijo mensual por cliente.”*

De acuerdo a lo citado, el Concesionario tendrá la exclusividad de las actividades de comercialización por los primeros 12 años a partir de suscrito el respectivo contrato, por lo que la totalidad de la demanda de la concesión podrá ser afectada de los cargos de comercialización que le sean aprobados al Concesionario por los primeros 12 años. Es importante tener en cuenta además, que el diseño tarifario propuesto por Osinergmin no considera un cargo volumétrico en la remuneración del Margen de Comercialización. En consecuencia, y teniendo en cuenta el particular comportamiento de la demanda de la Categoría P, se propone en el Pliego Tarifario que los ingresos del Concesionario generados por estos clientes puedan ser remunerados a través de un cargo volumétrico de distribución, el cual remunerará del mismo modo a aquellas actividades de carácter comercial.

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de la empresa en lo relacionado con incorporar un cargo volumétrico en el Margen de Comercialización.

En conclusión, no se acepta el comentario.

5.3. Sobre la demanda potencial de Gas Natural

Gasnorp indica que de acuerdo al Informe Técnico, la proyección de demanda alcanzará los 34,7 MMPCD al octavo año de operación, lo que significa 6.81 MMPCD más a los proyectados por su representada en el año 8 de su plan de desarrollo y propuesta tarifaria inicial. En relación a lo mencionado, señala lo siguiente:

5.3.1. Comentario N° 4 – Sobre la demanda de las Pesqueras

Al respecto, señala que el numeral 2.2.1.5.1 del plan de desarrollo y propuesta tarifaria inicial de su representada contempla la inclusión de 6 pesqueras ubicadas en la zona la localidad de Paita, las cuales son atendidas en la actualidad por Olympic.

Por otro lado, indica que según el Cuadro N° 14 del Informe Técnico 035-2016-GART, el Regulador ha considerado 30 pesqueras, las cuales no fueron consideradas por su representada debido a que en el trazado de la red principal de acero no se considera construir infraestructura hasta la zona de Paita por no ser económicamente eficiente.

Precisa que la situación antes descrita cambiaría si se contase con suministro de gas natural desde los lotes cercanos a estas Pesqueras ya que en dicho caso si resultaría factible construir la infraestructura correspondiente e incluir en la proyección de demanda un 80% de los clientes potenciales definidos por Osinergmin para esta categoría (P). Asimismo, se debería considerar la inversión relacionada con la construcción de esa infraestructura que actualmente no se contempla en su propuesta tarifaria y respecto a la cual no se tiene claridad si Osinergmin lo ha considerado.

De otro lado, señala que en el numeral 4.3 del Informe Técnico se ha establecido que en la ciudad de Paita se han incorporado otros clientes industriales y que para efectos de abastecerlos se han adicionado 3.55 km de red de acero y 35 km para atender clientes independientes y pesqueros, sin embargo al revisar la información del documento en la Hoja Electrónica únicamente se evidencian únicamente 7.75 km para atender dicha demanda. Adicionalmente, aclara que la industria pesquera tiene consumos estacionales (consumen aproximadamente 3 meses al año), por lo que es importante que se considere el factor estacional de demanda para poder proyectar correctamente su volumen a consumir.

Indican que en el caso que se dé el evento anteriormente mencionado, se consideraría la inclusión de estas pesqueras asumiendo un consumo estimado de 0.11 MMPCD por pesquera (por su estacionalidad), cuya proyección del número de clientes acumulados para los primeros 8 años y su volumen sería la siguiente:

Categoría	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Pesqueras (Usuarios Acumulados)	6	6	10	15	20	24	24	24
Pesqueras (Mm ³)	6,928	6,928	11,547	17,320	23,093	27,712	27,712	27,712
Pesqueras (MMPCD)	0.67	0.67	1.12	1.68	2.23	2.68	2.68	2.68

Análisis de Osinergmin

Con respecto a la lo indicado sobre la demanda de la categoría tarifaria P, que se estaría considerando la totalidad de los clientes pesqueros de la localidad Paita, se debe señalar que la inclusión de los mencionados clientes corresponden a lo presentado en el Estudio de Mercado como clientes potenciales en la localidad de Paita, tal es así, que varios de los clientes que Gasnorp ha considerado en el informe que sustenta su propuesta tarifaria, se encuentra en la relación que adjunta del Estudio de Mercado. Asimismo, se debe remarcar que dicha información no es ajena a Gasnorp, considerando que el mencionado estudio forma parte de la información adjuntada como sustento a su propuesta tarifaria. Por otro lado, el Regulador cuenta con información adicional en la cual se señala que demanda de los clientes pesqueros cuestionada forma parte de la demanda potencial de gas natural que podría tener la localidad de Paita (localidad que contiene a los clientes pesqueros cuestionados). En ese sentido, es válido que los mencionados clientes sean considerados como parte de la demanda de la localidad de Paita.

Asimismo, se menciona en el comentario que al no haber una tubería de acero que conecte a Paita con la red principal, no se podría suministrar gas natural a dichos clientes. Al respecto, se debe señalar que la Propuesta Tarifaria del Regulador contempla que la localidad de Paita, sea atendida mediante GNC, para lo cual, a efectos de reconocimiento del servicio señalado, se ha incluido el cargo por distribución GNC o GNL de Paita, tal como lo permite el Reglamento de Distribución en título VI-A. Resulta importante mencionar que el cargo calculado, recoge la demanda que requiere la Localidad de Paita, la cual incluye a los clientes pesqueros

adicionales, exceptuando, claro está, la demanda de los clientes que actualmente se encuentra siendo suministrados por ductos de gas natural.

Sin embargo, tal como lo propone Gasnorp en su comentario, resulta pertinente aceptar solo el 80% de la demanda potencial inicial utilizada por el Regulador.

Por otro lado, respecto al posible suministro de gas natural de los lotes asociados a Paita, resulta claro que una vez que exista la concesión y considerando que el efecto de la distribución promueve el consumo del gas natural, los productores de la zona se interesarán en participar en el suministro de gas natural, en razón de que dicha participación le permite al productor entrar al mercado y con ello expandir sus ventas de gas natural.

Con respecto a la inversión adicional para alimentar a los clientes pesqueros de la localidad de Paita, se debe indicar que la Propuesta Tarifaria del Regulador ha considerado 3,55 km de tuberías de acero repartidos en 2,1 km del 10"; 0,75 km de 6" y 0,70 km de 4" ; esto se hace en razón que la ubicación de la Estación virtual se encuentra en la zona de la localidad de Paita, definida como Cetico. La ubicación de la estación virtual fue tomada de la Propuesta Tarifaria de Gasnorp. En la Figura N° 2 se muestra la disposición de las tuberías para atender a los clientes adicionales.

Figura N° 2
Redes para Abastecer a Clientes Adicionales en Paita



Por otro lado, en el comentario se señala que no estaría claro sobre lo que corresponden la longitud de 35 km de tuberías de acero, se debe indicar que corresponden a la totalidad de redes de acero que requerirá Gasnorp para atender a los clientes independientes en la localidad de Talara y clientes pesqueros en la localidad de Paita en adición a lo propuesto por Gasnorp, cuyo detalle es el siguiente: 1) 16,4 km para atender a la Refinería Talara; 2) 10,9 km para atender a la C.T. Malacas; 3) 4,2 km para atender a los clientes

pesqueros que actualmente consumen gas natural en Paita; y 4) 3,55 km atender a los nuevos clientes pesqueros.

Además, en el comentario se hace referencia a la demanda de los clientes pesqueros y su periodo de ingreso a la concesión; al respecto resulta pertinente añadir que la demanda asociada a cada cliente pesquero corresponde al promedio anual de demanda que presentan los mismos, por lo que se encuentra incorporado el factor estacional respectivo. Asimismo, para el diseño de la tubería de acero que atenderá a los clientes adicionales, se ha estimado considerando como carga máxima lo que requeriría en los periodos de operación a plena carga. Sin embargo, a efectos de considerar el periodo de ingreso (ser cliente de la concesión), este se mantiene respecto a lo presentado en la Propuesta Tarifaria del Regulador (la inclusión como clientes al segundo año), dado que el margen de ahorro que presentan por el uso del gas natural para este tipo de clientes industriales son considerables. Dicha experiencia se ha presentado en otras concesiones, que con la llegada del gas natural la conversión fue inmediata.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, se reduce los clientes potenciales adicionales al 80%. Sin embargo, se mantiene el ingreso a partir del 2do año, dado que al ser clientes del tipo industrial cuyo ahorro resulta importante, estos presentan mayor interés en la conversión.

En conclusión, se acepta parcialmente el comentario.

5.3.2. Comentario N° 5 – Respecto al GNV

Al respecto señala que su proyección de demanda de GNV ha tomado en consideración la experiencia que tienen países como Colombia, cuyo negocio de GNV es maduro y en donde la penetración del GNV ha alcanzado el 50% del parque automotor de taxis (fuente: Estudio de mercado Distribución minorista de combustibles líquidos en Colombia, UPME, 2012) a pesar de que no cuenta con oferta de otros combustibles alternativos considerados económicos y competitivos como el GLP, para el caso de Piura.

Teniendo en cuenta las características del mercado objetivo para el GNV (vehículos que recorren aproximadamente 200 km/día), Gasnorp señala que basó su potencial de demanda en estudio de mercado, según el cual estima alcanzar para el año 8 un parque vehicular impulsado a GNV de 1.302 vehículos livianos y 121 ómnibus, cuyo consumo arroja una necesidad de únicamente 5 estaciones de GNV en la zona, ubicadas en la ciudad de Piura teniendo en consideración que la mayor concentración del parque vehicular se encuentra en esta ciudad (50% aproximadamente).

De otro lado, señala que si bien en el Anexo 16 del Informe Técnico 035-2016-GART se establece que la proyección de la demanda de clientes GNV de su representada se considera conservadora, Gasnorp reitera que el 50% de penetración en taxis a gasolina sigue siendo válido.

De otro lado, señala que Osinergmin debe ajustar la fecha de inicio de suministro de esta demanda teniendo en cuenta que el año 1, su representada busca conectar a la red de distribución, únicamente, a usuarios residenciales y pequeños comercios que puedan ser atendidos por GNC, de acuerdo con su compromiso para la Puesta en Operación Parcial

Análisis de Osinergmin

Con respecto a la expectativa de precios de los combustibles sustitutos que se observa para el GNV, resulta particular lo señalado por Gasnorp en su comentario que no considera un desarrollo importante en dicho sector. Se debe señalar que la concesión se inicia con la Puesta en Operación Comercial (POC) y que según cronograma, este se da en aproximadamente dos años de iniciado las construcción de redes. En razón de ello, la expectativa de mantener los precios actuales de los combustibles no resulta sostenible. Tal como se ha visto en el análisis del comentario 8.6 de las Sugerencias de la interesada Srta. Sosa, lo precios se proyectan al alza, claro está, que una recuperación a los niveles de precios que presentaban los combustibles en algunos años anteriores no se proyectan en un futuro inmediato.

Asimismo, se debe tener en cuenta que la decisión por la conversión en el sistema vehicular, está supeditado a dos aspectos: primero, a los costos del producto (GNV) en el cual se evalúa si permite cubrir la conversión y aún con dicha conversión, se tenga beneficios económicos que con los combustibles alternativos; y un segundo aspecto es la disponibilidad del producto, considerando que son limitados los kilómetros de independencia que presenta un vehículo convertido.

Actualmente, si bien lo que se observa en el mercado de Piura es que se ha detenido la conversión se debe tener en cuenta el periodo anterior (2014) en el que se convirtieron más de 180 vehículos; esto se puede inferir principalmente por la saturación del mercado. En la actualidad se presenta 1146 vehículos convertidos a gas natural (información de INFOGAS), los cuales son abastecidos por las dos estaciones de servicio existentes, observando que en promedio cada una estaría atendiendo más 500 vehículos diarios y dependiendo de las dimensiones de la estación, estos podrían estar presentado una saturación considerable. Dicha experiencia se ha observado al inicio de la concesión de distribución de Lima y Callao, que al existir pocas estaciones se formaban numerosos colas de vehículos para el abastecimiento en aquel entonces.

Se debe señalar que la implementación de las redes de distribución en diferentes puntos de la ciudad permite que se instalen nuevas estaciones de GNV, tal como sucedió el Lima y Callao e Ica y con ello un incremento importante en los vehículos convertidos. Además, con la existencia del financiamiento a través de COFIDE ha permitido que se expanda considerablemente el uso del gas en el mercado vehicular para lo cual sería una alternativa que se debe implementar en Piura. En el Cuadro N° 5 se

presenta la estadística de crecimiento en regiones donde hay concesión de distribución con redes desarrolladas y las que aún faltan desarrollar redes.

Cuadro N° 5
Estadística de Conversión de Vehículos

Concesion	Acumulado al 2014	en el 2015
Regiones que cuenta con redes de distribución operativas		
Ica	2 873	527
Lima	185 171	16 533
Callao	8 338	1 459
Regiones que no cuenta con redes de distribución operativas		
La Libertad	2	106
Lambayeque	1 660	82

Fuente infogas

En ese sentido, considerar que solo se incrementará en aproximadamente 200 vehículos en ocho años resulta una subestimación de la demanda en el sector vehicular, pues implicaría que prácticamente el mercado vehicular actual se estanque, cuando en realidad dicho sector es el que impulsa la masificación del gas natural, tal como ha sucedido en otros mercados del Perú, en los cuales existen concesión de distribución de gas natural.

En ese sentido, se mantiene los criterios establecidos para determinar la demanda del sector vehicular, considerando que obedece a un crecimiento acorde con la posibilidad de mercado que ofrece dicho sector.

En conclusión no se acepta el comentario.

5.3.3. Comentario N° 6 – Respecto al Sector Industrial, Categoría C y D

Al respecto, Gasnorp señala que el Informe Técnico N° 035-2016-GART, en el año 1 considera el ingreso de volúmenes correspondientes a la industria; sin embargo, indica que en de acuerdo a su Plan de Desarrollo sólo estaría prestando el servicio a usuarios residenciales por transporte virtual mientras se construye la red principal de acero.

Considerando que la red de acero principal estaría lista en el año 2 y que recién a partir de ese momento podrían ser atendidas los usuarios de las categorías C y D, solicita que se ajusten las fechas de entrada del volumen de estas categorías en la estimación de tarifas de Osinergmin.

Análisis de Osinergmin

Con respecto al periodo de ingreso de los clientes industriales a la concesión, se debe tener en cuenta que para efectos del análisis de la Propuesta tarifaria del Regulador, el primer año corresponden al año en que da la Puesta en Operación Comercial (POC) de la concesión, por lo que se entiende que a

partir de dicho periodo las redes de acero, así como, las principales troncales, se encuentra disponible para los usuarios más importantes, que por lo general, son los clientes industriales.

Se debe señalar que, dentro una localidad específica, es la industria la que se conecta primero al gas natural, en principio porque el requerimiento de ductos para atenderlos es en menor escala que lo requerido por los residenciales y la demanda que requieren hace viable el desarrollo de los ductos de suministro asociados a dichos clientes. Además, que al presentar ahorros importantes en las categorías asociadas, contribuye a que se motive las conversiones desde el inicio de la POC.

Por otro lado, se debe señalar que el 80% de los clientes industriales (incluye pesqueros) que se han considerado en la Propuesta Tarifaria del Regulador, pasan a forma parte de la demanda recién a partir del segundo año, por lo que, no es necesario que se ajuste ninguna fecha pues es concordante con el desarrollo de las redes que pueden atenderlo.

En ese sentido, no se puede aceptar el comentario que deba ajustarse las fechas de entrada del volumen de los clientes industriales asociadas a las categorías C y D.

En conclusión no se acepta el comentario.

5.3.4. Comentario N° 7 – Respecto a la Refinería

Gasnorp señala que a partir del año 6, la Propuesta Tarifaria Osinergmin, considera un incremento en el volumen de la Refinería, pasando de 6.4 MMPCD a 8.4 MMPCD, sin embargo no se ha sustentado dicho incremento.

En tal sentido, solicita que Osinergmin señale a que obedecen estos 2 MMPCD adicionales, ya que en los estudios de mercado presentados por Gasnorp y la información obtenida de la Refinería, el consumo actual es de 6.44 MMPCD.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a la demanda de la Refinería Talara, se debe señalar que dado que actualmente se encuentra ejecutándose el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, resulta necesario se considere la demanda adicional, en razón a que es evidente que la refinería requería un mayor volumen de gas natural. La demanda adicional estimada en el Informe N° 0035-2016-GART corresponde a un escenario conservador de 2 y 3 MMPCD adicionales, los que se sumaron a la demanda de la refinería a partir de sexto año.

Sin embargo, es preciso señalar que ante la falta de información, Osinergmin mediante el oficio 0034-2016-GART, solicitó a Petroperú información respecto de la demanda del PMRT. Posteriormente, Petroperú mediante Carta N° RTAL-0013-2016, de fecha 22 de enero de 2016, ha informado que la demanda del PMRT tendrá un consumo de 20 MMPCD superior a la cantidad de demanda

utilizada en el Informe N° 0035-2016-GART. Asimismo, en dicha carta se señala que el periodo de operación se iniciaría en año 2018-2019, por lo que para efectos se adicionará el incremento de la demanda del PMRT así como su respectivo periodo de ingreso.

En ese sentido, la demanda del PMRT informada por Petroperú será utilizada para el cálculo de la demanda de la región Piura.

En conclusión no se acepta el comentario.

5.3.5. Comentario N° 8 – Respecto a la demanda considerada en la evaluación

Gasnorp señala que la parte considerativa de la Resolución Tarifaria ha precisado que la demanda considerada para efectos de la evaluación tarifaria, no constituye de modo alguno una garantía de demanda en favor del futuro concesionario, a quien corresponde efectuar la evaluación respectiva del negocio considerando la tarifa establecida en la presente resolución, y adoptar las decisiones que considere bajo su propia cuenta y riesgo, atendiendo a que se trata de una iniciativa privada.

En tal sentido, solicita que se tomen en cuenta los cálculos de demanda presentada por su representada, los cuales se encuentran sustentados en los estudios de demanda presentados junto con su propuesta tarifaria.

Análisis de Osinergmin

Conforme a lo señalado en los numerales xx, xx, xxxx, del presente Anexo, las demandas proyectadas por Gasnorp no han sido sustentadas debidamente y, por ejemplo, no han incorporado en su propuesta la demanda adicional del PMRT. En este orden de hechos el Regulador ha efectuado una revisión exhaustiva de la demanda potencial de gas natural para la región Piura, debido a que este parámetro es un factor importante para la fijación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos.

Cabe señalar que, la demanda proyectada utilizada por el Regulador en la evaluación de la Propuesta Tarifaria corresponde a lo que el mercado ofrece con una alta posibilidad de ejecutarse durante la operación de la concesión, de acuerdo a lo manifestado por el peticionario, lo que se informa por los clientes potenciales y de estudios existentes sobre el mercado de la región Piura.

Se entiende, que una vez que el concesionario ingresa a operar en la concesión es de su entera responsabilidad realizar las inversiones necesarias para desarrollar el sistema de distribución por red de ductos así como las acciones necesarias para incorporar la demanda potencial prevista en el estudio tarifario. Por dicha razón, el regulador no garantiza la incorporación de la demanda potencial, pero si garantiza una tarifa técnica y económica

sostenible por un plazo determinado, la misma que no es otra sino el resultado de una regulación de tarifas por incentivos que lo único que garantiza es una tarifa máxima aplicable estable por un periodo donde el concesionario debe realizar todas las acciones que le permita obtener las utilidades esperadas así como conseguir eficiencias de índole operativo.

En conclusión no se acepta el comentario.

5.4. Sobre el Capex

5.4.1. Comentario N° 9 – Ductos a enajenar

Gasnorp señala que el plan de desarrollo y su propuesta tarifaria inicial establece que los ductos a enajenar de la Refinería de Talara (19 Kms) y EEP SA (22 kms) suman 41 Kms en diámetro de 8 pulgadas; distancia que ha sido calculada por el equipo técnico de su representada teniendo en cuenta la visita a la zona y conversaciones con el personal de la Refinería de Talara y de la Planta de Procesamiento de Gas ubicada en Pariñas.

No obstante, señala que el Informe Técnico 035-2016-GART, ha establecido que son 27.8 Km la longitud total de los ductos a enajenar, lo cual debería ser verificado, a efectos de que no exista distorsión en el valor a reconocer por dicha inversión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo al procedimiento de cálculo tarifario, el regulador debe considerar criterios de eficiencia para el desarrollo de las redes de distribución de gas natural. El modelo económico corresponde a una regulación por incentivos en la misma que el regulador fija una tarifa máxima por un periodo determinado.

El diseño de la infraestructura parte de la premisa “greenfield”, es decir, no se toma en cuenta las instalaciones existentes sólo se considera las potenciales demandas a ser servidas. Bajo este concepto, el reconocimiento de la infraestructura corresponde a una que cumple con los criterios de eficiencia.

Asimismo, cabe señalar que el costo de capital (CAPEX) se calcula utilizando el concepto del Valor Nuevo de Reemplazo. Por ello, a toda la infraestructura propuesta por Gasnorp se ha añadido ductos nuevos para distribuir el gas natural a la Refinería Talara y a la C.T. Malacas. Como resultado, el ducto nuevo a la Refinería Talara tiene 16,4 Kilómetros de longitud y 8 pulgadas de diámetro. Asimismo, el ducto nuevo a la C.T. Malacas tiene una longitud de 10,8 Kilómetros y 8 pulgadas de diámetro.

Es decir, Osinergmin de acuerdo a la normativa actual no utiliza el concepto de enajenación de ductos ni valoriza ductos existentes debido a que utiliza el criterio de Valor Nuevo de Reemplazo y criterios de eficiencia técnica y económica para fijar las tarifas máximas a ser aplicadas por el futuro

concesionario del sistema de distribución por red de ductos de la Región Piura.

En conclusión, no se acepta el comentario

5.4.2. Comentario N° 10 – Sobre los costos de Servidumbre

Al respecto, Gasnorp señala que en su propuesta tarifaria presentó los costos de servidumbre asociados a la construcción de la red principal de acero como un rubro independiente teniendo en cuenta que ésta pasaría por predios privados que actualmente presentan actividades agrícolas y se estimaban en USD \$27.263 (Miles de USD).

Agrega que tras la revisión del Informe Técnico de la Resolución Tarifaria, ha verificado que la cifra antes señalada no ha sido considerada. En tal sentido, considerando que se trata de una cifra muy importante dentro del costo de inversión, solicita se le informe cuales son los montos correspondientes a servidumbres que han sido considerados por Osinergmin y que ocurre en el caso de que Gasnorp demuestre que su inversión en este rubro fue mayor a lo reconocido por el ente regulador.

De otro lado, solicita se le confirme de la incorporación de Costos Extras de Distribución dentro del Contrato de Concesión para el reconocimiento de estas inversiones.

Análisis de Osinergmin

Al respecto de lo afirmado por la empresa, debemos señalar que los costos de servidumbres considerados parte de los costos unitarios eficientes definidos en Baremo de Costos²¹ de la GART, corresponden a la remuneración por el uso de derechos de vía privada para la instalación de las redes de distribución. En el caso de las redes que son instaladas dentro de las ciudades, las redes de distribución hacen uso principalmente de las vías públicas, las mismas que de acuerdo a la normatividad vigente no tiene costo.

En el caso del proyecto de distribución de gas natural por redes en la región Piura, este se compone de redes de acero de alta presión que permite la interconexión de las principales ciudades de la mencionada región, por lo que dichas redes, cuyo trazado recorre zonas de uso público y privado (zonas industriales, de cultivo, etc.), se asemejan a las redes de transporte por ductos. En ese sentido y conforme lo señalado, se prevé conveniente la incorporación de costos de servidumbres para las redes de acero de alta presión.

²¹ Baremo de Costos: Es la relación de costos unitarios valorizados con criterios de eficiencia de todas actividades e insumos que se requiere para la instalación de tuberías y estaciones para la distribución de gas natural por red de ductos, según las características exigidas para cada tipo de infraestructura.

En consecuencia, a continuación se realiza la valorización de las servidumbres que será reconocida como parte de los costos de inversión de la concesión.

Costo unitario de servidumbres:

Para la determinación del costo unitario de servidumbres se ha utilizado la metodología especificada en el "Reglamento Nacional de Tasaciones del Perú"²², la cual permite determinar los valores básicos de terrenos eriazos. Esta metodología es aplicada por Osinergmin en la valorización de servidumbres de paso de redes de transmisión eléctrica.

La fórmula para el cálculo del costo unitario de servidumbre, denominado Valor Básico Eriazo, es la siguiente:

ARTÍCULO III.D.34

El valor básico eriazo se determina aplicando la siguiente expresión:

$$(1) \quad VBE = 1/10 \text{ VR} \times d \times U \times T \times V \times E$$

El valor básico de terrenos eriazos ribereños al mar se determina por la expresión siguiente:

$$(2) \quad VBER = 1/10 \text{ VR} \times U \times T \times V \times D \times E \times d$$

En donde:

VBE = Valor básico eriazo

VBER = Valor básico eriazo ribereño

VR = Valor unitario oficial de terreno rústico o valor unitario de terreno de mercado, según se trate de valuación reglamentaria o valuación comercial, de las Tierras para Cultivo en Limpio, Clase A1.

d = Distancia al área con valor unitario oficial urbano

U = Uso

T = Topografía y naturaleza del terreno

V = Vías que sirven a la zona en que se ubica el terreno

D = Distancia a la línea de más alta marea

E = Factor de corrección ecológica

Los valores para los parámetros de cálculo de la fórmula antes señalada se indican a continuación:

VR: como valor rustico unitario oficial se considera 15 US\$/m².

d: corresponde al valor de 1,3, que indica una distancia entre 1 001 y 1 500 metros respecto de la zona de valor arancelario urbano.

U: corresponde al valor de 1,4, que indica el uso de terreno de tipo agrícola o agropecuario.

²² Aprobado por la R.M. 126-2007-VIVIENDA, modificado por la R.M. 266-2012-VIVIENDA y R.M. 395-2014-VIVIENDA.

- T: corresponde al valor de 1, que indica una topografía de terreno con pendiente menor a 5%.
- V: corresponde al valor de 1,5, que indica la disponibilidad de carreteras duales o multicarril.
- E: corresponde al valor de 1, que indica el nivel de contaminación ambiental.

De acuerdo a los parámetros indicados, costo unitario de servidumbre resulta en un Valor Básico Eriazo (VBE) de 4,095 US\$/m² para su aplicación en el derecho de vía de uso privado.

Área de servidumbres:

Gasnorp presentó, como parte de la información de respaldo a los comentarios a la Resolución N° 008-2016-OS/CD, el Anexo 26 – Planilla por Distritos de Valorización de Predios que contiene información acerca de la titularidad de los derechos de vía que se requieren para la instalación de las redes de acero de alta presión. A partir de dicha información se estimó el área que sería adquirida como servidumbre cuyo uso original es privado.

El análisis y cálculo realizados arrojan que 134 Km son de uso privado (lo que equivale a un área de 335 Ha.), por lo que, en aplicación del costo unitario de servidumbre, se requerirían US\$ 10,1 millones por concepto de servidumbres.

Acerca de la consulta sobre qué ocurriría en caso que los montos por servidumbre considerados por Osinergmin resulten menores a los propuestos por Gasnorp, se debe señalar que los resultados obtenidos obedecen a una metodología de cálculo establecida por el Ministerio de Vivienda aprobado mediante R.M. 126-2007-VIVIENDA "Reglamento Nacional de Tasaciones del Perú", modificado por la R.M. 266-2012-VIVIENDA y R.M. 395-2014-VIVIENDA.

Es importante señalar además que los costos de servidumbres serán incluidos como parte de la inversión del proyecto (CAPEX), y no como parte de los Costos Extra de Distribución cuyo procedimiento, Resolución Osinergmin N° 102-2007-OS/CD, tiene como alcance a los tributos municipales u otros costos relacionados con temas medioambientales, monitoreo o supervisión.

En conclusión, se acepta el comentario en lo relacionado a la consideración de los costos de servidumbre de las redes de acero de alta presión.

5.4.3. Comentario N° 11 – Sobre las Redes de Polietileno

Sobre el particular, Gasnorp señala que para poder conectar los 64 764 usuarios que establece el plan de desarrollo es necesario construir una red de polietileno de 845.5 Kms, de los cuales 765.7 Kms corresponde a anillos (32mm) y 79.7 km a troncales de 160mm, 110mm, 90mm y 63mm. De acuerdo a los costos promedios por metro lineal de cada una de las redes

mencionadas anteriormente, la inversión en polietileno sería de US\$ 44 621 442.20 en el primer periodo tarifario.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo a lo manifestado por la empresa, se considerarán los metrados indicados: un total de 845,5 km de polietileno de los cuales 765,7 km corresponderán a anillos (redes de 32 mm) y 79,7 km a troncales de 160 mm, 110 mm, 90mm y 63 mm de acuerdo al detalle entregado por la empresa para cada localidad.

Cabe mencionar que, para fines de obtener los metrados en cada año del periodo tarifario inicial, se ejecutará un reparto proporcional en función de los metrados anteriormente reportados.

En conclusión, se acepta el comentario.

5.4.4. Comentario N° 12 – Sobre la Estación Principal

Gasnorp señala que el Informe Técnico de la Resolución Tarifaria no ha incluido el valor que se reconoce para el centro de control y las trampas de envío y recibo (4 Trampas) de la EDR Principal.

Adicionalmente, indica que la capacidad de la City Gate contemplada en dicho informe (20 000 SM3H) solo considera el consumo residencial y comercial, pero no el industrial, a pesar de que la Estación Principal propuesta por dicha empresa debería estar en el rango de 200 000 SM3/H.

Por lo mencionado, Gasnorp solicita que se reconozca el valor presentado por su representada de 9 788 (Miles USD) para la inversión en la Estación Principal.

Análisis de Osinergmin

En la propuesta tarifaria actualizada presentada por Gasnorp con fecha 15 de diciembre del 2015, en la página 68, se muestra el perfil de presiones del sistema de transporte con máximo consumo. En dicho perfil se aprecia que la presión máxima que alcanza el sistema de distribución es 650 psi y el caudal máximo es 20 MMPCD (equivalente a 23 600 m³/h), asimismo, en la página 69 se indica:

“(...) operará inicialmente a 270 Psi de Presión, a la salida de la estación Principal, (...) se adicionará el uso del compresor para incrementar la capacidad (...) y abastecer a la Industria Vale y el equipo de compresión, que incrementará la presión a 650 Psi a la salida de la Estación Principal y el sistema incrementará su capacidad a 20.0 MMPCD. (...) se estará operando a 40% de la capacidad total en los primeros 5 años y se contará con margen

para crecimiento Industrial en Piura y en la zona de Bayóvar para los años solicitados de concesión.”

De lo anterior, se estableció que las capacidades máximas de acuerdo a lo reportado son 20 MMPCD (23 600 m³/h) y 650 psi (44,8 bar). Por esta razón, se determinó que la instalación equivalente a un City Gate con las características mencionadas, a partir de la base de datos del BAREMO, es el siguiente: CITY GATE 50/19 - 20000 SM³/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO cuyo valor asciende a US\$ 461 833. A dicho valor se le ha adicionado la inversión en el compresor, propuesto por Gasnorp y que asciende a US\$ 4 831 000 (página 163 de la Propuesta de Tarifas Gasnorp). En suma, se reconoce por el City Gate Talara un monto que asciende a US\$ 5 292 833.

La utilización de un City Gate con capacidades como las que sugiere la empresa no es posible debido a que los niveles de presión y caudal serían mayores a los que efectivamente estarían utilizando incluso con el máximo de su capacidad. Es decir existiría un sobre dimensionamiento del City Gate.

De darse lo anterior, el valor unitario que sería reconocido por la estación de compresión inicial estaría en el orden de los 8 802 US\$/HP (inversión: 9 788 MMUSD, potencia instalada: 1 112 HP). Cabe mencionar que, para el caso del proceso de fijación de las tarifas básicas iniciales del Gasoducto Andino del Sur, se determinó el costo unitario de la Estación de compresión de Chiquintirca mediante benchmarking, el mismo que alcanzó el ratio de 2 083 US\$/HP.

En conclusión, no se acepta el comentario.

5.4.5. Comentario N° 13 – Sobre la EDR Residencial/Comercial

Gasnorp señala que en su propuesta tarifaria consideró 5 EDR residencial/comercial las cuales consideran en sus costos obras civiles y electromecánicas, trampas de lanzamiento y recibo de scrapers (Terminal Station). Por tal motivo, solicita a Osinergmin que el valor a reconocer por las EDR Residencial/comercial sea el presentado por su representada el cual asciende a 1 017 (miles USD).

Análisis de Osinergmin

La determinación de la valorización de las estaciones de regulación se realiza en función de las características típicas que definen a las ERPs, que son niveles de presión, caudales, tipo de instalación y tipo de terreno, para todos los casos en función de la información proporcionada por la empresa, se determinó que las estaciones de regulación tienen las siguientes características ERP DE 19/5 - 5000 SM³/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO asignándose el costo correspondiente en el Baremo de distribución el cual reconoce costos eficientes y de economías de escalas.

En conclusión, no se acepta el comentario.

5.4.6. Comentario N° 14 - Otras Inversiones

Gasnorp señala que la Resolución Tarifaria no ha considerado los valores correspondientes al levantamiento cartográfico, estudios de impacto ambiental y permisos, ya que forma parte del costo unitario definido en el Baremo de Costos.

Sin embargo, indica que tras efectuar una revisión al Baremo utilizado por Osinergmin, ha verificado que estos costos no están incluidos, razón por la cual solicita que los mismos le sean reconocidos como Gastos Pre Operativos, de acuerdo con su propuesta tarifaria.

Por último indica que dichos costos ascienden a 1 272 Miles USD por concepto de estudio de impacto ambiental y permisos y 1 843 Miles USD por Levantamiento Cartográfico.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se precisa que los costos pre operativos tales como el levantamiento cartográfico, estudios, entre otros, son costos que forman parte de los costos de inversión; mientras que las inversiones complementarias reconocen los costos relacionados con activos generales que no están relacionados al negocio intrínseco de la distribución de gas natural pero que se requieren para la operatividad de la empresa concesionaria.

Por otro lado, los costos unitarios establecidos en el Baremo de Costos de la GART, considera un 30% por concepto de costos indirectos, que incluye, por ejemplo, costos pre operativos, gastos generales, utilidad del contratista, entre otros. Dicho criterio ha sido empleado por el Regulador en otros procesos regulatorios.

Finalmente, se debe señalar que los costos utilizados para evaluar la infraestructura de distribución de Gasnorp en la Propuesta Tarifaria del Regulador reconocen un 30% por costos indirectos.

En conclusión, no se acepta el comentario.

5.5. Comentario N° 15 - Sobre el OPEX

Gasnorp señala que en el numeral 4.4.6 de su propuesta tarifaria, establecieron que para fines de la estimación del número de empleados de la Empresa Modelo se consideró como base, la estructura aprobada en la regulación de las Tarifas Iniciales de la Concesión de Distribución del departamento de Ica, debido a las similitudes que existen entre ambas. Inciden en la importancia de que Osinergmin tenga en cuenta que a pesar de las similitudes, para el año 2015 Ica contaba con 31 625 usuarios conectados y un nivel de utilización del

gasoducto bastante bajo, a diferencia de Gasnorp que tendría 64 000 usuarios y un nivel de utilización del gasoducto de casi el 100%.

Por otro lado, Gasnorp señala que en su proyecto tienen contemplado el uso de compresores, los cuales son intensivos en el uso de combustibles y mantenimientos, los cuales no estarían siendo reconocidos en la tarifa calculada por el regulador.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a lo mencionado por la empresa, acerca de los criterios para la determinación del número de empleados de la empresa modelo, debemos señalar que tal como se hizo referencia en el Informe Técnico N° 035-2016-GART, la estimación del número de empleados de la Empresa Modelo se basó en la estructura organizacional considerada en la regulación de las Tarifas Iniciales de la concesión de distribución del departamento de Ica.

El criterio de estimación del número de empleados se sustenta en las similitudes que existen entre la concesión de Ica y la futura concesión de Piura, en lo referente a distribución geográfica de las oficinas y centros de atención. Resulta evidente que para el desarrollo de las actividades de explotación en la región Piura, es necesaria la existencia de oficinas descentralizadas de atención al cliente y de oficinas técnicas en cada una de las localidades en donde el gas natural será distribuido. Para estos fines, fueron reconocidas oficinas en cada una de las principales localidades en donde se efectuará la distribución, las mismas que están conformadas por personal técnico, comercial y administrativo.

Cabe resaltar que para la concesión de distribución de Ica fueron reconocidos 81 empleados para una proyección de alrededor de 32 mil usuarios residenciales para los primeros ocho (08) años de operación, mientras que para el caso que nos concierne (Gasnorp) la empresa modelo comprende la incorporación de 95 empleados en los primeros (08) años de operación. En consecuencia, consideramos que el criterio de tomar como referencia la estructura organizacional de la concesión de distribución de Ica, genera resultados congruentes frente a otras concesiones de distribución.

Con respecto a los equipos de compresión que, según Gasnorp, no estarían siendo reconocidos en la tarifa aprobada, debemos señalar que en la sección 4.3.3 del Informe Técnico N° 035-2016-OS/CD se determina que la única estación de compresión propuesta por Gasnorp y que a su vez estaría ubicada en Talara, formará parte de las inversiones del proyecto, y por tanto, será remunerada a través de las respectivas tarifas de distribución. Adicionalmente, cabe señalar que como parte de los costos de explotación de la empresa modelo, se incluyen los costos relacionados con el mantenimiento preventivo y correctivo de dicha estación.

Por lo expuesto, no se acepta el comentario.

5.6. Comentario N° 16 – Sobre el cálculo del Valor Presente

Gasnorp señala que ha identificado diferencias entre la información presentada por Osinergmin a valor presente y sus cálculos realizados a partir de la información contenida en los Cuadros N° 2 y 15 del Informe Osinergmin N° 0035-2016-GART.

Señala que el valor presente obtenido a partir del Cuadro N° 15, cuyo valor es 1 267 283 miles m³ no coincide con el que Osinergmin define en el Cuadro N° 2 el cual equivale a 1 341 173 miles de m³; en tal sentido, considera que existe una discrepancia entre los métodos de cálculo, por lo que solicita a Osinergmin las aclaraciones respectivas.

En el mismo sentido, Gasnorp señala que también existen diferencias del mismo tipo respecto al cálculo del valor presente del CAPEX y OPEX.

Análisis de Osinergmin

Sobre el particular, se precisa que la inconsistencia que ha obtenido Gasnorp en su análisis de verificación se debe principalmente al periodo que ha considerado para actualizar las inversiones del primer año.

Al respecto, se precisa que para la actualización del primer año de inversiones, el Regulador ha considerado que el factor de actualización trae a valor presente dichas inversiones, como si las mismas hubiesen sido ejecutadas en los primeros seis meses. Ello con el fin de reducir el efecto de la pérdida de valor de las inversiones construidas, previamente al inicio de la puesta en operación comercial. Las inversiones posteriores al primer año, consideran periodos de ejecución anual. Dicho criterio, ha sido utilizado por el Regulador en otros procesos regulatorios finalizados.

En ese sentido, a fin de que la inversión (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX) y la demanda proyectada sean concordantes en lo relacionado a los criterios de actualización, la actualización de la demanda y el OPEX, se efectuará conforme a los factores utilizados para actualizar a valor presente el CAPEX.

De acuerdo a lo expuesto, no se necesita reevaluar los cálculos evaluados por el regulador.

En conclusión, no se acepta el comentario

5.7. Comentario N° 17 – Sobre el Escenario Alternativo

Haciendo mención a los dos escenarios que Osinergmin presenta en el numeral 4 de la Resolución Tarifaria, el numeral 3.3.3 del Informe Técnico y el numeral 3.2.1 del Informe Legal, señala que se debe considerar la demanda de los potenciales clientes residenciales, comerciales e industriales, así como la C.T.

Malacas y la Refinería de Talara, conforme a la evaluación técnico legal realizada en su propuesta tarifaria.

Adicionalmente, respecto a las divergencias sobre la titularidad de las instalaciones existentes de propiedad de EEPSA que abastecen a la C.T. Malacas y a la Refinería de Talara, señala que de acuerdo con el pronunciamiento de la DGH, los ductos de EEPSA serían Ductos de Uso Propio, por lo que en aplicación del Artículo 9° del Reglamento de Distribución, deberían ser transferidos al concesionario de distribución de gas natural al valor que establezca Osinergmin.

Adicionalmente, Gasnorp señala que en la actualidad los ductos mencionados no cuentan con autorización administrativa alguna que autorice su funcionamiento, por lo que la DGH debe realizar acciones previas para tal efecto.

De acuerdo a lo expuesto, Gasnorp señala que Osinergmin debe tomar en cuenta el pronunciamiento de la DGH y en consecuencia, elaborar un único escenario de demanda que viabilice el proyecto, con tarifas competitivas para la población de Piura.

Análisis de Osinergmin

Sobre el particular, reiteramos lo señalado en el numeral 3.2.1 del Informe N° 033-2016-GART que sustentó la Resolución Tarifaria, en donde se señaló que conforme a la obligación prevista en los Artículos 18° y 22° del Reglamento de Distribución y en observancia del principio de Legalidad que rige la actuación de la Administración Pública, Osinergmin está facultada a pronunciarse, únicamente, sobre las tarifas aplicables a la futura concesión en la Región Piura.

La divergencia respecto a la titularidad futura de los ductos que actualmente opera EEPSA y a través de los cuales se suministra con Gas Natural a la Central Térmica Malacas y a la Refinería Talara no puede ser resuelta por Osinergmin, toda vez que este Organismo carece de competencia para pronunciarse sobre la propiedad de los referidos ductos, y menos cuenta con facultades que le permitan disponer la transferencia de activos en favor de un tercero.

Por lo expuesto, dado que la definición de este aspecto escapa a las competencias de Osinergmin, el tratamiento y destino de los ductos operados por EEPSA no fue materia de pronunciamiento de la Resolución Tarifaria, la cual se limitó a calcular las tarifas que, de ser el caso, serían aplicadas por Gasnorp en caso le fuera otorgada la concesión de distribución de gas natural por ductos en la región Piura.

Conforme a lo señalado, no se acepta la sugerencia.

6. Análisis de comentarios y sugerencias de César Gutierrez

El señor César Gutierrez (en adelante “el interesado”) presentó un (01) comentario y/o sugerencia a la Resolución Tarifaria, la cual analizamos a continuación:

6.1. Comentario N° 1 – Sobre los niveles de ahorro en las categorías REF (refinerías que consumen previamente gas natural)

El interesado señala que en la actualidad la Refinería Talara consume gas natural y en un futuro próximo con la operación del Proyecto Modernización de la Refinería Talara, contará además con gas del proceso refinero de reducción de fondos (gas de Flexicoking).

En ese sentido, el interesado señala que para la evaluación del costo de recursos energéticos primarios debe considerarse el precio medio estimado entre el gas natural, gas de Flexicoking y algún otro combustible sustituto.

Agrega que dicho precio medio deberá ser el ponderado entre volumen por tipo de energético y su correspondiente costo unitario.

Análisis de Osinergmin

Según lo mencionado por la empresa, en el futuro, con la implementación del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, se tendrá gas combustible disponible como consecuencia del proceso refinero de reducción de fondos que usará la tecnología Flexicoking (Flexigas). Este gas combustible podrá ser utilizado en los procesos térmicos de la refinería, por lo que tendría un efecto en el volumen de consumo de gas natural. Al respecto, consideramos que el uso del gas de flexicoking representaría una mejora en la eficiencia de los procesos de la refinería. Sin embargo, la producción de este gas no está garantizada, por lo que en condiciones de emergencia la refinería requerirá 35 MMPCD, teniendo en consideración que la demanda en condiciones normales alcanza a 20 MMPCD, el gas flexicoking ya estaría considerado.

En consecuencia, la competitividad por el uso del gas natural para la Refinería Talara perteneciente a la Categoría REF, se realizará sobre la base de considerar el gas natural que consume actualmente, como una opción de suministro alternativo al suministro que considera el presente proyecto.

Por lo expuesto, no se acepta el comentario en lo relacionado a calcular un precio medio para la competitividad del precio a la Categoría REF, que incluya el precio por el gas de flexicoking.

En conclusión, no se acepta el comentario.