



Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

**Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural**

Informe N° 0258-2016-GRT

Evaluación de la Propuesta Tarifaria para el Otorgamiento de la Concesión de Distribución de Gas Natural en la Región Piura a Solicitud de Parte del Peticionario Gasnorp

Fecha de elaboración: 15 de abril del 2016

Elaborado:

Jorge Sanchez P.
Rodrigo Carrillo C.
Ricardo Pando A.
Michael Moleros
Oscar Echegaray P.

Revisado y aprobado por

[mrevolo]

Evaluación de la Propuesta Tarifaria para el Otorgamiento de la Concesión de Distribución de Gas Natural en la Región Piura a Solicitud de Parte del Peticionario Gasnorp

Fecha de elaboración: 15 de abril del 2016

Índice

RESUMEN EJECUTIVO	5
1 OBJETIVO.....	14
2 ANTECEDENTES	14
2.1 MARCO LEGAL	14
2.2 ETAPAS DEL PROCESO REGULATORIO	14
3 METODOLOGÍA Y CRITERIOS GENERALES	17
3.1 SOBRE EL NIVEL DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL Y DISEÑO TARIFARIO.....	17
3.2 DETERMINACIÓN DEL COSTO MEDIO	18
3.2.1 <i>Determinación de la Demanda</i>	19
3.2.2 <i>Determinación del CAPEX</i>	19
3.2.3 <i>Determinación de los Costos de Explotación</i>	20
3.3 DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍAS.....	20
3.3.1 <i>Criterios para el diseño de las tarifas por categoría</i>	20
3.3.2 <i>Metodología para el diseño de las tarifas por categoría</i>	21
3.3.3 <i>Escenarios para la evaluación de la competitividad de las tarifas de distribución</i>	23
4 EVALUACIÓN DE LAS TARIFAS INICIALES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS DE LA REGIÓN DE PIURA – ESCENARIO BASE.....	24
4.1 CATEGORÍAS TARIFARIAS	25
4.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	26
4.2.1 <i>Demanda de Consumidores No Eléctricos</i>	28
4.2.2 <i>Demanda de Consumidores Eléctricos</i>	39
4.3 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	40
4.3.1 <i>Redes de acero</i>	41
4.3.2 <i>Redes de Polietileno</i>	42
4.3.3 <i>Estaciones de Regulación de Presión (ERP)</i>	43
4.3.4 <i>Estaciones Virtuales</i>	44
4.3.5 <i>Instalaciones complementarias</i>	44
4.3.6 <i>Obras Especiales</i>	45
4.3.7 <i>Resumen de los costos de inversión</i>	45
4.4 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN (OPEX).....	46
4.4.1 <i>Costos de Distribución</i>	47
4.4.2 <i>Costos de Comercialización</i>	49
4.4.3 <i>Costos de Administración</i>	50
4.4.4 <i>Otros Costos de Explotación</i>	51
4.4.5 <i>Resumen de la proyección de los costos de explotación</i>	52
4.4.6 <i>Criterios para la estimación de los costos de supervisión directa</i>	53
4.5 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE PROMOCIÓN.....	57
4.6 COSTO MEDIO Y TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍAS	58
4.6.1 <i>Costo Medio de Distribución por GNC</i>	58
4.6.2 <i>Costo Medio de Distribución</i>	59
4.6.3 <i>Tarifas de Distribución por Categorías Tarifarias – Diseño Tarifario</i>	60
4.6.4 <i>Pliego Tarifario y Precio Final por Categorías</i>	63
4.7 COMPETITIVIDAD DE LAS TARIFAS AL USUARIO FINAL	64
4.7.1 <i>Precio Final del gas natural por Categoría Tarifaria</i>	64
4.7.2 <i>Determinación del Precio de los Sustitutos</i>	65
4.7.3 <i>Competitividad de las tarifas respecto al sustituto</i>	66
4.7.4 <i>Comparación de las tarifas respecto a la propuesta de Gasnorp</i>	68
4.7.5 <i>Reajuste Tarifario</i>	69

5	EVALUACIÓN DE LAS TARIFAS INICIALES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS DE LA REGIÓN DE PIURA - ESCENARIO ALTERNATIVO	70
5.1	COMPETITIVIDAD DE LAS TARIFAS RESPECTO AL SUSTITUTO.....	71
6	FACTORES DE ACTUALIZACIÓN Y PROCEDIMIENTO DE AJUSTE.....	72
7	CARGOS TARIFARIOS COMPLEMENTARIOS.....	74
7.1	DERECHOS DE CONEXIÓN Y FACTOR “K”	74
7.2	CARGO POR ACOMETIDAS PARA CONSUMIDORES CON CONSUMO MENOR O IGUAL A 300 M ³ /MES	75
7.3	CARGOS POR INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE LAS INSTALACIONES INTERNAS DE CONSUMIDORES MAYORES A 300 M ³ /MES	76
7.4	CARGOS POR CORTE Y RECONEXIÓN	76
7.4.1	<i>Cargo por Corte</i>	77
7.4.2	<i>Cargo por Reconexión</i>	78
8	CONCLUSIONES	78
8.1	CONCLUSIONES DEL ESCENARIO BASE.....	78
8.2	CONCLUSIONES DEL ESCENARIO ALTERNATIVO.....	80
8.3	CONCLUSIONES GENERALES	81
	ANEXO N° 1 PLANO DE LAS REDES PROYECTADAS DE ACERO	83
	ANEXO N° 2 REDES PLANTEADAS POR EL REGULADOR	84
	ANEXO N° 3 LISTA DE COSTOS UNITARIOS	86
	ANEXO N° 4 PLANO DE LAS REDES PROYECTADAS DE POLIETILENO	89
	ANEXO N° 5 RESUMEN DE LAS REDES PROYECTADAS	90
	ANEXO N° 6 REDES DE POLIETILENO	91
	ANEXO N° 7 CARTA DE RTAL 013-2016 DE PETROPERÚ	92
	ANEXO N° 8 DETALLE DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MÁXIMOS DE ACOMETIDA PARA CONSUMIDORES MENORES A 300 M³/MES	93
	ANEXO N° 9 DETALLE DE DETERMINACIÓN DEL CARGO MÁXIMO DE INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN MAYORES A 300 M³/MES	94
	ANEXO N° 10 DETALLE DE DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS MÁXIMOS DE CORTE Y RECONEXIÓN	96
	ANEXO N° 11 FÓRMULAS PARA LA FACTURACIÓN DEL SERVICIO DE GAS NATURAL	103
	ANEXO N° 12 INFORMACIÓN ESTADÍSTICA DEL INFOGAS - INEI	108
	ANEXO N° 13 INFORME TÉCNICO EXTERNO	116

Resumen Ejecutivo

El 03 de junio del 2015, la empresa Gases del Norte del Perú (en adelante Gasnorp) presentó al Osinergmin su Propuesta Tarifaria como parte del proceso de solicitud de la Concesión de Distribución de Gas Natural en la Región Piura. Dicha propuesta comprende el desarrollo de un proyecto de distribución de gas natural por redes en las siguientes ciudades de la región antes citada: Talara, Piura, Paita, Sullana y Sechura. Asimismo, el referido proyecto comprende el desarrollo de la demanda de gas natural en los sectores residencial, comercial, vehicular e industrial de las ciudades señaladas. La propuesta presentada por Gasnorp, dio inicio al proceso de fijación tarifaria establecido en el Anexo C.4 del Procedimiento para Evaluación de Propuesta Tarifaria para Trámite de Otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural a Solicitud de Parte, aprobado por Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD.

El 11 de febrero del 2016 se publicó, mediante Resolución Osinergmin N° 023-2016-OS/CD, la resolución que aprobó las Categorías Tarifarias; las Tarifas Iniciales de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos; el Derecho de Conexión; los Topes Máximos de Acometidas; el cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna de clientes mayores a 300 m³/mes; y, los Cargos Máximos de Corte y Reconexión del servicio.

En cumplimiento del literal h) del Procedimiento, hasta el 03 de marzo de 2016 se recibieron los Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución 023 por las empresas (i) Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EEPSA), (ii) Hugo Eche Temoche, (iii) Comunidad Campesina San Juan Bautista de Catacaos, (iv) Olympic Perú Inc. (Olympic) y (v) Gases del Norte del Perú S.A.C. Sin embargo, los recursos presentados por (i) Hugo Eche Temoche, (ii) Comunidad Campesina San Juan Bautista de Catacaos no fueron finalmente admitidos por no absolver en los plazos establecidos las observaciones a la admisibilidad de los mismos.

En virtud del análisis realizado a los recursos de reconsideración interpuestos por los interesados a la Resolución 023, se realizaron los ajustes por aquellos petitorios declarados fundados y fundados parcialmente.

En ese sentido, el objetivo del presente informe es efectuar la evaluación de la Propuesta Tarifaria de la empresa Gasnorp, para el otorgamiento de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la región Piura, considerando todos aquellos petitorios de los recursos de reconsideración que hayan sido acogidos y que coadyuvan con el objeto de la fijación tarifaria.

A continuación, presentamos un resumen de los principales aspectos desarrollados en el presente informe técnico.

Categoría Tarifarias

En lo que respecta a las Categorías Tarifarias, podemos señalar lo siguiente:

- Se mantiene la categoría especial para el caso de clientes cuyos consumos sean de carácter estacional, como es el caso de las empresas productoras de harina de pescado (Categoría P).
- Se mantiene la categoría REF y la categoría referida a clientes independientes (Categoría E).
- Se mantienen las categorías de Consumidores Regulados de la A1 a la E, cuya clasificación se realiza en función del consumo.

- Se mantienen dos categorías especiales adicionales como son: GNV para las Estaciones de Servicio de Gas Natural Vehicular y la categoría GE para los Generadores Eléctricos.

El Cuadro N° 1 presenta las categorías tarifarias con sus correspondientes rangos de consumo:

Cuadro N° 1
Categorías Tarifarias

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (Sm ³ /mes)
A1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 1 000 Sm ³ /mes
C	Desde 1 001 hasta 300 000 Sm ³ /mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes
E	Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900 000 Sm ³ /mes
Categorías especiales: independientemente de la magnitud de consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular
REF	Para refinerías de petróleo que consuman previamente gas natural
P	Para clientes pesqueros
GE	Para generadores eléctricos

Sm³: Metros cúbicos a condiciones estándar

Demanda potencial de gas natural

De acuerdo al Plan de Desarrollo Inicial propuesto por la empresa Peticionaria y aprobado por el Minem para los ocho (08) primeros años de operación comercial, la masificación del gas natural a nivel residencial considera la incorporación de 64 000 viviendas distribuidas en las principales ciudades de la Región Piura (Talara, Piura, Paita, Sullana y Sechura).

El referido plan comprende también la incorporación de al menos 27 industrias pesqueras, 10 Estaciones de Servicio de GNV, 1 generador eléctrico en Malacas, 1 refinería en Talara (Petroperú) y 2 grandes clientes industriales, entre otros. En este contexto, se estima que la proyección de demanda de gas natural alcanzaría los 532 Millones de metros cúbicos al octavo año de operación comercial, equivalentes a 51,5 MMPCD¹.

Es importante resaltar que, Petroperú mediante Carta N° RTAL 013-2016 del 28 de enero del 2016 y a través de los comentarios realizados al Proyecto de Resolución, indicó que el consumo que tendría la Refinería Talara corresponde a 20,0 MMPCD en reemplazo de los 6,5 MMPCD considerados en la primera evaluación. Manifestó también que para los casos de emergencia operativa, la demanda de la Refinería Talara podría alcanzar los 35,0 MMPCD.

Por su lado, la Empresa Eléctrica de Piura S.A. manifestó a través de su Recurso de Reconsideración, un incremento de los requerimientos de demanda de gas natural por la instalación de una nueva unidad de generación TG6. Con el incremento mencionado, la C.T. Malacas, tendría un requerimiento de demanda de 19 MMPCD.

Adicionalmente, la presente evaluación de tarifas considera escenarios de demanda, siendo que la inclusión o exclusión de los volúmenes que serían adquiridos por la C.T. Malacas, genera un impacto en la competitividad del proyecto.

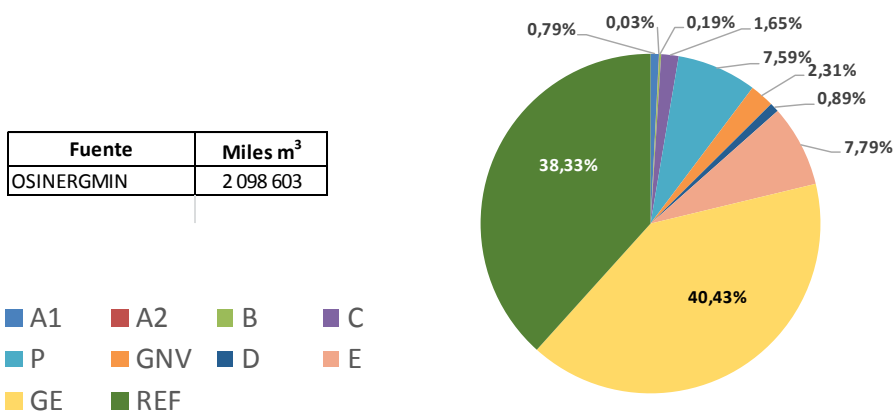
¹ MMPCD: Millones de pies cúbicos por día.

En línea con lo señalado, se resume en el Cuadro N° 2 y en el Gráfico N° 1, la proyección actualizada de la demanda potencial por categorías tarifarias y su respectiva participación en la demanda total del proyecto:

Cuadro N° 2
Participación de la demanda por categorías

Categoría	Demanda Gas Natural	
	Mil m ³	%
A1	16 591	0,79%
A2	571	0,03%
B	3 940	0,19%
C	34 668	1,65%
P	159 288	7,59%
GNV	48 478	2,31%
D	18 666	0,89%
E	163 421	7,79%
GE	848 569	40,43%
REF	804 412	38,33%
Total	2 098 603	100,0%

Gráfico N° 1
Distribución de la Demanda Total Actualizada por Categoría Tarifaria



Como se puede apreciar en el gráfico y cuadro anteriores, resulta preponderante la participación de las demandas de generación eléctrica (Categoría GE) y de la Refinería Talara (Categoría REF), ya que ambas concentran el 78,7% de la demanda que tendrá la Región Piura.

Costos de inversión

En lo que respecta a los costos de inversión, el proyecto considera la instalación de aproximadamente 260 km de redes de acero y 855,6 km de redes de polietileno, este último valor ha sido corregido por Gasnorp mediante sus comentarios al Proyecto de Resolución (Documento s/n con registro Osinergmin 0869-2016-GART), originando así una reducción del 50% de las redes de polietileno indicadas inicialmente en su Propuesta Tarifaria para el cumplimiento del Plan de Desarrollo Inicial.

En lo que respecta a la inversión en redes de acero, se ha incorporado el costo de las servidumbres de las redes de acero de alta presión, la misma que asciende a US\$ 15,5 Millones, haciendo un total de inversión en Redes de Acero de US\$ 101,3 Millones.

Las localidades de Talara, Sullana, Piura y Sechura serían suministradas por red de ductos de acero. Para el caso de Paita, el suministro se realizaría mediante camiones cisterna de gas natural comprimido (GNC), para tales fines, se incorpora una inversión en estaciones virtuales que asciende a US\$ 980 mil.

Los resultados de inversión del proyecto de distribución para los 8 primeros años de operación comercial, ascienden a US\$ 161,98 Millones, de acuerdo a lo mostrado en el Cuadro N° 3:

Cuadro N° 3
Costos de Inversión Total

Instalaciones	Millones US\$
Red de Acero	101,42
Red de Polietileno	45,29
Estaciones de Distribución	1,75
City Gate (Incluye Estación de Compresión)	5,02
Instalaciones Complementarias	4,47
Estaciones Virtuales	0,98
Obras Especiales	3,03
TOTAL (MMUS\$)	161,98
Valor Presente de la Anualidad de la inversión para los primeros 8 años.	80,02

Costos de explotación

Los costos de explotación se estructuran sobre la base de una empresa modelo eficiente, en concordancia con lo que establece el Artículo 108° del Reglamento. Adicionalmente, se consideran los criterios establecidos en los Artículos 24°, 25° y 26° de la Norma Estudios Tarifarios, que señala que estos serán analizados considerando las actividades de operación y mantenimiento, comercialización y los costos de administración.

Los resultados obtenidos de la determinación de los costos de explotación, basados en una empresa modelo eficiente se muestran en el Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4
Resumen de Costos de Explotación

Rubro	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Costos de Distribución (Millon. US\$)	2,40	2,45	2,59	2,62	2,65	2,80	2,83	2,87
Costos de Comercialización (Millon. US\$)	0,80	1,12	1,37	1,52	1,67	1,82	1,98	2,16
Costos de Administración (Millon. US\$)	2,17	2,68	2,93	3,04	3,15	3,22	3,24	3,37
Costos de Explotación (Millon. US\$)	5,37	6,25	6,89	7,18	7,47	7,84	8,06	8,40

Costos de Explotación Actualizados - 8 Años (MUS\$)	36,50
---	--------------

Costos de promoción

El Peticionario, en su propuesta de Tarifas Iniciales, señala el compromiso de conexión residencial de 64 000 clientes en los primeros 8 años de operación comercial. Asimismo, propone que se implemente un mecanismo de promoción para estos usuarios, con el fin de que la base tarifaria permita cubrir los costos de conexión: acometida, tubería de conexión y red interna.

En virtud de lo señalado en el numeral 40.1 del Artículo 40° de la Norma Estudios Tarifarios, el mecanismo de promoción que se implemente permitirá descontar a ciertos consumidores parte o la totalidad de su costo de conexión al gas natural.

En ese contexto, al ser Piura una región con predominancia de los Niveles Socio Económicos C, D y E (aproximadamente el 86% de las viviendas), resulta pertinente incorporar un mecanismo que favorezca la masificación del gas natural a nivel residencial.

En ese sentido, se incluye en la base tarifaria un valor equivalente a US\$ 264² por cada consumidor residencial conectado, para aquellas viviendas que se encuentren dentro de los 64 000 clientes que considera el Plan de Desarrollo Inicial. Esto, equivale a un valor actualizado de US\$ 10,01 Millones que formarán parte del costo de servicio del proyecto, y serán cubiertos en su totalidad por las tarifas de distribución. Dicho monto no constituye el reconocimiento de inversión de la empresa que asuma la concesión en la región Piura, sino que está a cargo del cliente. Además, deberá ser liquidable al término del periodo inicial, a fin que el saldo se traslade en la primera revisión tarifaria.

En cuanto al porcentaje de la tarifa de distribución que corresponde a la promoción, los resultados se presentan en el Cuadro N° 5.

Cuadro N° 5
Porcentaje de la Tarifa de Distribución que Corresponde a la Promoción

Caso	Escenario Base	Escenario Alternativo
Considera el Margen de Distribución por GNC o GNL	7,68%	7,81%
NO Considera el Margen de Distribución por GNC o GNL	7,91%	8,05%

Costo Medio de Distribución y Tarifas por Categorías Tarifarias

El resultado de la Tarifa Media para los 8 primeros años de operación comercial asciende a 62,14 US\$/mil m³. Dicha tarifa corresponde a un Costo de Servicio actualizado de US\$ 130,4 Millones y a una Demanda actualizada de 2 098 603 m³. Se debe señalar que dicha tarifa considera el Margen de Distribución por GNC o GNL. En el Cuadro N° 6 se presenta la tarifa media total para el escenario base de la futura concesión.

² El costo total de conexión por usuario se estima en US\$ 495,64, cuyo detalle es el siguiente: Derecho de Conexión: US\$ 54,70; Acometida: US\$ 173,40; Instalación interna US\$ 267,54

Cuadro N° 6
Tarifa Media Total Escenario Base

ítem	Unidad	Valor
CAPEX	Millón US\$	80,02
OPEX	Millón US\$	36,50
PROMOCIÓN	Millón US\$	10,01
Costo GNC	Millón US\$	3,86
COSTO TOTAL	Millón US\$	130,40
DEMANDA	Mil m ³	2 098 603
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	62,14

A partir de la Tarifa Media mostrada, se determinan las tarifas de distribución por categorías, tal como se muestra en Cuadro N° 7.

Cuadro N° 7
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria incluyendo el MDCL

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m ³)	Tarifa Media (US\$/Mil m ³)
A1	12,4	161,06
A2	95	135,72
B	437	128,47
C	43 929	104,12
P	106 678	93,75
GNV	165 677	88,34
D	399 824	78,43
E	4 404 364	63,66
GE	16 398 063	62,06
REF	17 230 213	49,46

Pliego Tarifario y Precio Final por Categorías

A partir de las tarifas medias se calculan los márgenes de comercialización y distribución para cada categoría tarifaria, así como los cargos fijos y variables correspondientes. Estos resultados se presentan en el Cuadro N° 8.

Cuadro N° 8
Pliego Tarifario por Categorías del Escenario Base

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$/mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³
A1	12,4	0,12			146,91
A2	95	0,50			126,43
B	437	2,18			119,68
C	43 929		0,0369	0,1475	94,97
P	106 678				90,97
GNV	165 677		0,0313	0,1252	80,58
D	399 824		0,0278	0,1111	71,54
E	4 404 364		0,3758	1,5032	61,77
GE	16 398 063		0,3664	1,4654	60,22
REF	17 230 213		0,2920	1,1679	48,00

Competitividad de los precios finales respecto al sustituto

En el siguiente cuadro se presenta la competitividad de los precios finales de gas natural estimados para la región Piura, respecto a los combustibles sustitutos. En este punto es importante resaltar que para el caso de todas las categorías, el ahorro obtenido frente al combustible sustituto resulta mayor al 20%. (Ver Cuadro N° 9).

Cuadro N° 9
Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto	
	Comb.	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	%
A1	GLP10	19,57	6,67	12,91	65,9%
A2	GLP45	17,70	5,99	11,71	66,1%
B	%GLP45-%GLPG	16,78	5,80	10,99	65,5%
C	%GLPG y %R6	13,99	5,15	8,84	63,2%
P	%R6 y %D2	12,55	5,39	7,17	57,1%
GNV	%GLPV y %GAS90	25,75	11,26	14,49	56,3%
D	%R6 y %R500	10,00	4,46	5,54	55,4%
E	%R6 y %R500	9,87	4,07	5,80	58,8%
GE	R500N	9,04	3,18	5,86	64,8%
REF	GN(ref)	6,61	4,20	2,41	36,4%

Las Tarifas Iniciales calculadas en el presente documento tendrán una vigencia de 8 años a partir de la Puesta en Operación Comercial. Asimismo, se debe tener en cuenta el numeral 8.4 del Artículo 8° de la Norma Estudios Tarifarios que señala que “Las Tarifas Iniciales carecen de valor si el plan de desarrollo inicial incorporado en el contrato de concesión no concuerda, en sus partes esenciales, con el plan de desarrollo inicial utilizado en el cálculo tarifario”. Por tanto, se concluye que la vigencia de dichas tarifas dependerá también del cumplimiento del mencionado Plan de Desarrollo Inicial. Asimismo, cabe resaltar que las tarifas serán revisadas cuando la demanda supere en 7,5% la proyección realizada para fines del presente estudio o podrán reajustarse cuando se incorporen nuevos consumidores en localidades distintas a las comprometidas en el Plan de Desarrollo Inicial.

Escenario Alternativo: Incluye la demanda de la Refinería Talara y se excluye la demanda de la C.T. Malacas

El escenario alternativo comprende las mismas condiciones del escenario base, retirando del mismo la demanda y las inversiones asociados a la C.T. Malacas. En este caso, la Tarifa Media para los 8 primeros años de operación comercial asciende a 102,62 US\$/mil m³. Dicha tarifa corresponde a un Costo de Servicio actualizado de US\$ 128,28 Millones y a una Demanda actualizada de 1 250 034 m³. Se debe señalar que dicha tarifa considera el Margen de Distribución por GNC o GNL. En el Cuadro N° 10 se presenta la tarifa media total para el escenario alternativo de la futura concesión.

Cuadro N° 10
Tarifa Media Total Escenario Alternativo

ítem	Unidad	Valor
CAPEX	Millón US\$	78,07
OPEX	Millón US\$	36,33
PROMOCIÓN	Millón US\$	10,01
Costo GNC	Millón US\$	3,86
COSTO TOTAL	Millón US\$	128,28
DEMANDA	Mil m ³	1 250 034
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	102,62

A partir de la Tarifa Media mostrada, se determinan las tarifas de distribución por categorías, tal como se muestra en Cuadro N° 11.

Cuadro N° 11
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria incluyendo el MDCL

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m ³)	Tarifa Media (US\$/Mil m ³)
A1	12,4	238,29
A2	95	198,02
B	437	172,42
C	43 929	149,68
P	106 678	138,10
GNV	165 677	132,69
D	399 824	122,49
E	4 404 364	104,58
REF	17 230 213	87,69

A partir de las tarifas medias del escenario alternativo se obtienen el pliego tarifario, el cual se muestra en el Cuadro N° 12.

Cuadro N° 12
Pliego Tarifario del Escenario Alternativo

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$/mes	US\$/ (Sm ³ /d)-mes	US\$/ (Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³
A1	12,4	0,17			217,25
A2	95	0,73			184,37
B	437	2,92			160,54
C	43 929		0,0530	0,2120	136,46
P	106 678				133,94
GNV	165 677		0,0470	0,1879	120,97
D	399 824		0,0434	0,1734	111,67
E	4 404 364		0,6170	2,4681	101,43
REF	17 230 213		0,5174	2,0696	85,05

La revisión de la competitividad muestra que para todas las categorías tarifarias el ahorro obtenido varía entre 21,0% y 58,5%, superando el 20% de ahorro objetivo. Lo indicado se presenta en el Cuadro N° 13.

Cuadro N° 13

Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto del Escenario Alternativo

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto US\$/MMBTU	Ahorro respecto al sustituto	
	Comb.	US\$/MMBTU		US\$/MMBTU	%
A1	GLP10	19,57	8,73	10,84	55,4%
A2	GLP45	17,70	7,66	10,04	56,7%
B	%GLP45-%GLPG	16,78	6,97	9,81	58,5%
C	%GLPG y %R6	13,99	6,36	7,63	54,5%
P	%R6 y %D2	12,55	6,57	5,98	47,7%
GNV	%GLPV y %GAS90	25,75	12,44	13,30	51,7%
D	%R6 y %R500	10,00	5,64	4,36	43,6%
E	%R6 y %R500	9,87	5,16	4,71	47,7%
REF	GN(ref)	6,61	5,22	1,39	21,0%

1 Objetivo

El objetivo del presente informe es efectuar la evaluación de la Propuesta Tarifaria de la empresa Gases del Norte del Perú (en adelante Gasnorp), presentada a solicitud de parte, para el otorgamiento de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la región Piura, como resultado de los petitorios de los Recursos de Reconsideración considerados fundados.

2 Antecedentes

2.1 Marco Legal

- Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante el “Reglamento de Distribución”).
- Mediante Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre del 2008, Osinergmin aprobó el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural” (en adelante “Norma Estudios Tarifarios”), cuyo Artículo 5° establece que el Concesionario debe presentar a Osinergmin, dentro de su Propuesta de Tarifas Iniciales, el Plan de Desarrollo Inicial y el Estudio Tarifario que considere dicho plan.
- Mediante Resolución Osinergmin N° 199-2012-OS/CD, disponen la modificación de diversos Artículos del “Procedimiento para la elaboración de los Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados de distribución de gas natural”, aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD (en adelante “Norma Estudios Tarifarios”).

2.2 Etapas del Proceso Regulatorio

- Mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma para la fijación de precios regulados, en cuyo Anexo C.4 se encuentra el “Procedimiento para Evaluación de Propuesta Tarifaria para Trámite de Otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural a Solicitud de Parte” (en adelante “Procedimiento”), con la finalidad de establecer las etapas y plazos aplicables al procedimiento regulatorio que evalúa las tarifa iniciales que se establecerían si la concesión solicitada se otorga.
- Gasnorp, en su calidad de Peticionario de la concesión de distribución de gas natural en la región de Piura, presentó su Plan de Desarrollo Inicial y su propuesta de Tarifas Iniciales al Ministerio de Energía y Minas. Dicha propuesta fue trasladada a Osinergmin mediante Oficio N° 1129-2015-MEM/DGH con fecha 18 de agosto de 2015, iniciándose así el proceso de fijación tarifaria con el Expediente N° 000474-2015.

- Mediante Oficio N° 0814-2015-GART del 25 de agosto de 2015, en virtud de lo señalado en el literal b) del Anexo C.4 del Procedimiento, Osinergmin remitió a Gasnorp sus observaciones a la Propuesta tarifaria, al Plan de Desarrollo Inicial y al correspondiente Plan de Promoción. Como parte de las observaciones, se consideró la falta de aprobación o aceptación de la DGH respecto del Plan de Desarrollo Inicial propuesto, conforme lo dispone el Artículo 7° de la Norma Estudios Tarifarios.
- Mediante Resolución Osinergmin N° 187-2015-OS/CD, se aprobó la ampliación de plazo en 05 días hábiles adicionales, contados a partir del vencimiento del plazo inicialmente establecido.
- El 08 de setiembre de 2015, mediante Documento s/n con número de tramite GART 8051, Gasnorp remitió la absolución a las observaciones a su Propuesta Tarifaria para el trámite de otorgamiento de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de la región Piura.
- Mediante Oficio N° 0868-2015-GART del 09 de setiembre de 2015, de acuerdo a la etapa c) del Procedimiento y conforme lo dispone el Artículo 7° de la Norma Estudios Tarifarios, Osinergmin remitió al Ministerio de Energía y Minas (Minem), la solicitud sobre el Plan de Desarrollo Inicial de la empresa Gasnorp e información Inicial.
- Mediante Oficio N° 1619-2015-MEM/DGH del 27 de octubre de 2015, el Minem absuelve el contenido de las consultas formuladas por Osinergmin en el oficio señalado en el punto anterior.
- Mediante Oficio N° 1045-2015-GART del 06 de noviembre de 2015, se indicó a Gasnorp que, dado que lo presentado por el Minem refleja nuevas condiciones en la demanda, resulta necesario que en función de las instrucciones formuladas por dicho ministerio, sean evaluadas y tomadas en consideración para que formulen una nueva propuesta tarifaria.
- El 13 de noviembre de 2015, mediante Documento s/n con número de tramite GART 10304, Gasnorp indicó que el 4 de diciembre presentaría la nueva Propuesta Tarifaria.
- El 3 de diciembre de 2015, mediante Documento s/n con número de tramite GART 11019, Gasnorp indicó la nueva fecha para la presentación de la nueva Propuesta Tarifaria, señalando que sería a más tardar el 17 de diciembre de 2015.
- Gasnorp, en su calidad de Peticionario de la concesión de distribución de gas natural en la región de Piura, presentó su nueva propuesta de Tarifas Iniciales. Dicha propuesta fue presentada a Osinergmin mediante la carta s/n con fecha 15 de diciembre de 2015 con número de tramite GART 11313, iniciándose nuevamente así, el proceso de fijación tarifaria, de conformidad con lo previsto en el Anexo C.4 del Procedimiento.
- Mediante Oficio N° 1180-2015-GART del 22 de diciembre de 2015, en virtud de lo señalado en el literal b) del Anexo C.4 del Procedimiento, Osinergmin remitió a Gasnorp sus observaciones a la Propuesta Tarifaria actualizada.

- El 30 de diciembre de 2015, mediante Documento s/n con número de trámite GART 11828, Gasnorp remitió la absolución a las observaciones a su Propuesta Tarifaria actualizada para el trámite de otorgamiento de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la región Piura.
- En cumplimiento de lo establecido en la etapa d) del Procedimiento, mediante la Resolución N° 008-2016-OS/CD (en adelante “Proyecto de Resolución”) publicada el 21 de enero del 2016, se aprobó la Resolución que dispone 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. A partir de la publicación de la resolución se otorgaron 5 días hábiles para que los interesados emitan sus comentarios y/o sugerencias al Proyecto de Resolución. Asimismo, se convocó a la audiencia pública para la exposición por parte de Osinergrmin de la metodología empleada y los resultados de las Tarifas Iniciales.
- El 27 de enero de 2016, de acuerdo a lo establecido en la etapa e) del Procedimiento, se realizó la audiencia pública a efectos de que Osinergrmin presente los resultados de la evaluación de la Propuesta Tarifaria de la empresa Gasnorp, presentando a la vez la propuesta de Tarifas Iniciales del ente regulador. Dicha audiencia se llevó a cabo en la ciudad de Piura a la 10:00 horas. Dada la expectativa por los resultados referidos, se realizó una segunda audiencia a las 14:00 horas del mismo día.
- El 28 de enero de 2016, Petroperú S.A. informó a este Organismo los consumos proyectados del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, en atención a la solicitud de información formulada por Osinergrmin mediante Oficio N° 034-2016-GART del 13 de enero de 2016. La referida información es considerada para efectos de la presente Resolución Tarifaria;
- Posteriormente, hasta el 28 de enero de 2016, se recibieron los comentarios y sugerencias respecto al Proyecto de Resolución indicado, según el siguiente detalle:

Empresa / Usuario	Documento	Fecha	Registro OSINERGMIN
Petroperú	Correo electrónico	25/01/2016	-
EEPSA	Carta S/N	28/01/2016	0861
GPC Energía	Correo electrónico	28/01/2016	-
Petroperú	Correo electrónico	28/01/2016	-
Gasnorp	Correo electrónico	28/01/2016	-
Sandra Sosa	Correo electrónico	28/01/2016	-

- Mediante Resolución Osinergrmin N° 023-2016-OS/CD (en adelante “Resolución 023”), publicada el 10 de febrero del 2016, se aprobaron las Categorías Tarifarias; las Tarifas Iniciales de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos; el Derecho de Conexión; los Topes Máximos de Acometidas; el cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna de clientes mayores a 300 m³/mes; y, los Cargos Máximos de Corte y Reconexión del servicio; para trámite de otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la región de Piura a solicitud de la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C..

- En cumplimiento del literal h) del Procedimiento, hasta el 03 de marzo de 2016 se recibieron los Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución 023 por las empresas (i) Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EEPSA), (ii) Hugo Eche Temoche, (iii) Comunidad Campesina San Juan Bautista de Catacaos, (iv) Olympic Perú Inc. (Olympic) y (v) Gases del Norte del Perú S.A.C.
- Los recursos presentados por (i) Hugo Eche Temoche, (ii) Comunidad Campesina San Juan Bautista de Catacaos, (iii) Gasnorp (iv) Olympic, presentaron problemas en la admisibilidad de los recursos de reconsideración, los cuales sólo absolvieron las observaciones a la admisibilidad en los plazos establecidos los agentes Gasnorp y Olympic. Lo restantes no son materia de evaluación.
- El 15 de marzo del 2016 en cumplimiento del literal k) del Procedimiento se llevó a cabo la audiencia pública, en la cual los agentes expusieron sus respectivos petitorios de sus recursos de reconsideración interpuestas en contra de la Resolución 023 y que fueron admitidos para su evaluación.
- En cumplimiento del literal k) del Procedimiento hasta el 22 de marzo de 2016, se recibieron las sugerencias y observaciones sobre los Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución 023. El único agente que presentó fue Gasnorp y sus comentarios están dirigidos al recurso presentado por EEPSA.

3 Metodología y Criterios Generales

La metodología y los criterios generales utilizados en el presente informe son los establecidos en las siguientes normas y/o procedimientos:

- Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado con Decreto Supremo N° 040-2008-EM, que establece los criterios y procedimientos generales a emplearse en la determinación de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos.
- Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural, aprobado por Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre de 2008 y sus respectivas modificatorias.

3.1 Sobre el nivel de las tarifas de distribución del gas natural y diseño tarifario

Las tarifas de distribución evaluadas en el presente documento tienen como base el Plan de Desarrollo Inicial propuesto por la empresa peticionaria, por lo que dicho plan tiene carácter vinculante. En ese sentido resulta importante que el futuro Contrato de Concesión, en caso de otorgarse la concesión, considere como parte del compromiso de inversión al mencionado plan.

En resumen, el establecimiento de tarifas en la distribución de gas natural comprende dos etapas: en la primera etapa se determina el nivel de las tarifas que permite garantizar el equilibrio económico financiero de la empresa regulada, mientras que en la segunda etapa se realiza la asignación del nivel de las tarifas en cada categoría tarifaria (diseño tarifario).

Una de las primeras condiciones dispuestas en el Reglamento consiste en que la tarifa debe remunerar los costos eficientes de la empresa³; en ese sentido, el método que permite alcanzar este objetivo es el establecimiento de una Empresa Modelo Eficiente.

La regulación por Empresa Modelo Eficiente se encuentra dentro de los esquemas de regulación por incentivos y ha sido ampliamente aplicada en otros países desde la década de los ochenta del siglo pasado en los sectores eléctrico, telecomunicaciones y saneamiento.

A través de la regulación por Empresa Modelo Eficiente se crea una empresa de referencia que brinda un servicio al mínimo costo con la tecnología vigente, y son dichos costos los que se utilizan para fijar las tarifas. Este tipo de modelo presenta las siguientes ventajas:

- La Empresa Modelo Eficiente representa los costos eficientes de inversión y explotación.
- La existencia de períodos fijos y exentos de revisiones tarifarias incentiva la reducción de costos por parte de la empresa regulada (eficiencia productiva) y optimiza el desarrollo de las inversiones (limitación del efecto Averch-Johnson), al igual que la regulación por “Price Cap”.
- La empresa regulada tiene la posibilidad de obtener ganancias si es capaz de aumentar su eficiencia dentro de cada periodo tarifario.
- Establece que las tarifas deben ser fijadas en base a los Costos Medios de Largo Plazo, situación que es óptima cuando la empresa debe autofinanciarse.

El nivel de las tarifas se debe estructurar de modo tal que, teniendo como base el modelo regulatorio aplicable, cumpla con las exigencias y parámetros establecidos en el marco normativo vigente, principalmente con lo referente al criterio de competitividad

3.2 Determinación del Costo Medio

Según el Artículo 28° de la Norma Estudios Tarifarios, el costo medio se determina como el cociente de la suma de los valores presentes de los costos de inversión (CAPEX) y los costos de explotación (OPEX), entre el valor presente de la demanda. La fórmula que expresa lo indicado es la siguiente:

$$\text{Costo Medio} = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{aCI_i + COyM_i}{(1+r)^i} \right)}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{D_i}{(1+r)^i} \right)}$$

Donde:

aCI_i Anualidad (a 30 años) del Costo de Inversión (CAPEX), que comprende el Valor Nuevo de Reemplazo existente más las inversiones proyectadas

³ El artículo 105° del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, que señala lo siguiente:

“Artículo 105°.- La Tarifa de Distribución deberá proveer al Concesionario los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio.”

	acumuladas al año “i” ⁴
COyM _i	Costo anual de operación y mantenimiento (OPEX) al año “i”
D _i	Demanda o consumo de los consumidores al año “i”
r	Tasa de Actualización
N	Periodo de cálculo (En el caso de las Tarifas Iniciales, el periodo de vigencia de estas es 8 años).

3.2.1 Determinación de la Demanda

Para estimar la proyección de la demanda de la concesión, se tiene en cuenta lo señalado en los Artículos 17°, 18° y 19° de la Norma Estudios Tarifarios. En ella, se hace referencia que la proyección de la demanda deberá considerar como base para el horizonte de análisis, el número de clientes y los consumos unitarios correspondientes.

Asimismo, en concordancia con lo establecido en el Reglamento, la demanda de gas de la concesión se analiza dividiendo a los clientes en dos grandes grupos: Consumidores Regulados y Consumidores Independientes:

Demanda de Consumidores Regulados⁵: resulta de la revisión del número de clientes potenciales actuales y proyectados propuestos por el Concesionario, y de los consumos unitarios medios por tipo de cliente, obtenidos a partir de información estadística histórica.

Demanda de Consumidores Independientes⁶ y Generadores Eléctricos: De forma similar a los consumidores regulados, se estima el número de clientes a lo largo del periodo regulatorio. El consumo proyectado de cada cliente se estima en base a la capacidad proyectada según los consumos actuales de combustibles a sustituir. Para el caso particular de los Generadores Eléctricos (pertenecen a la categoría especial GE⁷), el consumo unitario se revisa a través de una simulación de despacho de las centrales térmicas e hidráulicas y considerando la capacidad firme a contratar.

3.2.2 Determinación del CAPEX

Los costos de inversión (CAPEX) se calculan sobre la base de la valorización de la infraestructura (tuberías de acero, tuberías de polietileno, estaciones de regulación, etc.) descrita en el Plan de Desarrollo Inicial aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, para los primeros 8 años de la prestación del servicio de distribución.

⁴ De acuerdo al Artículo 109° del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

⁵ Consumidores Regulados: Consumidor adquirente del gas natural con Contrato de Suministro de un concesionario de distribución, cuyo consumo es menor a 30 000 Sm³/día.

⁶ Cliente 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 Sm³/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses

⁷ Categorías Especiales: Son categoría formadas según su característica del negocio asociado, correspondiéndole una asignación especial en la forma de establecer sus tarifas. De acuerdo con el Artículo 107° del Reglamento se considera como mínimo al GNV y al Generador Eléctrico.

La valorización de esta infraestructura se realiza con costos unitarios eficientes definidos en el Baremo de Costos⁸ de la GART, los cuales se determinan a partir de los costos de materiales, equipos y mano de obra en la etapa constructiva de las instalaciones, costos financieros, costos administrativos de la construcción, costos de servidumbres y otros costos indirectos.

De acuerdo a lo señalado en el Artículo 23° de la Norma Estudios Tarifarios, los costos unitarios utilizados en la sustentación de los costos de inversión, deben ser desagregados en: a) uso de materiales, b) uso de equipos, c) gastos generales y utilidades del contratista y, d) el componente importado y nacional correspondiente.

El costo de inversión con el que se determina el Costo Medio, se calcula considerando el valor presente de las anualidades de las inversiones correspondientes a los ocho primeros años, periodo de vigencia de las Tarifas Iniciales. Para el cálculo de la anualidad de las inversiones se contempla un periodo de repago de 30 años y una tasa de actualización anual de 12% (establecida en el Artículo 115° del Reglamento).

3.2.3 Determinación de los Costos de Explotación

Los costos de explotación consideran los costos eficientes necesarios para la gestión operativa, comercial y administrativa de la empresa de distribución. Estos costos se determinan en base a lo señalado en los Artículos 24°, 25° y 26° de la Norma Estudios Tarifarios.

A modo general, los criterios empleados para la determinación de los referidos costos de explotación son los siguientes:

- Determinación de una Empresa Modelo Eficiente. La estructura de Costos de Explotación de la Empresa Modelo Eficiente incluye las actividades de distribución, comercialización, administración y otras relacionadas a la operación y mantenimiento.
- Comparación con empresas nacionales o extranjeras del negocio de distribución de gas natural. A partir de esta comparación se obtienen indicadores estándares que permiten evaluar y corregir a la Empresa Modelo Eficiente que se está evaluando.
- Comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares (empresas de distribución eléctrica o de agua). Similar al punto anterior, permiten evaluar y corregir a la Empresa Modelo Eficiente que se está evaluando.
- Inclusión de otros cargos: aporte por regulación, pérdidas e incobrables, costo financiero del gas y otros cargos menores.

3.3 Determinación de las Tarifas de Distribución por categorías

3.3.1 Criterios para el diseño de las tarifas por categoría

El marco regulatorio de la distribución de gas natural busca promover el acceso al gas natural de los diferentes tipos de consumidores, garantizando que las tarifas que pagan los

⁸ 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.

consumidores por el servicio de gas natural deben representarle un nivel de ahorro con respecto al uso del combustible sustituto.

Es en base a los costos de inversión y a los costos de operación y mantenimiento obtenidos a partir de la Empresa Modelo Eficiente, que se calcula el Costo Medio por el servicio de distribución de gas natural. Dicho Costo Medio permite remunerar los costos eficientes de la empresa, por lo que este debe ser asignado a las Categorías Tarifarias en forma de tarifas de distribución, de conformidad con el Artículo 107° del Reglamento.

Es importante señalar que el Reglamento no especifica cómo se debe asignar el Costo Medio a cada categoría tarifaria, estableciendo únicamente en su Artículo 107° que *“(…) 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”*⁹.

Sin embargo, lo indicado es complementado por el literal c) del numeral 29.1 del Artículo 29° de la Norma Estudios Tarifarios, según el cual, las tarifas finales para cada categoría se deben diseñar considerando, entre otros, lo siguiente:

“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.”

En ese sentido, los principales criterios que se aplican para asignar el Costo Medio a las Categorías Tarifarias consideran que las tarifas de distribución resultantes deben ser competitivas frente al combustible sustituto y además que deben ser decrecientes con el incremento del volumen típico de la categoría. Estos criterios cumplen con lo establecido en el Reglamento ya que se establece un nivel de ahorro por cada tipo de consumidor, y garantizan que la empresa alcance la eficiencia productiva.

3.3.2 Metodología para el diseño de las tarifas por categoría

La metodología aplicable permite obtener tarifas de distribución que sean competitivas para los usuarios del servicio de distribución frente al combustible sustituto y que a su vez permitan que el concesionario recupere las inversiones realizadas sobre la base de los costos eficientes reconocidos.

En ese sentido, para determinar las tarifas de distribución para cada una de las Categorías Tarifarias se han seguido los siguientes pasos:

⁹ Artículo 107.- Las categorías de Consumidores serán propuestas por el Concesionario, teniendo como base los rangos de consumo, para la aprobación de OSINERGMIN y deberán considerar como mínimo unas especiales que involucren al GNV y al generador eléctrico.

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.

Todos los Consumidores conectados al Sistema de Distribución pagarán la tarifa correspondiente a su categoría tarifaria, independientemente de la ubicación o el nivel de presión del suministro.

Adicionalmente, OSINERGMIN definirá factores y cuentas de equilibrio tarifario entre los Consumidores de bajo consumo y el resto, de tal forma de garantizar el equilibrio entre los costos y los ingresos aprobados. Dichas cuentas deberán ser especificadas en el Manual de Contabilidad Regulatoria aprobado por OSINERGMIN para fines de supervisión.

OSINERGMIN podrá considerar la aplicación de volúmenes mínimos para cada categoría de Consumidor, los cuales serán una exigencia para permanecer en una determinada categoría.

- Se estima la máxima disposición a pagar por el gas natural para las diferentes Categorías Tarifarias (incluido el precio en boca de pozo y el transporte). Esto se realiza en base al precio de los sustitutos, a los consumos unitarios típicos de estos combustibles y al ahorro que se espera obtener para cada categoría.

Considerando que la Propuesta Tarifaria propone un esquema de promoción a los clientes del tipo residencial en la conexión al gas natural, el cual es cargado en la tarifa de distribución de todos los clientes atendidos por el concesionario (similar a lo que se viene desarrollando en la concesión de Lima y Callao), se debe aplicar lo establecido en literal g) del numeral 40.2 de la Norma Estudios Tarifarios, que establece que el nivel de ahorro económico (precio final del gas natural) para los consumidores mayores de gas natural no residenciales, no debe ser menor al 20% frente al combustible sustituto. En ese sentido, la asignación del costo medio en cada Categoría Tarifaria deberá permitir que se cumpla lo establecido en dicho numeral.

- Se calcula la máxima disposición neta a pagar por el gas natural. Esto se realiza a partir de descontar, a la máxima disposición a pagar por el gas natural, el precio en boca de pozo, la tarifa de transporte, los costos de conversión y otros márgenes que conformen el passthrough.
- Se realiza el ajuste de los resultados de la disposición neta a pagar de todas las categorías. Dicho ajuste considera la aplicación de una curva cuyos resultados tarifarios sean decrecientes con el incremento del volumen típico de la categoría.
- Se calcula la demanda potencial de gas natural, considerando el número de consumidores que pueden ser abastecidos y los consumos unitarios esperados por categorías.
- Se calcula el monto total de facturación considerando la máxima disposición neta a pagar y la demanda proyectada para cada Categoría Tarifaria.
- Se crea un factor de equilibrio tarifario que permita equilibrar el valor actualizado de los ingresos y los costos proyectados. Dicho factor permite mantener la proporcionalidad del ahorro esperado respecto al combustible sustituto por cada Categoría Tarifaria.

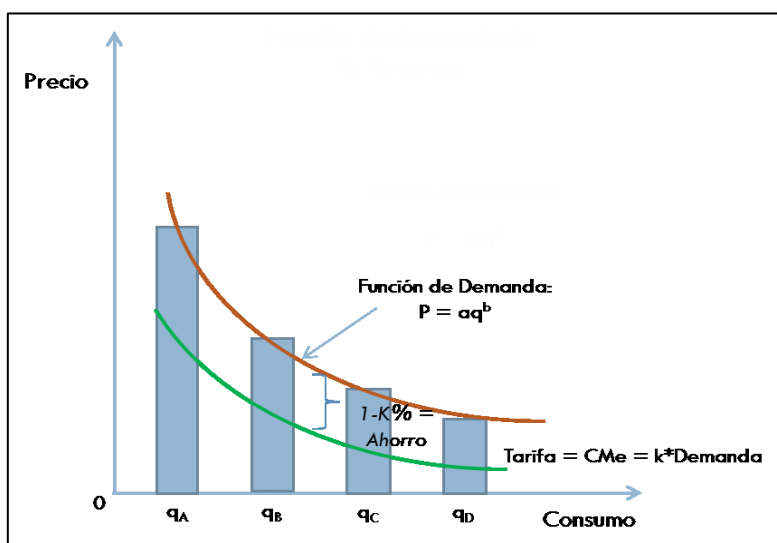
De acuerdo al literal e) del numeral 29.1 de la Norma Estudios Tarifarios, y con el fin de equilibrar la distribución de ahorros y minimizar impactos negativos que pudieran surgir, es posible la aplicación de factores de equilibrio tarifario que permitan cubrir la proyección de los costos totales de la red de acero y polietileno con los ingresos que se proyecten percibir por la distribución de gas natural. Estos factores de equilibrio tarifario incrementan o reducen las tarifas bases de los consumidores de alto consumo en favor del resto de consumidores.

- Se realiza el ajuste de la curva del Costo Medio equivalente (CMe), mediante el cual se calculan las tarifas de distribución por categoría.

Como se mencionó anteriormente, la curva de Costo Medio (CMe) se determina teniendo en cuenta un valor de ahorro por categorías tarifarias frente al combustible sustituto. En consecuencia, la determinación de las tarifas de distribución mediante un factor de ajuste, traslada los beneficios del ahorro del gas natural a todos los consumidores por igual, asignando la tarifa media a cada consumidor de acuerdo con

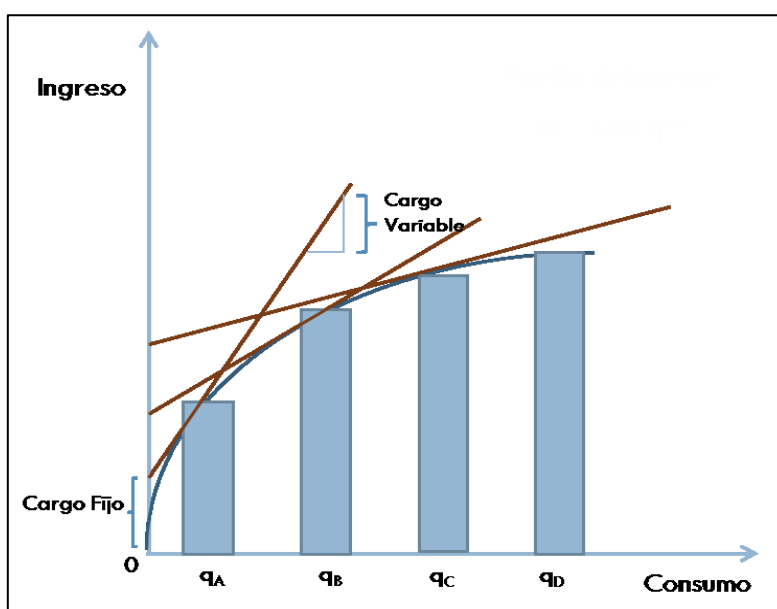
su nivel de competitividad respecto del combustible sustituto, tal como se puede apreciar en el Gráfico N° 2.

Gráfico N° 2



- A partir de las tarifas de distribución obtenidas en el paso anterior, se determina la función de ingresos de la empresa que varía según los volúmenes de consumo de cada cliente. A partir de esta última, se estiman los cargos fijos y variables que serán asignados al pliego de tarifas de cada Categoría Tarifaria, tal como se puede apreciar en el Gráfico N° 3.

Gráfico N° 3



3.3.3 Escenarios para la evaluación de la competitividad de las tarifas de distribución

Mediante Oficio N° 868-2015-GART, Osinergmin solicitó al Ministerio de Energía y Minas un pronunciamiento con relación a la situación de los ductos que abastecen a las centrales térmicas de Malacas, Tablazo y la Refinería Talara; Al respecto, en su Oficio N° 1619-2015-

MEM/DGH el Minem indicó que el ducto de la C.T. Tablazo no puede ser considerada como Ducto de Uso Propio, mientras que para el caso de los ductos que abastecen a la C.T. Malacas y Refinería Talara (propiedad de EEPSA), se iniciarán las acciones correspondientes para la expedición de las autorizaciones de operación de Ductos de Uso Propio, lo que permitiría considerar dichos ductos como potenciales para ser transferidos al concesionario de distribución de la Región Piura. Por su lado, EEPSA manifestó que no resulta posible que se obligue a su empresa a transferir dichos ductos al concesionario de distribución.

Por lo tanto, se considera pertinente que la presente evaluación tarifaria considere dos escenarios posibles: un primer escenario bajo el supuesto de que se incluya la demanda de la C.T. Malacas como demanda de la concesión; y otro escenario bajo el supuesto de que la DGH no concrete las acciones necesarias señaladas en su Oficio N° 1619-2015-MEM/DGH y por tanto EEPSA continúe abasteciendo su central a través de los ductos de su propiedad, y no se incorpore, por tanto, a la demanda de la concesión.

Los escenarios de demanda cuya competitividad será evaluada, son los siguientes:

- Escenario Base: El escenario base, cuyo detalle será desarrollado en el presente documento, comprende la demanda de los clientes potenciales residenciales, comerciales e industriales de la región Piura; así como la demanda de la C.T. Malacas y la Refinería Talara.
- Escenario Alternativo: comprende la demanda del escenario base con excepción de la demanda de la C.T. Malacas.

4 Evaluación de las Tarifas Iniciales de distribución de gas natural por red de ductos de la región de Piura – Escenario Base

En esta sección se presentan los resultados de la evaluación de las Tarifas Iniciales de distribución de gas natural por red de ductos de la región de Piura, las mismas que se obtienen por la aplicación de los conceptos y metodología señalados anteriormente. Asimismo, es pertinente señalar que se ha tenido en cuenta en la determinación de las tarifas de distribución la propuesta presentada por el peticionario Gasnorp. La evaluación de las Tarifas Iniciales de distribución de gas natural por red de ductos de la región de Piura tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

- Categorías Tarifarias
- Estimación de la Demanda
- Estimación de los Costos de Inversión (CAPEX)
- Estimación de los Costos de Explotación (OPEX)
- Estimación de los Costos de Promoción
- Determinación de las tarifas por Categorías Tarifarias
- Competitividad de las tarifas al usuario final

4.1 Categorías Tarifarias

De acuerdo con la metodología anteriormente expuesta y considerando la propuesta del peticionario, se han determinado las Categorías Tarifarias que tendrán vigencia durante el periodo que otorga el Reglamento en su Artículo 121^{o10}.

Las categorías especiales que presenta la propuesta son:

- La categoría GNV para las Estaciones de Servicio de Gas Natural Vehicular y la categoría GE para los Generadores Eléctricos, tal como lo define el Reglamento de Distribución.
- Una categoría especial (Categoría P) para el caso de clientes cuyos consumos sean de carácter estacional, los cuales en su mayoría corresponden a empresas pesqueras que por la naturaleza de su negocio, operan sólo entre dos a cuatro meses al año, representando una demanda de tipo estacional. Los meses en los que no realizan actividades, estas empresas no presentan consumo de gas natural.
- Una categoría adicional a la categoría referida a clientes independientes (Categoría E), denominada categoría REF, cuyo rango de consumo es superior a los 5 000 000 Sm³/mes. Esta nueva categoría se plantea en razón de la existencia de la Refinería Talara de Petroperú, la cual es un potencial cliente industrial que actualmente consume gas natural.

En adición a las categorías especiales señaladas, se proponen las demás categorías determinadas en función del consumo, como son las categorías de la A1 a la E. Se debe señalar que, respecto de la propuesta presentada por el peticionario, se han modificado los rangos que delimitan las categorías y los nombres de estas con el fin de que se encuentren alineados con las disposiciones establecidas en la normativa vigente. En el Cuadro N° 14 se muestran las Categorías Tarifarias para el Escenario Base.

Cuadro N° 14
Categorías Tarifarias del Escenario Base

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (Sm³/mes)
A1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 1 000 Sm ³ /mes
C	Desde 1 001 hasta 300 000 Sm ³ /mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes
E	Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900 000 Sm ³ /mes
Categorías especiales: independientemente de la magnitud de consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular.
REF	Para refinerías de petróleo que consuman previamente gas natural
P	Para clientes pesqueros
GE	Para generadores eléctricos

¹⁰ **Artículo 121.-** La tarifa inicial y su plazo de vigencia, serán los establecidos en el Contrato, siendo el plazo de vigencia máximo de ocho (8) años, contado a partir de la Puesta en Operación Comercial. ...”.

4.2 Estimación de la Demanda

La demanda considerada para efectos de la evaluación tarifaria se basa tanto en información proporcionada en la Propuesta Tarifaria, como en información obtenida por el Regulador mediante otras fuentes. En todo caso, debe precisarse que la demanda considerada en 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, y adoptar las decisiones que considere bajo su propia cuenta y riesgo, atendiendo que se trata de una iniciativa privada.

La estimación de la demanda se basó en el diagnóstico del mercado planteado en la Propuesta Tarifaria del Peticionario, en los resultados del mercado potencial de clientes que se obtienen a partir de la demanda proyectada en el Estudio de Nuevas Concesiones¹¹ y en información proporcionada por potenciales clientes en la región.

La demanda total de la concesión se compone por la suma de demanda de todas las Categorías Tarifarias consideradas en la sección anterior. Por su parte, la demanda de cada una de las Categorías Tarifarias se determina a partir del número de clientes y el consumo medio mensual por consumidor. A partir de la información reportada por el Peticionario, se determinaron los consumos unitarios promedio por categoría, los que se presentan en el Cuadro N° 15. Luego se realizó la proyección de clientes a ser conectados y la demanda asociada a dicha proyección. Se destaca la incorporación de volúmenes importantes de demanda en los primeros años, correspondiente a clientes tales como las agroindustrias y pesqueras. Asimismo, como se señaló líneas arriba, se consideran dentro de la demanda potencial de la región a aquellas correspondientes a la Refinería Talara y la Central Térmica Malacas.

Cuadro N° 15
Consumo Promedio por Cliente según Categoría Tarifaria

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m ³)
A1	12,4
A2	95
B	437
C	43 929
P	106 678
GNV	165 677
D	399 824
E	4 404 364
GE	16 398 063
REF	17 230 213

Los resultados para la proyección de la demanda y del número de clientes para los primeros 8 años de operación comercial, se presentan en el Cuadro N° 16 y Cuadro N° 17. Por su parte en el Grafico N° 4 se muestra el perfil de demanda proyectada.

¹¹ Estudio de Nuevas Concesiones: "Evaluación para el desarrollo de nuevas concesiones de distribución de gas natural – Caso Piura y Tumbes".

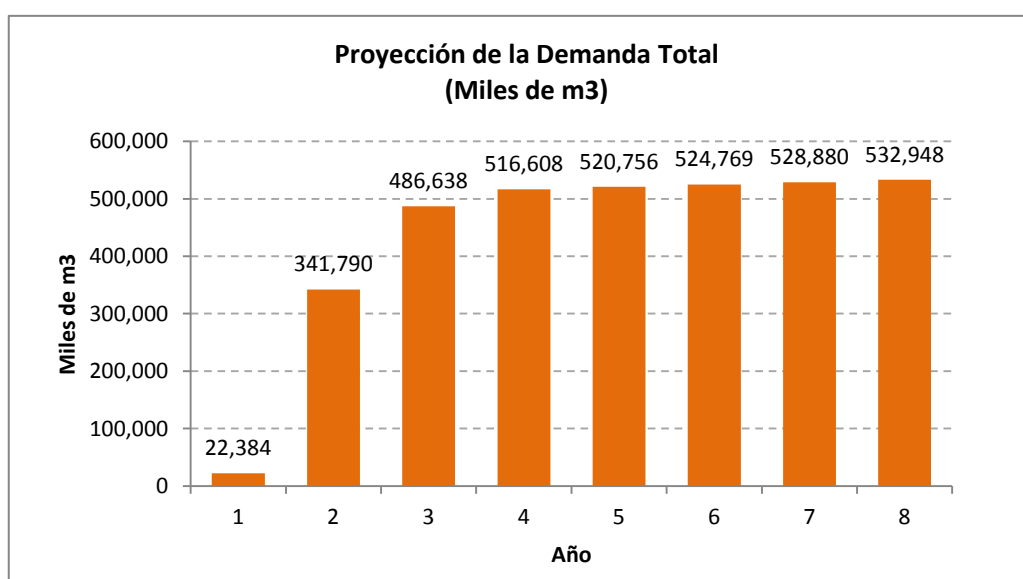
Cuadro N° 16
Proyección acumulada del número de clientes conectados

Categoría	Número de clientes al finalizar el año							
	1	2	3	4	5	6	7	8
A1	2 736	7 453	12 353	20 882	30 894	41 334	52 181	64 000
A2	10	31	49	84	124	166	210	256
B	17	45	74	126	186	249	314	384
C	1	16	16	16	16	16	16	16
P	11	27	27	27	27	27	27	27
GNV	3	5	5	7	9	10	10	10
D	0	1	1	1	1	1	1	1
E	0	0	1	1	1	1	1	1
GE	0	1	1	1	1	1	1	1
REF	0	1	1	1	1	1	1	1
Total	2 778	7 580	12 528	21 146	31 260	41 806	52 762	64 697

Cuadro N° 17
Proyección de la demanda de distribución de gas natural

Categoría	Demanda Proyectada (Mil m ³)							
	1	2	3	4	5	6	7	8
A1	213	795	1 545	2 592	4 039	5 634	7 294	9 062
A2	12	34	56	95	141	188	238	292
B	85	236	386	657	972	1 302	1 641	2 012
C	1 037	5 254	8 434	8 434	8 434	8 434	8 434	8 434
P	16 937	27 730	34 564	34 564	34 564	34 564	34 564	34 564
GNV	4 100	5 185	6 889	9 075	11 418	13 457	15 519	17 394
D	0	2 399	4 798	4 798	4 798	4 798	4 798	4 798
E	0	0	26 426	52 852	52 852	52 852	52 852	52 852
REF	0	103 381	206 763	206 763	206 763	206 763	206 763	206 763
GE	0	196 777	196 777	196 777	196 777	196 777	196 777	196 777
Total	22 384	341 790	486 638	516 608	520 756	524 769	528 880	532 948

Gráfico N° 4

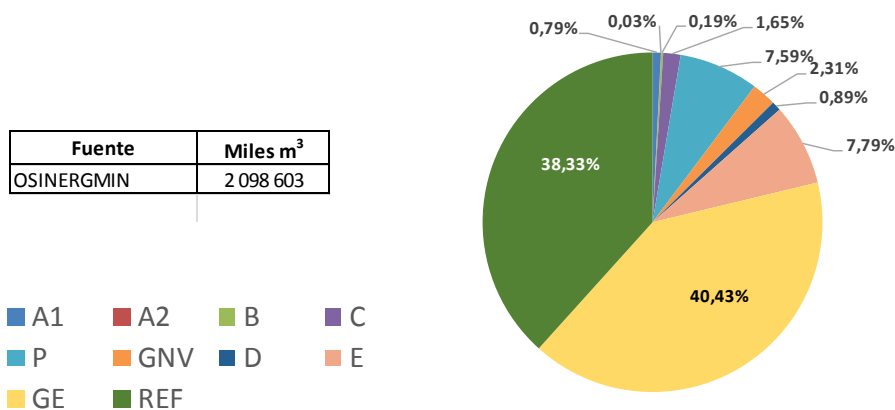


Como se puede apreciar en el Gráfico N° 5, el 86,5% de la demanda se concentra en las categorías E, GE y REF. En este escenario la participación de la demanda de la categoría GE

(40,4%) resulta determinante en cálculo de la tarifa media de la concesión, estando esta categoría conformada por la C.T. Malacas. De igual manera, en el caso de la categoría REF, conformada por la Refinería Talara concentra el 38,3% de la demanda total.

Gráfico N° 5

Distribución de la Demanda Total Actualizada por Categoría Tarifaria



4.2.1 Demanda de Consumidores No Eléctricos

4.2.1.1 Categorías A1, A2 y B

En los siguientes gráficos se muestra la proyección del consumo para las categorías A1, A2 y B, las cuales involucran a los clientes con menor consumo unitario. Estos clientes son los más numerosos y por tanto definen el compromiso de inversión de Gasnorp (Plan de Desarrollo Inicial) en lo referente a conexión de clientes.

Se debe señalar que se mantienen las localidades y el número de clientes propuestos por el Peticionario en la Categoría A1, considerando que lo propuesto se encuentra en concordancia con lo establecido en el Plan de Desarrollo Inicial.

El Factor de Penetración promedio, según la Propuesta Tarifaria, alcanzaría el 52% respecto a las viviendas en el área habilitada por las redes de distribución al término del año 8, periodo en que culmina la etapa inicial de la concesión. Sin embargo, se debe señalar que en las ciudades de Piura y Sullana, el factor de penetración que alcanzaría al término del año 8 supera el 70% en ambas ciudades (72% y 78% respectivamente). Los citados factores de penetración han sido considerados en la presente evaluación tarifaria y se muestran en el Cuadro N° 18. Por otro lado, en el Gráfico N° 6 se presenta la proyección del número de Clientes Conectados de la Categoría A1 durante los primeros 8 años, y en el Gráfico N° 7 se muestra la proyección de la demanda para dicha categoría en el mismo periodo de 8 años.

Cuadro N° 18
Factor de penetración al término del año 8

Ciudad	Cientes Potenciales	Cientes Conectados	Factor de Penetración
Talara	17 667	6 926	39,2%
Piura	51 429	37 036	72,0%
Paíta	30 809	5 998	19,5%
Sullana	14 755	11 554	78,3%
Sechura	7 960	2 486	31,2%
Total	122 620	64 000	52,2%

Gráfico N° 6

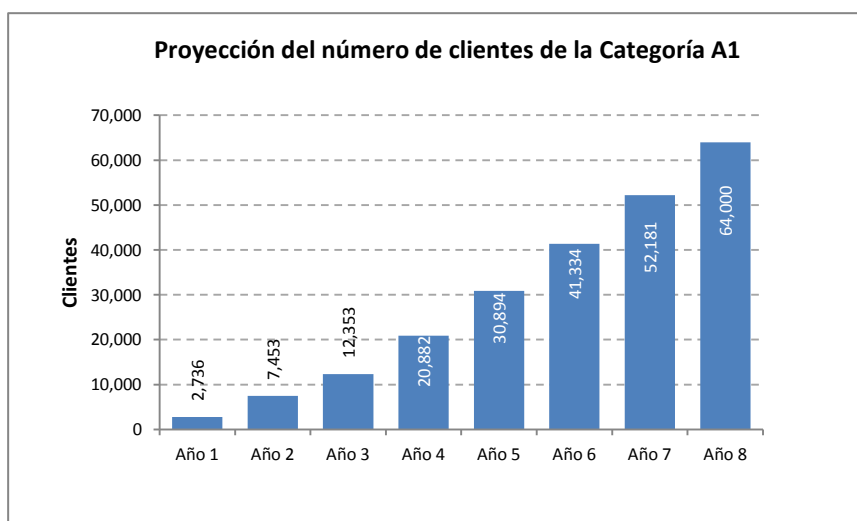
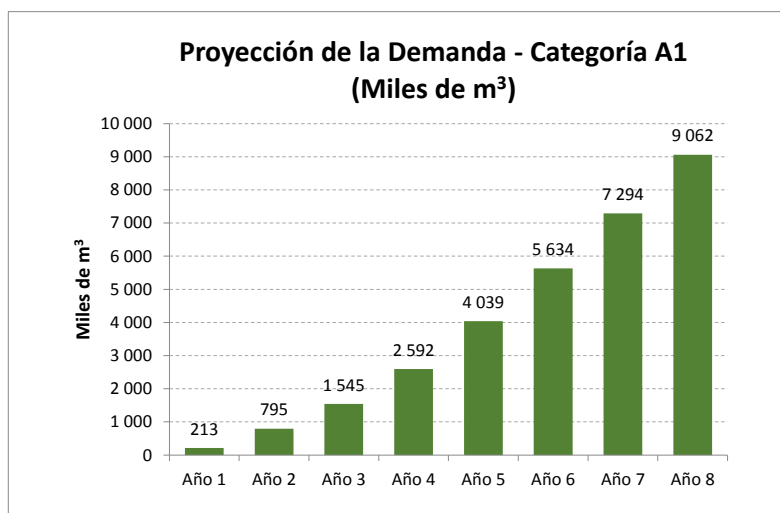


Gráfico N° 7



Con respecto a la determinación de los clientes de las categorías A2 y B (comerciales y pequeños industriales), estos se estiman como el 1% respecto al universo de clientes residenciales.

En el Gráfico N° 8 se presenta la proyección del número de clientes de la Categoría A2, mientras que en el Gráfico N° 9 se presenta la proyección de la demanda de gas

natural correspondiente a dicha categoría, en ambos casos para los primeros 8 años de la concesión.

Por otro lado, En el Gráfico N° 10 se presenta la proyección del número de clientes de la Categoría B, mientras que en el Gráfico N° 11 se presenta la proyección de la demanda de gas natural correspondiente a dicha categoría, también para los primeros 8 años de la concesión.

A fin de determinar el número de clientes A2 (Pequeños Comercios con consumo medio de 95 m³/mes), se considera que estos representan el 40% de los clientes comerciales y pequeños industriales. El 60% restante, lo conforman los comercios medianos y grandes, y los pequeños industriales, estos clientes conforman la Categoría B. Los porcentajes considerados corresponden a estadísticas tomadas de concesiones en operación.

Gráfico N° 8

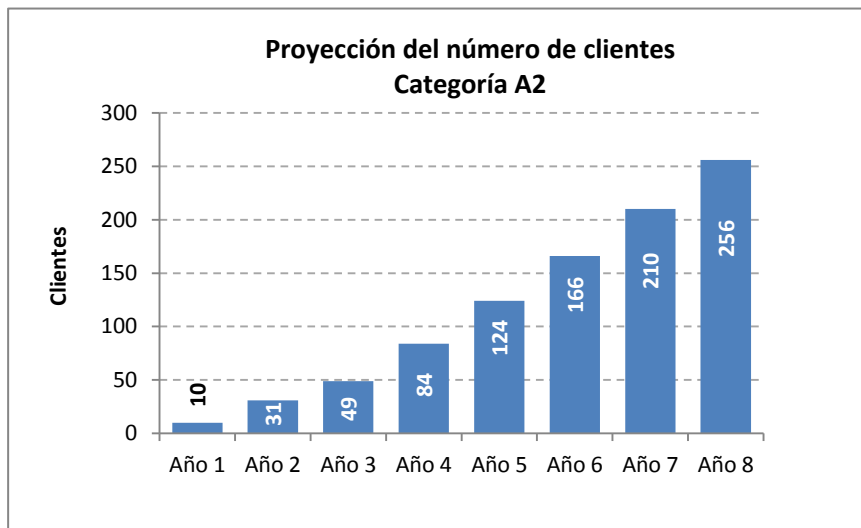


Gráfico N° 9

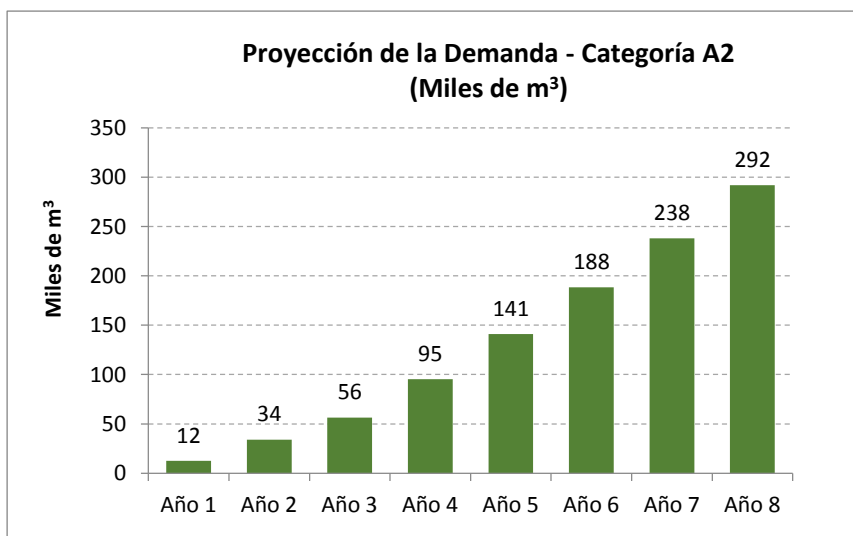


Gráfico N° 10

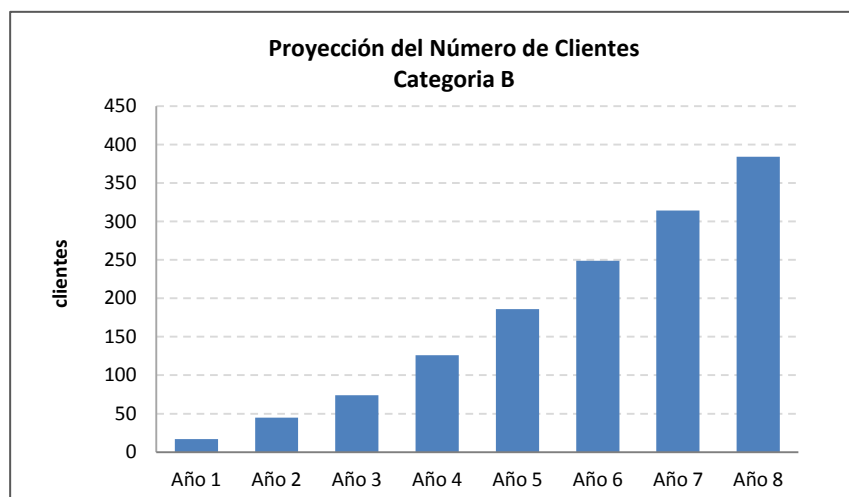
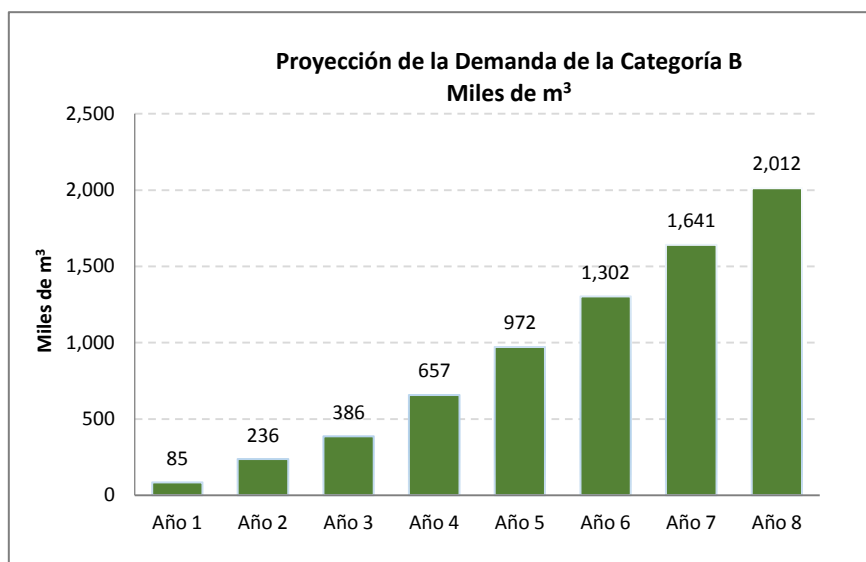


Gráfico N° 11



4.2.1.2 Categorías C, D, P y E

La demanda del sector industrial (demanda de la Categoría C y D) se estimó tomando en consideración la conversión de los consumos industriales que utilizan GLP a granel, Diésel 2 y/o Residuales (R6 y R500).

Para determinar la evolución del número de clientes conectados y del consumo unitario de las categorías C (Industria menor), D (mediana industria), P (industria pesquera) y E (Gran Industria), se utilizó la información proporcionada en la Propuesta Tarifaria y del Estudio de Nuevas Concesiones.

Dado que la Propuesta Tarifaria ha presentado tres fuentes de información sobre la cantidad de clientes potenciales y su demanda asociada (Informe, Hoja de Cálculo de las Encuestas a industrias y un estudio de la consultora Latin Energy), se ha utilizado la información proporcionada en dicha propuesta, promediando la demanda de consumo en los casos donde existe coincidencia.

Adicionalmente, se ha considerado los clientes presentados por el Estudio de Nuevas Concesiones, con probabilidad de formar parte de la demanda de gas natural,

promediando la estimación de los consumos en los casos en los cuales exista coincidencia con los casos presentados en la Propuesta Tarifaria. Además, se han identificado clientes industriales en la localidad de Paita, los cuales según información disponible por el Regulador y el estudio de Latin Energy presentado como sustento de la Propuesta Tarifaria, se indican que dichos clientes son potenciales consumidores de gas natural en la mencionada localidad. En ese sentido, la demanda de la localidad de Paita incluye los volúmenes de consumo de los referidos clientes potenciales.

En el Cuadro N° 19 se muestra los clientes industriales que se han evaluado para el análisis de la demanda de las categorías C, D y E. Asimismo, en el Cuadro N° 20 se presentan los clientes potenciales de la Categoría P, conformado por empresas pesqueras con sus respectivas demandas.

Cuadro N° 19
Clientes Potenciales de las Categorías C, D y E

Localidad	Empresa	Demanda Estimada		Año de Ingreso	Categoría Asignada
		MMPCD	Mil m ³ /año		
Industria Regulada					
Piura	Empacadora frutos tropicales	0,049	506,1	2	C
	Agrícola Sausalito	0,018	183,6	2	C
	Sunshine Export	0,011	109,9	2	C
	Corporación Misti	0,025	255,6	2	C
	Limonos Piuranos	0,125	1 287,1	2	C
	Textil Piura	0,163	1 679,9	2	C
	Latercer	0,464	4 797,9	2	D
	Biofruit	0,018	184,3	2	C
	Agropacking Export	0,011	109,4	2	C
	El pedregal	0,009	91,3	2	C
Paíta	Ajeper	0,018	187,4	2	C
Sullana	Agrojugos	0,04	412,8	2	C
	Frutos del Peru	0,04	437,8	2	C
	Agromar	0,07	678,8	2	C
	AcepeSac	0,01	151,9	2	C
	Ambev	0,01	85,3	2	C
Sechura	Fosfatos del Pacifico (Ladrillera)	0,20	2 073,1	1	C
Industria Independiente					
Talara	Refinería de Talara	6,5	66 817,9	2	REF
	Ampl. Refinería Talara	13,5	139 945	2	REF
Sechura	Fosfatos Bavóvar Vale do Rio	5,1	52 852,4	3	E

Cuadro N° 20
Clientes Potenciales de la Categoría P

Localidad	Empresa	Demanda Estimada		Año de Ingreso
		MMPCD	Mil m ³ /año	
Industria Regulada				
Piura	CNC Pesquera	0,208	2 145,6	1
	Fernández	0,062	635,7	2
Paita	AUSTRAL	0,621	6 421,0	0
	EXALMAR	0,087	903,8	0
	SANTA MONICA	0,106	1 090,7	0
	SANTA ENMA	0,317	3 279,3	0
	Pesquera Tierra Colorada	0,124	1 283,0	0
	DAEWO SUSAN	0,018	187,4	2
	FRIO MAR	0,058	602,6	1
	ARCOPA	0,052	542,5	1
	CNC	0,062	636,5	1
	HAYDUK	0,300	3 098,6	1
	PACIFICC FREEZING	0,164	1 699,2	2
	LDP Coinrefri	0,037	379,6	2
	LDP tierra colorada	0,022	228,6	2
	ATUNERA SAC	0,073	750,8	2
	NIVAMA	0,079	819,7	2
	PRODUMAR	0,025	259,8	2
	DEXIM	0,088	905,6	2
	INHOPE	0,051	529,7	2
	SEAFROST	0,032	327,9	2
	IEPA	0,460	4 754,4	2
	DIRECCO	0,120	1 240,3	2
	EXPORTADORA CETUS	0,024	252,2	2
	FISHOLG AND HIJOS	0,094	967,0	2
Sullana	Proanco	0,025	257,8	2
Sechura	TASA - SECHURA	0,086	891,8	1

Del Gráfico N° 12 al Gráfico N° 17 se presenta la evolución de clientes y la demanda asociada de las categorías C, D y P para los primeros 8 años de la concesión. Se debe señalar que, para determinar la proyección de la demanda se ha asignado a cada una de las categorías evaluadas un consumo unitario conservador.

Gráfico N° 12

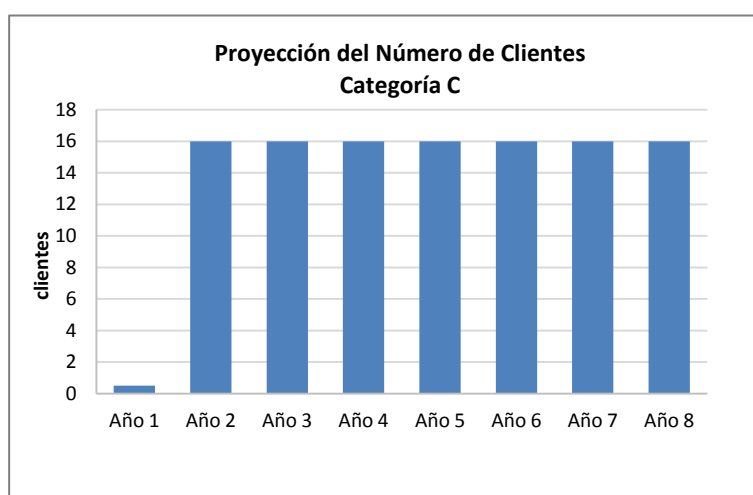


Gráfico N° 13

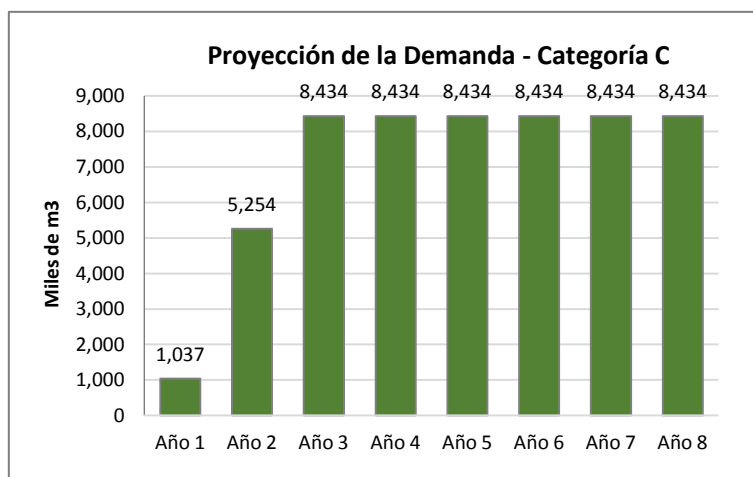


Gráfico N° 14

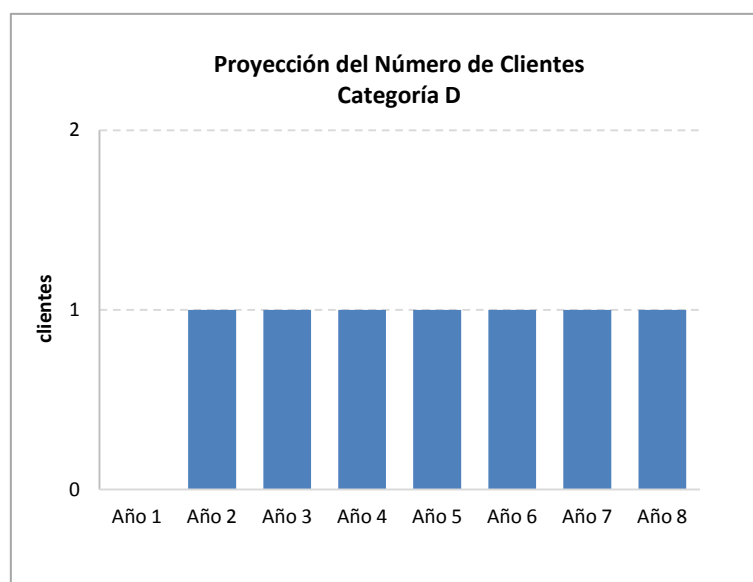


Gráfico N° 15

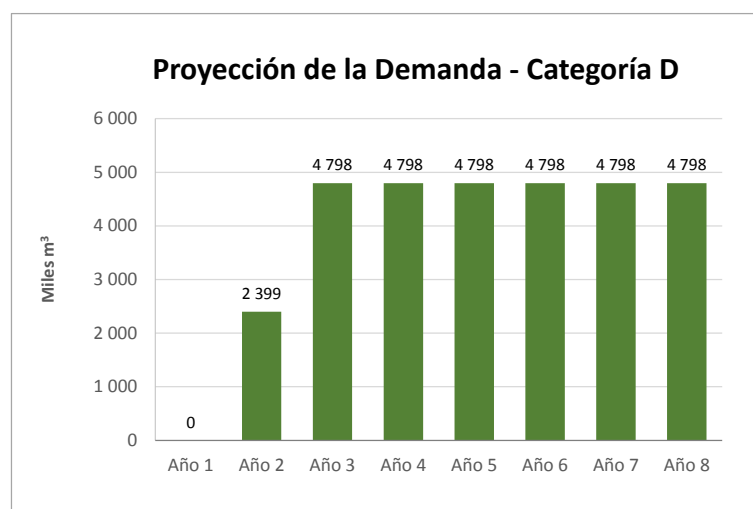


Gráfico N° 16

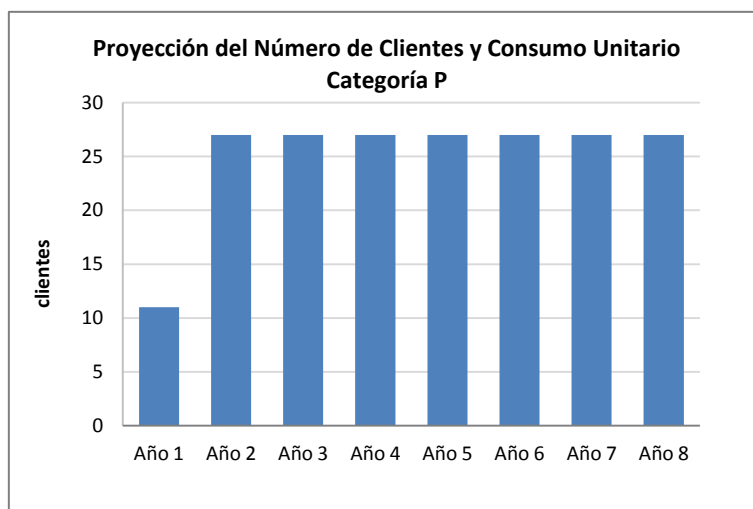
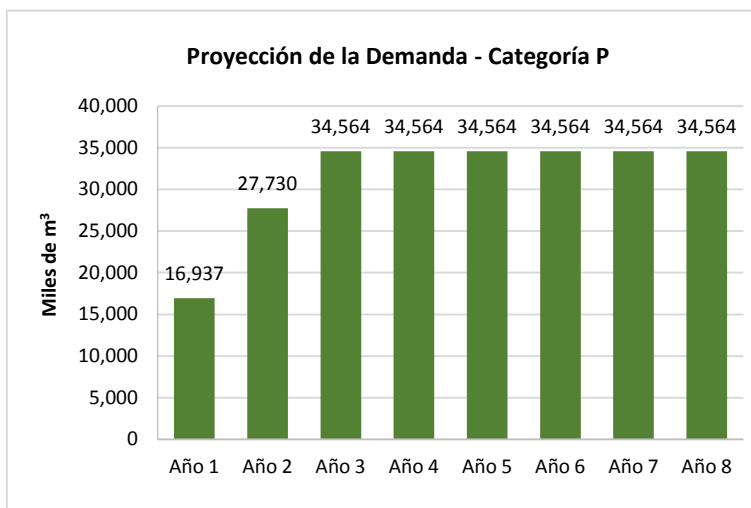


Gráfico N° 17



Por otro lado, en la categoría E se estimó la demanda en función de lo esperado como capacidad firme que cada cliente tendría contratado, ello porque los clientes que se encuentran en las categoría indicadas, se definen como Consumidores Independientes, y de acuerdo a lo señalado en la Norma de Estudio Tarifarios, para dichos clientes, la proyección de su consumo se basa en la capacidad que hayan contratado o podrían contratar. En el Gráfico N° 18 se presenta la proyección del número de clientes y en el Gráfico N° 19 se muestra la demanda asociada a la Categoría E en los primeros ocho años. Se debe señalar que el único cliente perteneciente a esta categoría es la empresa Fosfatos Bayóvar.

Gráfico N° 18

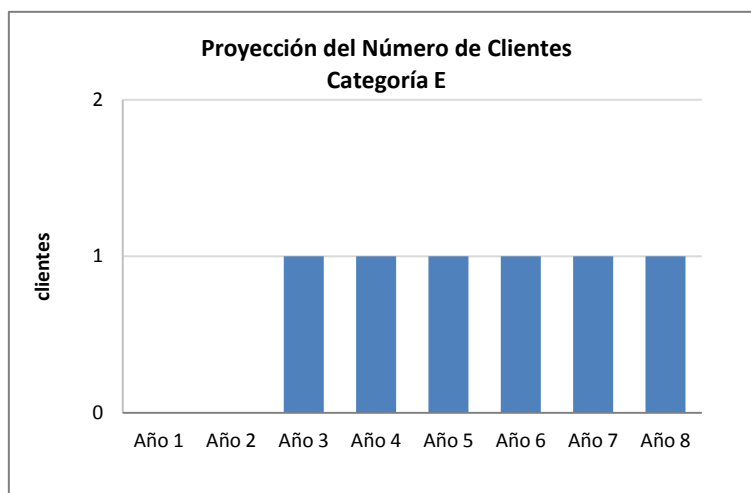
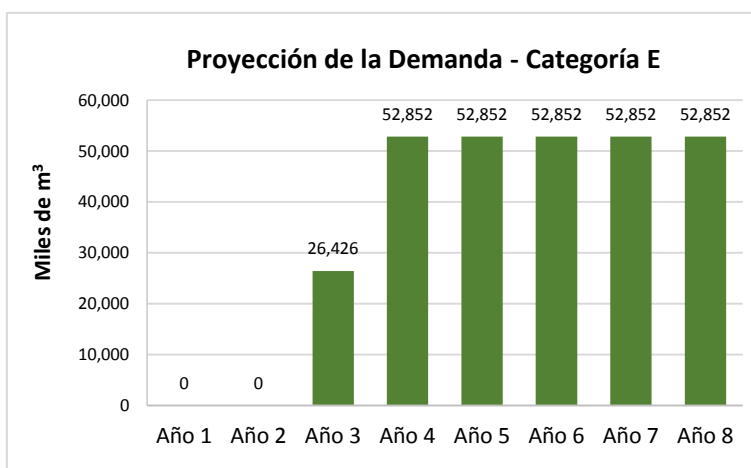


Gráfico N° 19



4.2.1.3 Categoría REF

De acuerdo a la Propuesta Tarifaria, la proyección de la demanda incluye el consumo proyectado de la Refinería Talara (consumidor independiente).

Petroperú, mediante Carta N° RTAL 013-2016 del 28 de enero del 2016 y a través de los comentarios realizados al Proyecto de Resolución, indicó que el consumo que tendría la Refinería Talara asciende a 20,0 MMPCD (capacidad contratada diaria). Manifestó también que para los casos de emergencia operativa, la demanda de la refinería podría alcanzar los 35,0 MMPCD, por lo que dicho volumen se tomó en cuenta para la determinación del diámetro del ducto que se requiere para el suministro de gas natural a la mencionada refinería. En el Gráfico N° 20 y en el Gráfico N° 21, se presentan las proyecciones del número de clientes y su demanda asociada de la Categoría REF, respectivamente y para los primeros 8 años de la concesión, se observa que el único cliente de la mencionada categoría es la Refinería Talara.

En el Anexo N° 7, se presenta la carta enviada por Petroperú a la que hace referencia el párrafo anterior.

Gráfico N° 20

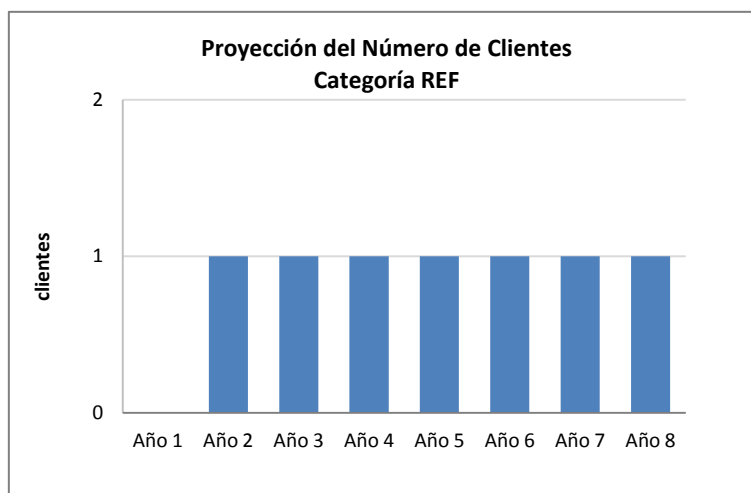
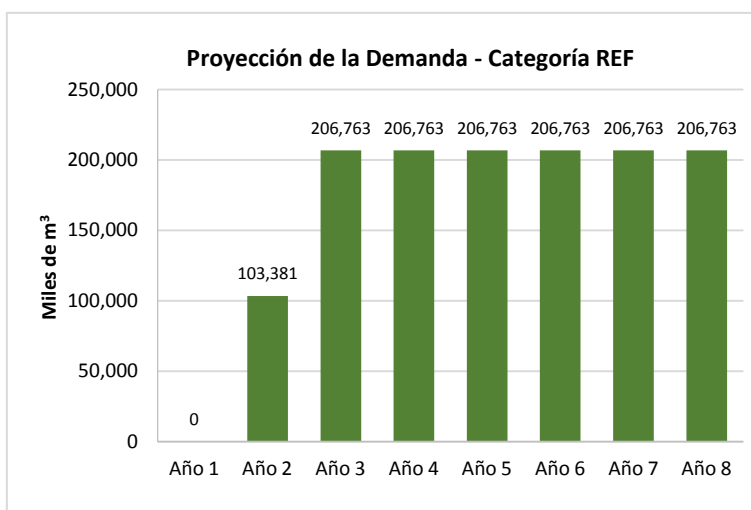


Gráfico N° 21

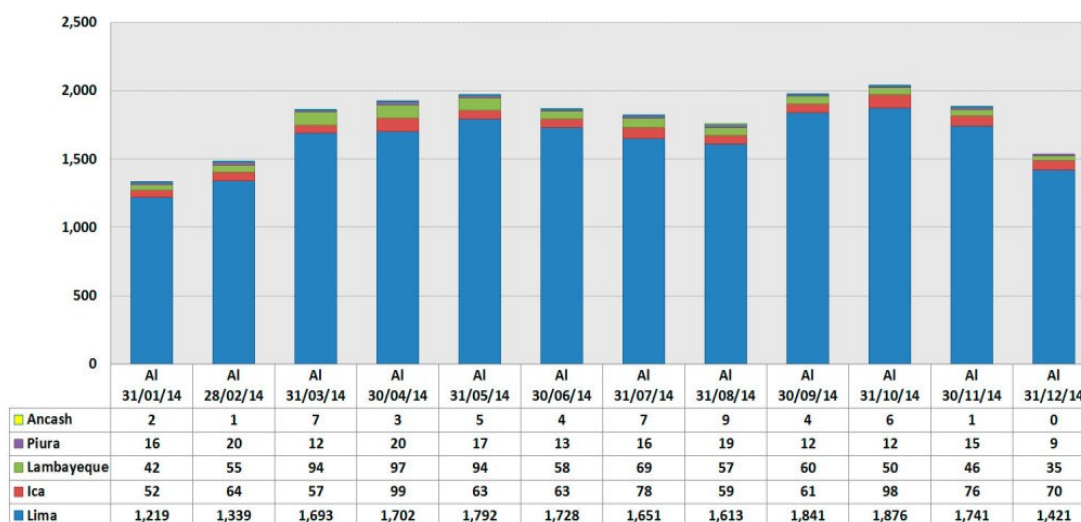


4.2.1.4 Categoría GNV

En el caso de la demanda de Gas Natural Vehicular (GNV), se debe señalar que en la ciudad de Piura actualmente vienen operando 2 Estaciones de Servicio de GNV. En lo que respecta a la cantidad de automóviles que atienden las mencionadas estaciones, se ha utilizado la información publicada por INFOGAS y el INEI (Anexo N° 12), donde se indica que corresponden a 1146 vehículos convertidos a gas natural a noviembre de 2015.

Por otro lado, según estadísticas de la Cámara Peruana de Gas Natural Vehicular, la cantidad de vehículos durante el 2014 se incrementó a una tasa de conversión promedio de 15 vehículos por mes, tal como se detalla en el Gráfico N° 22.

Gráfico N° 22
Conversiones a GNV por mes - 2014¹²



Fuente: <http://cpgnv.org.pe/>

Por lo indicado, para la estimación de demanda se consideró como mercado objetivo el parque vehicular de taxis y autos particulares (taxis informales) que consumen gasolinas y GLP para uso automotor en el área de concesión solicitada. Para el cálculo se consideró un consumo promedio por vehículo de 11,5 m³/día, obtenido de la información proporcionada por la Propuesta Tarifaria y lo indicado por el Estudio de Nuevas Concesiones.

Asimismo, se ha considerado en la estimación de la demanda el parque de buses destinados a las empresas de transporte público, el cual, según lo informado en la Propuesta Tarifaria, está conformado por un bus que actualmente utiliza GNV. Además, la Propuesta Tarifaria ha estimado un crecimiento de dicho parque automotor, el mismo que se está utilizando para la proyección de la demanda. Para el cálculo se consideró un consumo promedio por vehículo de 81,64 m³/día. En el Gráfico N° 23 se muestra la proyección de las nuevas conversiones de vehículos y en el Gráfico N° 24 se presenta la proyección de la demanda asociada a la Categoría GNV, en ambos casos se considera los primeros 8 años de la concesión.

¹² <http://www.ngvjournal.com/wp-content/uploads/pdfmags/pvp39-052014.pdf>.

Gráfico N° 23

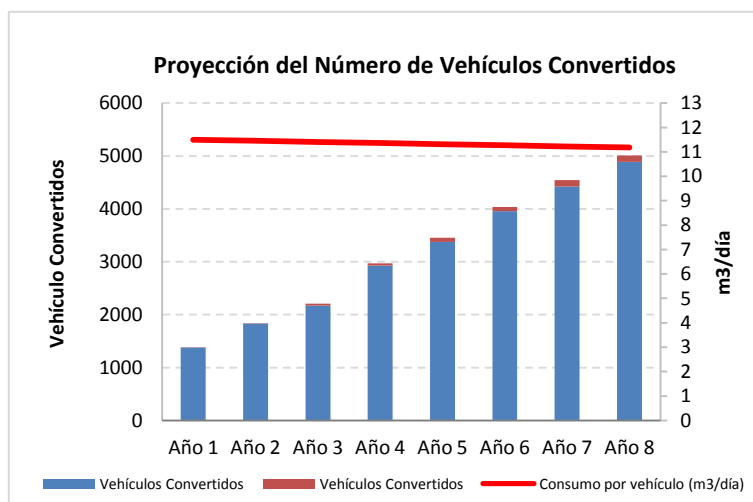
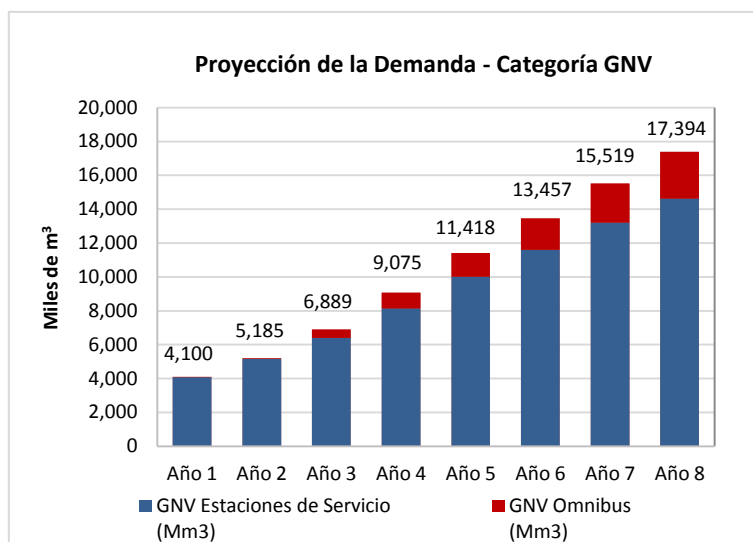


Gráfico N° 24



4.2.2 Demanda de Consumidores Eléctricos

Con respecto a la demanda de la generación eléctrica se debe indicar que en la zona existen dos generadores eléctricos que consumen gas natural. El primero es la C.T. El Tablazo y el segundo es la C.T. Malacas. Al respecto, según se señala en el numeral 3.3.3 del presente informe, sólo se considera la demanda de la C.T. Malacas.

La proyección de consumo para la categoría generador eléctrico se ha estimado de forma similar a lo proyectado para los industriales independientes, es decir, se ha promediado la información presentada en la Propuesta Tarifaria, información reportada por EEPsA y lo indicado por el Estudio de Nuevas Concesiones. Dicho promedio ha sido corroborado con la capacidad que requiere la central térmica respecto a un despacho a plena carga, considerando un factor de uso de 70%.

En el Gráfico N° 25 se presenta el número de clientes de la categoría generador eléctrico y en el Gráfico N° 26 se muestra el resultado de la proyección de la demanda del generador eléctrico, en ambos casos para los primeros 8 años de la concesión.

Gráfico N° 25

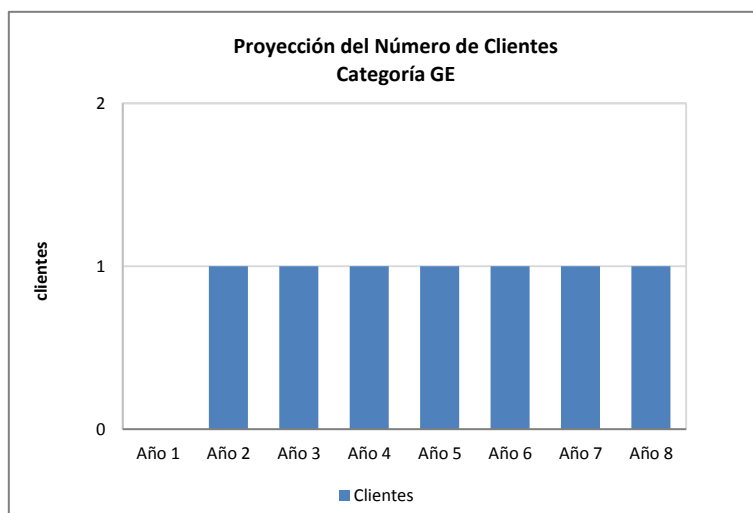
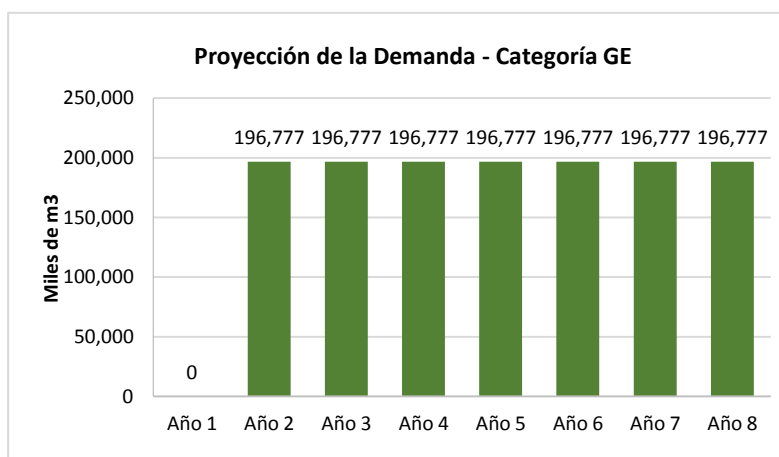


Gráfico N° 26



La demanda de la C.T. Malacas, por la magnitud de consumo que presenta, resulta relevante en el cálculo de las tarifas de distribución para la concesión solicitada por el Peticionario. En ese sentido, la aplicación de las tarifas de distribución en el Escenario Base, está supeditada a la inclusión del mencionado generador eléctrico como cliente de la empresa a la que se otorgue la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la Región Piura.

4.3 Estimación de los Costos de Inversión (CAPEX)

Los costos de inversión están conformados por los costos asociados a la infraestructura necesaria para desarrollar el servicio de distribución. Las instalaciones que comprenden estos costos están relacionadas a lo siguiente:

- Redes de acero.
- Redes de polietileno.

- Estaciones de regulación de presión, estaciones virtuales¹³ y estaciones de compresión.
- Instalaciones complementarias.

Para la valorización de las instalaciones se utilizaron los costos unitarios establecidos en el Baremo de Costos de la última regulación tarifaria del sistema de distribución de Lima y Callao, fijada mediante Resolución Osinergmin N° 086-2014-OS/CD y aplicando las fórmulas de actualización según se indica en el Artículo 14° de la mencionada resolución.

En cuanto a los metros de la red de acero desde el punto inicial ubicado en Talara hasta el final de la red donde se ubica el cliente Fosfatos Bayóvar Vale do Rio y las redes de polietileno que se requieren para la atención de los clientes menores, se han considerado las longitudes propuestas por el Peticionario. El mismo criterio se asume con las estaciones de regulación de presión, city gate y la estación de compresión ubicada en Talara.

4.3.1 Redes de acero

Tomando como fuente inicial la información presentada por el Peticionario, se determinaron 13 tramos de red de acero de 12", 10", 6" y 4", totalizando 260 km. En cuanto al tipo de terreno utilizado, por las características del terreno de la zona, se ha considerado terreno arenoso y normal; y en cuanto al tipo de pavimento se ha considerado principalmente pavimento afirmado; y pavimento flexible solo para el tramo comprendido entre Piura y Sechura.

En el Cuadro N° 21 se presenta un resumen de los tramos de la red de acero para el Escenario Base y al Alternativo. Se incluye además el costo unitario en dólares por metro, el mismo que incluye los costos de materiales, instalación y un 30% adicional por el concepto de costos indirectos y gastos generales, en línea con lo considerado en la regulación de tarifas de distribución en la Concesión de Lima y Callao

Cuadro N° 21
Redes de Acero

Tramo	Diámetro	Desde	Hasta	Costo Unitario (US\$/m)	Escenario Base		Escenario Alternativo	
					Longitud (km)	Costo Total (US\$)	Longitud (km)	Costo Total (US\$)
1	10"	Planta de Procesamiento	Punto de Conexión	386,08	7,80	3 011 390	7,80	3 011 390
2	10"	Punto de Conexión	Sullana	386,08	75,00	28 955 677	75,00	28 955 677
3	10"	Sullana	Piura	423,64	29,20	12 370 337	29,20	12 370 337
4	6"	Piura	Castilla	261,61	7,60	1 988 215	7,60	1 988 215
5	6"	Castilla	La Unión	261,61	23,20	6 069 288	23,20	6 069 288
6	6"	La Unión	Sechura	262,14	24,00	6 291 435	24,00	6 291 435
7	6"	Sechura	Yee	235,98	43,80	10 335 712	43,80	10 335 712
8	6"	Yee	Vale	262,14	20,54	5 384 420	20,54	5 384 420
9	12"	A Refinería		428,07	16,40	7 020 381	16,40	7 020 381
9a	10"	a Malacas		386,08	5,44	2 100 252		
10	6"	A Pesqueras que consumen GN		262,14	4,20	1 101 001	4,20	1 101 001
11	10"	Pesqueras Adicionales		423,64	2,10	889 648	2,10	889 648
12	6"	Pesqueras Adicionales		262,14	0,75	196 607	0,75	196 607
13	4"	Pesqueras Adicionales		245,94	0,70	172 160	0,70	172 160
		Costos de Servidumbre				15 537 617		15 213 432
Total					260,73	101 424 140	255,29	98 999 704

¹³ Estaciones de regulación de presión que cuentan con instalaciones para la recepción de gas natural comprimido en camiones.

En adición a lo propuesto por Gasnor se han incorporado 29,5 km de red de acero, cuyo detalle es el siguiente: 1) 16,4 km para atender a la Refinería Talara; 2) 5,44 km para atender a la C.T. Malacas (este tramo de red es retirado en el caso del Escenario Base); 3) 4,2 km para atender a los clientes pesqueros que actualmente consumen gas natural en Paita; y 4) 3,55 km para atender a los nuevos clientes pesqueros señalados en el numeral 4.2.1.2 del presente informe.

Cabe resaltar que, las longitudes de tubería de acero que alimentan a la Refinería Talara y a la C.T. Malacas corresponden a 16,4 y 5,44 km, respectivamente, tal como se muestra en el Anexo N° 2. La tubería utilizada se ha determinado en el estudio *“Consultoría Técnica para la Valorización de una Estación de Regulación y el Modelamiento Hidráulico de un Ducto”* (en adelante “Informe Técnico Externo”).

En el caso del proyecto de distribución de gas natural por red de ductos 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, de acuerdo al trazado, recorren zonas de uso público y privado (zonas industriales, de cultivo, etc.), haciendo las veces de “redes de transporte por ductos”. En ese sentido y conforme lo señalado, resulta conveniente y necesaria la incorporación de costos de servidumbres para las redes de acero de alta presión. De acuerdo a la metodología empleada por Osinergmin para el reconocimiento de servidumbres y a los costos del terreno en la zona del proyecto, dicha inversión asciende a US\$ 15,5 Millones.

4.3.2 Redes de Polietileno

La presente evaluación tarifaria considera que las redes de polietileno, que atenderán a las localidades de Talara, Sullana, Piura, Paita y Sechura, están conformadas por tuberías de 3/4”, 2”, 3”, 4” y 6” haciendo un total de 855,6 km. Esta longitud ha sido corregida por Gasnor mediante sus comentarios al Proyecto de Resolución, originando así una reducción del 50% de las redes indicadas inicialmente en su Propuesta Tarifaria. El detalle por longitudes y diámetros de las redes de polietileno se muestran en el Anexo N° 6.

Para fines de valorizar las redes de polietileno, se han identificado los diámetros equivalentes en milímetros (mm), puesto que en la tabla del Baremo de Costos los diámetros de las tuberías de polietileno están expresados en dichas unidades. En cuanto al tipo de terreno y pavimento, se ha considerado terreno normal y pavimento afirmado y flexible en la proporción sustentada por Gasnor en su Propuesta Tarifaria.

En el Cuadro N° 22 se muestran los tipos de tuberías consideradas y su respectivo costo unitario. Como en el caso de los costos unitarios de la red de acero, estos incluyen los costos de materiales, instalación y un 30% adicional por el concepto de costos indirectos y gastos generales:

Cuadro N° 22
Redes de polietileno

Diámetro		Descripción	US\$/m
Pulg	mm		
6"	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	101,22
4"	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	85,75
3"	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	81,88
2"	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	75,41
3/4"	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	70,37
6"	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	80,58
4"	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	65,11
3"	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	61,24
2"	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	54,77
3/4"	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	49,73

En el Anexo N° 6 se detallan los costos de las redes de polietileno por cada tipo de tubería y por localidad.

4.3.3 Estaciones de Regulación de Presión (ERP)

Las estaciones de regulación de presión (ERP) son las mismas que las reportadas por el Peticionario en su Propuesta Tarifaria, en total se tienen 5 ERP, para las que se han considerado que están instaladas en superficie y sobre terreno arenoso, una por cada localidad.

Asimismo, se considera un City Gate en Talara (Estación de Regulación Principal), instalado en superficie y en terreno arenoso; y una estación de compresión, según se señala en el Cuadro N° 23. Esta estación permitirá la recepción e impulsión de los volúmenes máximos requeridos por las categorías A, B, C, D, E, GNV y P (no incluye clientes que actualmente reciben suministro de gas natural), los cuales ascienden a 11 MMPCD. En ese contexto, para fines de determinar la inversión del City Gate ubicado en Talara, se ha identificado en el Baremo de Costos de la GRT un City Gate equivalente que cubra las necesidades de niveles de presión y caudal del proyecto (City Gate de 50/19 – 20 000 Sm³/h - Superficial - Terreno Arenoso), al cual se le ha agregado el costo del compresor, costo obtenido a partir de un estudio técnico cuyo detalle se encuentra en el Informe Técnico Externo.

Por su lado, tanto para la CT Malacas como para la Refinería Talara, serán reconocidos dos sub sistemas independientes y dedicados, los cuales estarían conformados por una estación de regulación y un ducto, por cada sub sistema. Cada sub sistema permitirá el suministro de gas natural para cada una de las industrias mencionadas, teniendo en cuenta los volúmenes de diseño señalados en los párrafos anteriores. En cuanto a las características de estas estaciones de regulación, se ha identificado en el Baremo de Costos de la GRT un City Gate equivalente que cubra las necesidades de niveles de presión y caudal del proyecto (City Gate de 50/19 – 40 000 Sm³/h - Superficial - Terreno Arenoso).

Cabe mencionar que en el caso del Escenario Alternativo, no se considera el City Gate para la CT Malacas, tal como se aprecia en el Cuadro N° 23 siguiente.

Cuadro N° 23
Estaciones de Regulación de Presión (ERP)

Ítem	Caudal (Cfd)		Descripción	Escenario Base (US\$)	Escenario Alternativo (US\$)
	Cfd	m3/h			
City Gate	9 514 000	11 225	CITY GATE DE 50/19 - 20000 SM3/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO	461 833	461 833
Compresor				3 443 453	3 443 453
Mov. Ref. Talara	35 000 000	41 296	ERP DE 50/19 - 40000 SM3/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO	556 948	556 948
Mov. Malacas	33 000 000	38 936	ERP DE 50/19 - 40000 SM3/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO	556 948	
Talara	113 400	3 211	ERP DE 19/5 - 5000 SM3/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO	350 365	350 365
Piura	108 000	3 058	ERP DE 19/5 - 5000 SM3/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO	350 365	350 365
Paita	142 740	4 042	ERP DE 19/5 - 5000 SM3/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO	350 365	350 365
Sullana	142 290	4 029	ERP DE 19/5 - 5000 SM3/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO	350 365	350 365
Sechura	80 999	2 294	ERP DE 19/5 - 5000 SM3/H - SUPERFICIAL - TERRENO ARENOSO	350 365	350 365

4.3.4 Estaciones Virtuales

En cuanto a las estaciones virtuales, solo se han considerado 2 de las 5 estaciones propuestas por el Peticionario con sus respectivos costos unitarios reportados. En total la inversión reconocida para este rubro es de US\$ 0,98 Millones.

No se ha considerado las 3 estaciones virtuales temporales hasta la llegada de los gasoductos en las localidades de Talara, Piura y Sullana, propuestas por el Peticionario, puesto que dichas inversiones incorporarían a la base tarifaria inversiones ineficientes. Teniendo en cuenta que el Plan de Desarrollo Inicial considera la construcción de la red de acero en los dos primeros años, y que el proceso de desarrollo de la red de ductos en las localidades de Talara, Piura y Sullana se realiza secuencialmente, no resulta conveniente incorporar en el cálculo tarifario las estaciones virtuales que operarían solo uno o dos años. Sin embargo, en el caso que el Peticionario considere conveniente suministrar temporalmente con GNC previo a la llegada de los gasoductos en las mencionadas localidades, dichas inversiones deberán ser asumidas por el futuro concesionario.

En caso se requiera ampliar la capacidad de suministro en Paita, y considerando que Sechura será atendido por ductos a partir del segundo año, la estación virtual de Sechura que se incorpora en la base tarifaria, podría ser reutilizada para la ampliación indicada en Paita a fin de atender la demanda de los clientes de dicha localidad.

4.3.5 Instalaciones complementarias

En cuanto a las instalaciones complementarias, se ha considerado los rubros señalados por el Peticionario, excepto lo correspondiente al Levantamiento Cartográfico y Estudios de Impacto ambiental/permisos, pues estos forman parte del costo de instalación incluido en el costo unitario de las redes definido en el Baremo de Costos.

Con respecto a la inversión en vehículos necesarios para la operación de la concesión, esta se ha ajustado de acuerdo a los criterios aplicados en el último proceso tarifario de la concesión de Lima y Callao. En el Cuadro N° 24 se muestra la relación de inversiones complementarias reconocidas.

Cuadro N° 24
Inversiones Complementarias

Descripción	Inversión (US\$)
Inversión en sistemas Smartflex	1 563 000
Inversión en sistemas SAP	700 000
Inversión en sistemas SAP - BI	46 000
Inversión SAP SPP	15 000
Inversión GIS	305 000
Inversión sistema de despacho de emergencias	317 000
Inversión sistema de información Geográfico	367 000
Inversión sistema de lecturas móviles	8 000
Inversión sistema de ventas móviles	16 000
Inversión sistema RDS	161 000
Inversión sistema comercialización de Gas Natural	339 000
Inversión WorkFlow	51 000
Inversión cableado	48 000
Inversión sistema video vigilancia	7 000
Inversión Software Office	10 000
Inversión impresoras	13 000
Inversión computadores	19 000
Inversión servidores	14 000
Inversión video conferencia	26 000
Inversión telefonía IP-PBX	12 000
Inversion software Bar tender Pro	1 000
Vehículos	436 002
Muebles y Enseres	395 000
Total general	4 474 002

Asimismo, la distribución de las inversiones de las instalaciones complementarias se realizó considerando la metodología de distribución estimada en otros procesos regulatorios, la cual determina que el valor total de las inversiones complementarias representa aproximadamente entre 1,5% y 2,6% de las inversiones directas.

4.3.6 Obras Especiales

En cuanto a las Obras Especiales, se ha considerado los valores propuestos por el Peticionario, los cuales ascienden a US\$ 3,03 Millones, de acuerdo al detalle mostrado en el Cuadro N° 25.

Cuadro N° 25
Inversión en Obras Especiales

Tramo	Obras Especial	Millones US\$
Punto de Conexión - Sullana	Cruce del Río Chira	0,85
Sullana - Piura	Cruce de 1 cuerpo de agua	0,37
Piura - Castilla	Cruce del Río Piura	0,48
La Unión - Sechura	Zona de cultivo y cruce de 1 cuerpo de agua	0,48
Yee a Vale Do Rio	Cruce de 1 cuerpo de agua y puente	0,86
TOTAL		3,03

4.3.7 Resumen de los costos de inversión

El Cuadro N° 26 resume los resultados de los costos de inversión de la Empresa Modelo desagregado por tipo de instalación.

Cuadro N° 26
Costos de Inversión Total

Instalaciones	Escenario Base (Millones US\$)	Escenario Alternativo (Millones US\$)
Red de Acero	101,42	99,00
Red de Polietileno	45,29	45,29
Estaciones de Distribución	1,75	1,75
City Gate (Incluye Estación de Compresión)	5,02	4,46
Instalaciones Complementarias	4,47	4,47
Estaciones Virtuales	0,98	0,98
Obras Especiales	3,03	3,03
TOTAL	161,98	159,00
Valor Presente de la Anualidad de la inversión para los primeros 8 años.	80,02	78,07

4.4 Estimación de los Costos de Explotación (OPEX)

En concordancia con lo que establece el Artículo 108° del Reglamento de Distribución, el Margen de Distribución se debe basar en una empresa eficiente e incluirá, entre otros, el costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras, denominado en el sector como costos de explotación. Los costos de explotación comprenden los gastos relacionados con todas las actividades que garanticen la operatividad de la empresa. Estas actividades estarán asociadas, tanto a su actividad principal que es la distribución de gas natural, como a los aspectos relacionados con el personal requerido, los gastos administrativos, los gastos comerciales y otros que contribuyan a los objetivos de la referida empresa.

En cuanto a los lineamientos generales para la desagregación de los costos de explotación, se tiene en cuenta lo señalado en el Artículo 112° del Reglamento, que refiere que dichos costos corresponderán a costos eficientes de distribución y comercialización. Las principales actividades o rubros que conforman los costos de explotación son:

- La distribución, que está orientada a las acciones operativas de la empresa como son gestión de las redes, mantenimiento, odorización, inspección.
- La comercialización, que está orientada a las acciones comerciales de la empresa como son la cobranza, facturación, lectura de medidores, emisión de recibos, marketing.
- La administración, cuyas acciones están orientadas a la gestión administrativa de la empresa como son el pago de la planilla y los gastos generales de gestión.

De manera específica, para efectos de la determinación de los costos de explotación se consideran los criterios establecidos en los Artículos 24°, 25° y 26° de la Norma Estudios Tarifarios, por lo que las actividades que conforman dichos costos se estructuran de acuerdo a la siguiente clasificación:

- Costos de distribución
 - Costos por mantenimiento preventivo y correctivo
 - Costos de odorización
 - Costos por transporte virtual
 - Costos de supervisión directa de la distribución
- Costos de comercialización

- Costos directos de comercialización
- Costos de supervisión directa de la comercialización
- Gastos de marketing
- Costos de administración
 - Costos de supervisión directa de la administración
 - Costos no personales de gestión y gastos diversos
- Otros costos de operación y mantenimiento
 - Costo financiero por la compra del gas natural
 - Pérdidas físicas y comerciales
 - Monto de incobrables
 - Aportes a los organismos reguladores
 - Costos asociados a la instalación interna y acometida de las categorías con consumos menores a 300 m³/mes.

En los acápites siguientes se desarrollan los criterios y resultados obtenidos para los costos de explotación según los rubros mencionados.

4.4.1 Costos de Distribución

a) Costos por mantenimiento preventivo y correctivo

Los costos asociados a este rubro se determinan de acuerdo a las actividades que se incluyen como parte de los Manuales de Operación y Mantenimiento, así como de los Programas de Mantenimiento Estándar de las empresas distribuidoras de gas natural. Para ello, se estructuran los costos de mantenimiento periódicos por actividad, correspondientes a una empresa modelo eficiente.

Los ratios de las actividades de mantenimiento utilizados en la valoración de los costos de explotación fueron calculados sobre la base de partidas por actividad, las mismas que incluyen los recursos necesarios para su desarrollo tales como la mano de obra, los materiales y los equipos.

El Cuadro N° 27 resume los ratios de mantenimiento utilizados en la determinación de los costos de mantenimiento preventivo.

Cuadro N° 27
Actividades de mantenimiento

Actividad	Costo Unitario	
GASODUCTOS (Red de Acero de Alta y Media Presión)		
Patrullaje de la Red de Alta y Media Presión	6,2	US\$/km
Detección Sistemática de Fugas de la Red de Alta y Media Presión	196,3	US\$/km
Patrullaje de Válvulas de Bloqueo de Línea	78,4	US\$/und
Mantenimiento de Válvulas de Bloqueo de Línea	1002,6	US\$/und
Patrullaje de Trampas de Scraper	124,7	US\$/und
Mantenimiento de Trampas de Scraper	1128,7	US\$/und
PROTECCIÓN CATÓDICA		
Relevamiento de potenciales	76,1	US\$/und
Monitoreo de unidades de corriente impresa	72,8	US\$/und
Verificación de aislamientos	176,0	US\$/und

Actividad	Costo Unitario	
REGULACIÓN Y ODORIZACIÓN		
City Gate		
Mantenimiento mensual - City Gate	1389,5	US\$/und
Mantenimiento cuatrimestral - City Gate	9271,5	US\$/und
Mantenimiento anual - City Gate	16898,1	US\$/und
Estaciones de Regulación del Sistema de Distribución		
Mantenimiento mensual - ERP	545,2	US\$/und
Mantenimiento cuatrimestral - ERP	976,6	US\$/und
Mantenimiento anual - ERP	4676,4	US\$/und
Odorización		
Mantenimiento mensual del Sistema de Odorización	339,2	US\$/und
SCADA		
Mantenimiento trimestral de RTU	275,6	US\$/und
MEDICION Y CALIDAD DE GAS		
Cromatógrafo - mantenimiento mensual	163,1	US\$/und
Inspección de medidores propios - mantenimiento cuatrimestral	234,9	US\$/und
GASODUCTOS (Red de Polietileno)		
Búsqueda Sistemática de fugas	133,6	US\$/km
Patrullaje de redes	7,1	US\$/km

Adicionalmente, se incluyen los costos asociados a las actividades de mantenimiento correctivo, los cuales se estiman en 10% de los costos de mantenimiento preventivo descritos en los párrafos anteriores, porcentaje aprobado en la determinación de los costos de explotación de la regulación de las tarifas de distribución de gas natural de Lima y Callao realizada en el año 2014.

b) Costos de odorización

En concordancia con el numeral 24.5 de la Norma Estudios Tarifarios, se incluyen los costos por odorización del gas natural distribuido. El ratio correspondiente se estima en 0,1 US\$ por cada mil metros cúbicos, valor aprobado en la regulación de las tarifas de distribución de gas natural por redes para la concesión de Lima y Callao del periodo 2014 - 2018. Este ratio es aplicable a la totalidad de los volúmenes proyectados a ser distribuidos por red de ductos de gas natural.

c) Costos por transporte virtual

En lo que respecta a la infraestructura relacionada con el transporte virtual de gas natural, en concordancia con la Propuesta Tarifaria realizada por el Peticionario, se consideran dos estaciones de descompresión adicionales a las Estaciones de Regulación de Presión incluidas en la infraestructura de redes. Para el caso de los costos de explotación del transporte virtual, fueron tomados en consideración los costos anuales propuestos por el Peticionario, los cuales ascienden a US\$ 19 mil anuales.

d) Costos de supervisión directa de la distribución

Este rubro incluye los costos del personal (incluidos los beneficios sociales) asociado a las actividades de mantenimiento y operación de las redes. Se estima que para el año ocho de operación comercial, este rubro contará con un total de 46 personas, lo que representa un costo anual aproximado de US\$ 0,98 Millones. Adicionalmente a los costos de personal, se consideran los gastos generales de

supervisión directa determinados en base a un 15% de los costos de supervisión directa.

Es importante mencionar que el detalle de los criterios de la estimación de los costos de supervisión directa, así como del número de empleados de la empresa modelo se desarrolla en la sección 4.4.6.

La proyección de los costos de distribución se presenta en el Cuadro N° 28.

Cuadro N° 28
Resumen de Costos de Distribución

Rubro	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Costos de Distribución (Miles US\$)	2 399	2 449	2 592	2 620	2 653	2 795	2 832	2 871
Costos Directos	1 264	1 313	1 456	1 485	1 517	1 660	1 696	1 735
Mantenimiento Preventivo	1 130	1 146	1 262	1 286	1 315	1 444	1 477	1 512
Mantenimiento Correctivo	113	115	126	129	131	144	148	151
Odorización del GN	2	34	49	52	52	52	53	53
Transporte Virtual	19	19	19	19	19	19	19	19
Supervisión Directa	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135
Personal	987	987	987	987	987	987	987	987
Gastos Diversos	148	148	148	148	148	148	148	148

4.4.2 Costos de Comercialización

a) Costos Directos de Comercialización:

Este rubro incluye los costos de las actividades de lectura de medidores, reparto de facturas, facturación y cobranza. Los mismos que se determinan sobre la base de los ratios de comercialización aprobados en la última regulación de las tarifas de distribución de gas natural por redes para la concesión de Lima y Callao y los valores suministrados en el Estudio de Nuevas Concesiones. Los valores aprobados se muestran en el Cuadro N° 29.

Cuadro N° 29
Costos Directos de Comercialización

Concepto	Valor	Unidad
Lectura (A+B)	0,35	US\$/Cl-mes
Lectura (C+D+GNV+E+GE)	1,20	US\$/Cl-mes
Reparto (A+B)	0,20	US\$/Cl-mes
Reparto (C+D+GNV+E+GE)	1,60	US\$/Cl-mes
Cobranza	0,50	US\$/Cl-mes
Facturación	0,10	US\$/Cl-mes

b) Costos de supervisión directa de la comercialización

Este rubro incluye los costos del personal (incluidos los beneficios sociales) asociado a las actividades de comercialización, como son, la facturación, las cobranzas, atención a usuarios, ventas, cartera de clientes, etc. Se estima que para el año ocho de operación comercial, este rubro contará con un total de 34 personas, lo que representa un valor anual máximo aproximado de US\$ 0,88 Millones.

Adicionalmente a los costos de personal, se consideran los gastos generales de supervisión directa determinados en base a un 15% de los costos de supervisión directa.

Es importante mencionar que el detalle de los criterios de la estimación de los costos de supervisión directa, así como del número de empleados de la empresa modelo se desarrolla en la sección 4.4.6.

c) Gastos de marketing

Para estimar los gastos de marketing, se tiene en cuenta el porcentaje considerado en el caso de las tarifas de distribución de gas natural por redes para la concesión de Lima y Callao. En consecuencia, los gastos anuales de marketing representan aproximadamente el 3% de los costos totales de explotación.

La proyección de los costos de comercialización se presenta en el Cuadro N° 30.

Cuadro N° 30
Resumen de Costos de Comercialización

Rubro	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Costos de Comercialización (Miles US\$)	797	1 118	1 369	1 520	1 668	1 825	1 983	2 157
Costos Directos	200	293	381	509	657	814	971	1 146
Lectura	12	32	53	89	132	176	222	272
Reparto	7	19	31	52	76	101	128	156
Cobranza	17	45	75	127	188	251	317	388
Facturación	3	9	15	25	38	50	63	78
Marketing	161	187	207	215	224	235	242	252
Supervisión Directa	597	824	988	1 011	1 011	1 011	1 011	1 011
Personal	519	717	859	879	879	879	879	879
Gastos Diversos	78	108	129	132	132	132	132	132

4.4.3 Costos de Administración

Los costos de administración comprenden aquellas actividades que brindan soporte a las actividades operativas de la empresa. Estos se determinan en base a los costos del personal requerido para las áreas operativas de la Empresa Modelo y a los costos generales de supervisión indirecta asociados a las actividades administrativas.

a) Costos de supervisión directa de la administración

Este rubro incluye los costos del personal (incluidos los beneficios sociales) asociado a las actividades de administración. Se estima que para el año ocho de operación comercial, este rubro contará con un total de 15 personas en la sede central, lo que representa un costo anual aproximado de US\$ 0,79 Millones.

b) Costos no personales de gestión y gastos diversos

Para determinar los Costos No personales de Gestión, se han considerado los costos correspondientes a las cuentas contables de Suministros Diversos, Cargas Diversas de Gestión, Servicios prestados por Terceros y Tributos de toda la empresa modelo; estos costos ascienden a US\$ 1,29 Millones y US\$ 1,50 Millones

al primer y octavo año de operación respectivamente. El Cuadro N° 31 muestra el detalle de los costos no personales de gestión y gastos diversos.

Cuadro N° 31
Costos no personales de gestión y gastos diversos

Ítem	Conceptos	Total Anual (US\$)
1	Suministros Diversos	134 000
a.	Serv. Comunic., Elect., Agua etc.	36 000
b.	Materiales y Suministros de Oficina	60 000
c.	Muebles y Accesorios	18 000
d.	Mantenimiento de Sistemas y Lic. Software	20 000
2	Servicios de Terceros	666 460
a.	Auditoría	10 000
b.	Consultorías y Estudios Tarifarios	150 000
c.	Servicios Legales y Técnicos	240 000
d.	Servicios Contables y Administrativos	60 000
e.	Servicios de Limpieza y Cafetería	12 000
f.	Alquiler de oficinas	182 460
g.	Otros Servicios	12 000
3	Cargas Diversas de Gestión	493 014
a.	Gastos de representación	12 000
b.	Gastos de Viaje	96 000
c.	Suscripciones	6 600
d.	Seguridad	120 000
e.	Seguros	120 000
f.	Otros Gastos	138 414
TOTAL GASTOS NO PERSONALES DE GESTION		1 293 474

La proyección de los costos directos de administración se presenta en el Cuadro N° 32.

Cuadro N° 32
Resumen de Costos de Administración

Rubro	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Costos Estándares Directos (Miles US\$)	2 082	2 193	2 273	2 285	2 285	2 285	2 285	2 285
Costos personales de gestión	788	788	788	788	788	788	788	788
Costos no personales y gastos diversos	1 293	1 405	1 485	1 496	1 496	1 496	1 496	1 496

4.4.4 Otros Costos de Explotación

Adicionalmente y en concordancia con lo establecido en los Artículos 108° y 112° del Reglamento, se determinan los otros costos de explotación que se incluyen dentro de la estructuración de la empresa modelo eficiente. Para su estimación, se tomó como referencia los criterios desarrollados y ratios considerados en la regulación de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao para el periodo 2014 – 2018.

Estos costos adicionales incluyen los siguientes rubros:

a) Costo Financiero del Gas

El costo financiero por la compra de gas natural al productor y su venta a los clientes considera una tasa de interés equivalente a 3% anual. El periodo entre el pago al productor y cobro efectivo a los usuarios se estima en 15 días.

b) Pérdidas e incobrables

Las pérdidas físicas y comerciales por el gas natural distribuido se estiman en 0,37% de la demanda.

Por otro lado, los montos de incobrables se estiman en 0,5% anual de los montos facturados por el Concesionario a los consumidores del mercado regulado.

c) Aporte a los organismos reguladores

Estos aportes se estiman en 1% anual de los montos facturados por el Concesionario por la distribución de gas natural, según lo establece el Artículo 10° de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley N° 27332.

d) Costos asociados a la Instalación Interna y Acometida de la Categoría A1 y A2

Estos costos comprenden:

- Los costos de mantenimiento de la acometida y revisión de las instalaciones internas de los clientes de las categorías A1 y A2 se estiman en US\$ 27,63 por cliente y se realiza en periodos quinquenales.
- Los costos de inspección, supervisión, y habilitación de las instalaciones internas de los clientes de las categorías A1 y A2 se estiman en US\$ 18,34 por cliente, y se da por una sola vez.

Los valores considerados para estos conceptos corresponden a los valores aprobados en la regulación de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao para el periodo 2014 – 2018.

El resumen de los Otros Costos Indirectos se muestra en el Cuadro N° 33.

Cuadro N° 33
Resumen de Otros Costos Indirectos

Rubro	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Otros costos Indirectos (Miles US\$)	91	486	656	758	868	938	958	1 084
Costo Financiero del GN	3	6	9	9	10	10	11	12
Pérdidas	10	155	221	234	236	238	240	242
Incobrables	14	26	35	37	39	42	44	47
Alícuota OSINERGMIN	14	212	302	321	324	326	329	331
Mant.Acom & Rev.Inst.Interna (Cat.A)	0	0	0	0	76	130	135	236
Insp.Superv.Hab.Instal.Interna (Cat.A)	50	87	90	156	184	191	199	217

4.4.5 Resumen de la proyección de los costos de explotación

En el Cuadro N° 34 se presenta el resumen de la proyección de los costos de explotación por rubros.

Cuadro N° 34
Resumen de Costos de Explotación (Mil US\$)

Código	Rubro	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
A	Costos de Distribución (MUS\$)	2 399	2 449	2 592	2 620	2 653	2 795	2 832	2 871
A.1	Costos Directos	1 264	1 313	1 456	1 485	1 517	1 660	1 696	1 735
A.1.1	Mantenimiento Preventivo	1 130	1 146	1 262	1 286	1 315	1 444	1 477	1 512
A.1.2	Mantenimiento Correctivo	113	115	126	129	131	144	148	151
A.1.3	Odorización y Transporte Virtual	21	53	68	71	71	71	72	72
A.2	Supervisión Directa	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135
A.2.1	Personal	987	987	987	987	987	987	987	987
A.2.2	Gastos Diversos	148	148	148	148	148	148	148	148
B	Costos de Comercialización (MUS\$)	797	1 118	1 369	1 520	1 668	1 825	1 983	2 157
B.1	Costos Directos	39	106	174	293	433	578	730	894
B.1.1	Lectura	12	32	53	89	132	176	222	272
B.1.2	Reparto	7	19	31	52	76	101	128	156
B.1.3	Cobranza	17	45	75	127	188	251	317	388
B.1.4	Facturación	3	9	15	25	38	50	63	78
B.2	Supervisión Directa	758	1 012	1 195	1 227	1 235	1 246	1 253	1 263
B.2.1	Personal	519	717	859	879	879	879	879	879
B.2.2	Gastos Diversos	78	108	129	132	132	132	132	132
B.3	Marketing	161	187	207	215	224	235	242	252
C	Costos de Administración (MUS\$)	2 173	2 679	2 930	3 043	3 153	3 223	3 243	3 369
C.1	Costos Estándares Indirectos	2 082	2 193	2 273	2 285	2 285	2 285	2 285	2 285
C.1.1	Costos personales de gestión	788	788	788	788	788	788	788	788
C.1.2	Costos no personales y gastos diversos	1 293	1 405	1 485	1 496	1 496	1 496	1 496	1 496
C.2	Otros costos Indirectos	91	486	656	758	868	938	958	1 084
C.2.1	Costo Financiero del GN	3	6	9	9	10	10	11	12
C.2.2	Pérdidas	10	155	221	234	236	238	240	242
C.2.3	Incobrables	14	26	35	37	39	42	44	47
C.2.4	Alícuota OSINERGMIN	14	212	302	321	324	326	329	331
C.2.5	Mant.Acom & Rev.Instl.Interna (Cat.A)	0	0	0	0	76	130	135	236
C.2.6	Insp.Superv.Hab.Instal.Interna (Cat.A)	50	87	90	156	184	191	199	217
	TOTAL COSTOS DE EXPLOTACIÓN (MUS\$)	5 370	6 245	6 890	7 183	7 474	7 843	8 057	8 397

4.4.6 Criterios para la estimación de los costos de supervisión directa

Los costos de supervisión directa se componen por los costos del personal asociado a las actividades de cada uno de los rubros considerados como parte de los costos de explotación. Dichos costos se determinan en base al número de empleados y a su remuneración anual correspondiente.

a) Número de empleados

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 de la región de Ica, cuyo titular es la empresa Contugas. Esto, debido a las similitudes que existen entre la mencionada concesión y la que sería la concesión de distribución de la región Piura. En ambos casos, se tienen focos concentrados de demanda a lo largo de todo la región. Estos focos de demanda comercial, residencial e industrial están separados entre sí por 1 a 2 horas de viaje, por lo que se requiere la presencia de oficinas técnicas descentralizadas cuya responsabilidad se centre en las actividades comerciales, de construcción y de mantenimiento de las redes de las zonas alejadas.

Con respecto a la segmentación del personal, esta se realizó considerando los tres principales rubros de la Empresa Modelo: operación, comercialización y

administración. Asimismo, cada rubro se conformó por unidades, las mismas que estarán encargadas de las actividades comerciales, administrativas y técnicas de la empresa concesionaria.

Sobre la base de la estructura antes mencionada, se estimó el número de colaboradores de la Empresa Modelo, alcanzándose un total de 95 empleados distribuidos en la siguiente manera:

Cuadro N° 35
Número de empleados de la Empresa Modelo

Área	Posición	Und.	Nivel remunerativo
ADMINISTRACIÓN		15	
Gerencia General	Gerente General	1	Gerente
Gerencia de Administración	Gerente de Administración	1	Gerentes de división
	Asistente	1	Auxiliares
Unidad de Contabilidad y Finanzas	Jefe de Contabilidad y Finanzas	1	Jefes
	Asistente administrativo	1	Auxiliares
	Contador	1	Profesionales
	Analista contable	1	Analistas
	Analista Financiero	1	Analistas
Unidad de Sistemas e Informática	Jefe de Sistemas e Informática	1	Jefes
	Asistente administrativo	1	Auxiliares
	Ingeniero de Sistemas	1	Profesionales
Unidad de Logística	Jefe de Logística	1	Jefes
	Analista de Servicios Generales	1	Analistas
	Analista de Compras	1	Analistas
Recursos Humanos	Coordinador de RR HH	1	Coordinadores
COMERCIALIZACIÓN		34	
Gerencia Comercial	Gerente Comercial	1	Gerentes de división
	Asistente	1	Auxiliares
Unidad de Marketing	Analista de Marketing	1	Analistas
Unidad de Servicio al Cliente	Analista de Call Center	1	Analistas
	Analista de Atención a usuarios	2	Analistas
	Auxiliar se Atención a usuarios	1	Auxiliares
Unidad de Ventas	Analista Clientes Residenciales	4	Analistas
	Analista Clientes Comerciales	1	Analistas
	Analista Clientes Industriales	1	Analistas
Oficina Zonal - Talara	Jefe Zonal - Talara	1	Jefes
	Analista comercial	2	Analistas
	Analista de facturación	3	Analistas
	Auxiliar comercial	1	Auxiliares
Oficina Zonal - Paita / Piura	Jefe Zonal - Paita / Piura	1	Jefes
	Analista comercial	2	Analistas
	Analista de facturación	3	Analistas
	Auxiliar comercial	1	Auxiliares
Oficina Zonal - Sechura	Jefe Zonal - Sechura	1	Jefes
	Analista comercial	2	Analistas
	Analista de facturación	3	Analistas
	Auxiliar comercial	1	Auxiliares
OPERACIÓN		46	
Gerencia de Operación	Gerente de Operación	1	Gerentes de división
	Asistente	1	Auxiliares
Centro de Control	Operador de Centro de Control	2	Analistas
Oficina Zonal - Talara	Coordinador Técnico Zonal - Talara	1	Coordinadores

Área	Posición	Und.	Nivel remunerativo
	Asistente	1	Auxiliares
	Ingeniero de Operación y Mantenimiento	1	Profesionales
	Técnico de Operación y Mantenimiento	1	Analistas
	Auxiliares de Operación y Mantenimiento	4	Auxiliares
	Ingeniero de Ingeniería y Construcción	1	Profesionales
	Técnico de Construcción	1	Analistas
	Auxiliares de Construcción	4	Auxiliares
Oficina Zonal - Paita / Piura	Coordinador Técnico Zonal - Paita / Piura	1	Coordinadores
	Asistente	1	Auxiliares
	Ingeniero de Operación y Mantenimiento	1	Profesionales
	Técnico de Operación y Mantenimiento	1	Analistas
	Auxiliares de Operación y Mantenimiento	4	Auxiliares
	Ingeniero de Ingeniería y Construcción	1	Profesionales
	Técnico de Construcción	1	Analistas
Oficina Zonal - Sechura	Auxiliares de Construcción	4	Auxiliares
	Coordinador Técnico Zonal - Sechura	1	Coordinadores
	Asistente	1	Auxiliares
	Ingeniero de Operación y Mantenimiento	1	Profesionales
	Técnico de Operación y Mantenimiento	1	Analistas
	Auxiliares de Operación y Mantenimiento	4	Auxiliares
	Ingeniero de Ingeniería y Construcción	1	Profesionales
TOTAL	Técnico de Construcción	1	Analistas
	Auxiliares de Construcción	4	Auxiliares
PLANILLA		95	

En el Cuadro N° 36 se resume la totalidad de empleados, de acuerdo al nivel remunerativo y a los rubros de distribución, comercialización y administración:

Cuadro N° 36
Número de empleados de la empresa modelo

Nivel remunerativo	Total	Distribución	Comercial	Administración
Gerente	1	0	0	1
Gerentes de división	3	1	1	1
Jefes	6	0	3	3
Coordinadores	4	3	0	1
Profesionales	8	6	0	2
Analistas	37	8	25	4
Auxiliares	36	28	5	3
Apoyo	0	0	0	0
Total	95	46	34	15

b) Remuneración anual por empleado

La remuneración o sueldo que percibe el personal de la concesión anualmente y que este resulta oneroso, se debe indicar que el valor reconocido para cada tipo de personal no es simplemente el sueldo del personal, si no contiene el sueldo bruto del personal propiamente dicho, el cual incluye AFP e impuesto a la renta más los diversos cargos que son exigidos por ley peruana, los cuales corresponde al 30% de lo reconocido.

Considerando las condiciones del mercado se ha procedido a evaluar los niveles de sueldos tomando como información lo proporcionado por Gasnorp, lo considerado en la regulación de la concesión de Lima y Callao del periodo 2014-

2018 y adicionalmente los datos del estudio “La encuesta Conociendo el Mercado Salarial” realizado por la empresa consultora Pricewaterhouse Coopers (en adelante Estudio PWC), utilizado para regulación de la distribución eléctrica del 2013, el cual a efectos de evaluar las diferentes necesidades de personal, se ha agrupado la información del mencionado estudio según la categorización que requiere la empresa modelo, obteniendo el valor promedio de la remuneración en cada categoría.

Dado que el Estudio PWC presenta las remuneraciones al año 2012, se ha procedido actualizar al año 2015 mediante el Índice del Precio al por Mayor (IPM), presentando un incremento de 5,72% respecto al 2012. En el Cuadro N° 37 se presenta los ingresos básicos brutos presentados en el estudio indicado y sus respectivas actualizaciones.

Cuadro N° 37
Remuneraciones Básicas Anuales según el estudio del Pricewaterhouse Coopers
(soles)

NIVEL OCUPACIONAL	Primer Percentil (75%)	Promedio	Mediana	Cuarto Percentil (25%)	Remuneración Anual Bruto Actualizado
GERENTE GENERAL	1 240 379	902 689	738 528	564 998	597 312
GERENTES	381 308	341 269	315 351	259 416	274 252
JEFES DEPARTAMENTO	182 033	162 531	154 377	138 115	146 014
SUPERVISORES	127 805	99 000	105 886	86 758	91 720
PROFESIONALES (	103 470	88 974	90 409	75 592	79 915
TECNICOS	129 640	52 222	53 611	47 561	50 281
ADMINISTRATIVOS	61 022	50 546	54 239	47 139	49 835

Nota Ingreso anual calculado a 12 sueldos

A efectos de evaluar con los valores que se utilizarán en la propuesta tarifaria se ha convertido a dólares de diciembre del 2015 la remuneración indicada y se compara con las remuneraciones utilizadas en la propuesta tarifaria (Gasnor y Regulación 2014-2018 de la concesión Lima-Callao) y se utilizará el menor entre ellos. Se adopta como criterio para comparar el cuarto percentil del Informe actualizado de PWC debido a la diferencia salarial y de costo de vida entre las empresas localizadas en la Capital de la República y las provincias.

En tal sentido en el Cuadro N° 38 se presenta la remuneración mensual que se obtiene según el nivel ocupacional la misma que se utilizará para reevaluar la propuesta tarifaria.

Cuadro N° 38
Remuneraciones Básicas Mensuales Utilizados en la Evaluación (US\$)

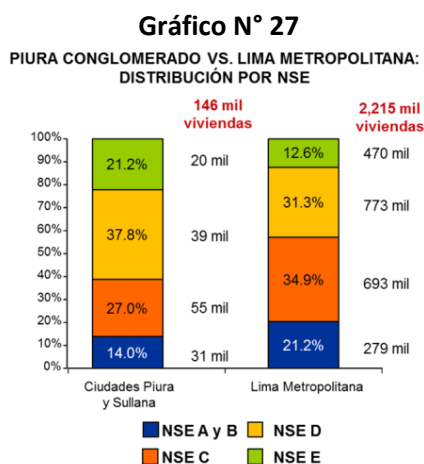
NIVEL OCUPACIONAL	NIVEL OCUPACIONAL EQUIVALENTE	Remuneración Mensual Bruta Actualizado Estudio PriceWaterHouse	Remuneración Mensual Bruta Regulación de Cálida Periodo 2014-2018	Remuneración Mensual Bruta Propuesta Tarifaria Gasnor	Remuneración Mensual Bruta x Recurso de Reconsideración
GERENTE GENERAL	GERENTE GENERAL	14 595	29 251	17 824	14 595
GERENTES	GERENTES	6 701	14 622	11 860	6 701
JEFES DEPARTAMENTO	JEFES	3 568	11 559	6 983	3 568
SUPERVISORES	SUPERVISORES	2 241	2 589	3 317	2 241
PROFESIONALES	INGENIERO	1 953	2 217	2 156	1 953
TECNICOS	TECNICOS	1 229	1 480	1 134	1 134
ADMINISTRATIVO	AUXILIAR	1 218	742	791	742

4.5 Estimación de los Costos de Promoción

La Propuesta Tarifaria del Peticionario comprende el compromiso de conexiones residenciales de 64 000 clientes en los primeros 8 años de operación comercial. Asimismo, propone que se implemente un mecanismo de promoción para estos usuarios, con el fin de que la base tarifaria permita cubrir los costos de conexión: acometida, tubería de conexión y la instalación interna (que incluye la inspección, supervisión y habilitación).

En virtud de lo señalado en el numeral 40.1 del Artículo 40° de la Norma Estudios Tarifarios, el mecanismo de promoción que se implemente permitirá descontar a ciertos consumidores parte o la totalidad de su costo de conexión al gas natural.

En ese contexto, al ser Piura una región con predominancia de los Niveles Socio Económicos C, D y E (aproximadamente el 86% de las viviendas), resulta pertinente incorporar un mecanismo que favorezca la masificación del gas natural a nivel residencial. En el Gráfico N° 27 se muestra los estratos socio económicos de la Región Piura comparada con Lima Metropolitana.



Fuente: Apoyo Consultoría – 2012

En ese sentido, se incluye en la base tarifaria un costo de promoción equivalente a US\$ 264,0 por cada consumidor residencial conectado, por el total de las 64 000 conexiones residenciales que considera el Plan de Desarrollo Inicial. Esto equivale a un valor actualizado de US\$ 10,01 Millones, que formarán parte del costo de servicio del proyecto y que serán cubiertos en su totalidad por las tarifas de distribución. El monto total de la conexión al gas natural (acometida, derecho de conexión e instalación interna) está valorizado en US\$ 495,64¹⁴ por lo que el usuario financiará la diferencia, ascendente a US\$ 231,64. Se precisa que a efectos de cubrir el costo de conexión, se debe respetar el siguiente orden de prelación para el uso del costo promoción: i) Instalación interna, ii) acometida, y, iii) derecho de conexión.

Es importante resaltar que los componentes que conforman la conexión al gas natural no forma parte de los bienes de la concesión, por lo que el costo de promoción debe ser administrado en una cuenta de promoción, y además, debe ser liquidable al término del

¹⁴ Derecho de Conexión: US\$ 54,70; Acometida: US\$ 173,40; Instalación interna US\$ 267,54.

periodo de Tarifas Iniciales, a fin de establecer los saldos e incorporaciones en la primera revisión tarifaria.

El porcentaje de la tarifa de distribución que corresponde a la promoción es 7,68% de la facturación de la futura concesión. Este porcentaje está determinado considerando el margen de distribución por GNC o GNL. En el caso que dicho margen se desestime, el porcentaje será 7,91% de la facturación por el servicio de distribución.

4.6 Costo Medio y Tarifas de Distribución por categorías

4.6.1 Costo Medio de Distribución por GNC

El Reglamento de Distribución define que cuando la concesión suministre gas natural a una determinada localidad mediante el transporte virtual, ya sea por GNC o GNL, el concesionario deberá establecer el Margen de Distribución por GNC o GNL, referido a la zona que está atendiendo con dicha tecnología. Asimismo, mediante el “Procedimiento para el Abastecimiento mediante GNC y GNL a determinadas áreas de las concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”, aprobado por Resolución N° 278-2014-OS/CD, se ha normado la determinación, condiciones y características del margen antes indicado.

Si bien es cierto, el Margen de Distribución por GNC o GNL será producto de una oferta pública, a efectos de determinar la competitividad de las categorías tarifarias y evaluar el equilibrio tarifario respectivo de las tarifas que se proponen en el presente informe, resulta necesario estimar dicho margen que le sería aplicable a la futura concesión, en el sentido que la demanda de la localidad de Paita será atendida por suministro virtual (GNC).

Al respecto, se ha estimado un Margen de Distribución por GNC o GNL, considerando el despacho de GNC desde Talara hasta la localidad Paita. La demanda de GNC corresponde a la requerida por los usuarios de Paita, exceptuando la demanda de los clientes que actualmente consumen gas natural. En el Cuadro N° 39 se presenta el resumen de los costos estimados para el abastecimiento vía GNC.

Cuadro N° 39
Resumen de los costos estimados de la distribución por GNC
Talara - Paita

Rubro	Unidad	Paita	Unidad	Paita
Estación de Compresión	US\$/mil m ³	13,8	US\$/MMBTU	0,37
Contenedores	US\$/mil m ³	18,6	US\$/MMBTU	0,50
Camiones	US\$/mil m ³	31,1	US\$/MMBTU	0,83
Estaciones de Despacho	US\$/mil m ³	8,6	US\$/MMBTU	0,23
Total	US\$/mil m³	72,1	US\$/MMBTU	1,93

Dicho margen se ha evaluado como un costo medio del transporte de GNC que requeriría la localidad que será abastecida de manera virtual. La determinación del margen mencionado se evalúa considerando el costo de distribuir el GNC a dicha localidad y la demanda de toda la concesión. En el Cuadro N° 40 se muestra el Margen de Distribución por GNC o GNL que sería aplicable a la concesión.

Cuadro N° 40

Margen Medio de Distribución con GNC o GNL aplicable a la Concesión de Piura

Ítem	Unidad	Valor
Costo GNC	Millones US\$	3,86
Demanda de la concesión	Mil m ³	1 849 006
COSTO MEDIO GNC	US\$/mil m³	1,84

Se precisa que el Margen de Distribución por GNC o GNL representa 2,96% del Costo Medio Total de Distribución.

4.6.2 Costo Medio de Distribución

4.6.2.1 Costo Medio de Distribución por Redes

El resultado de la Tarifa Media, calculada en base a los costos de inversión, los costos de explotación y los costos de promoción para los 8 primeros años de operación comercial, asciende a 60,29 US\$/mil m³. Dicha tarifa corresponde a un Costo de Servicio actualizado de US\$ 126,53 Millones y a una Demanda actualizada de 2 098 603 mil m³. En el Cuadro N° 41 se muestra el cálculo de la Tarifa Media.

Cuadro N° 41

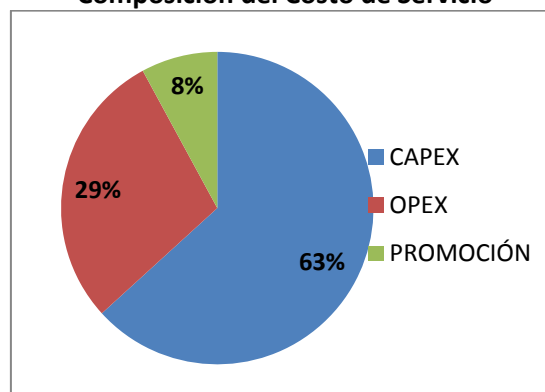
Cálculo de la Tarifa Media del Sistema de Distribución con Promoción

ítem	Unidad	Valor
CAPEX	Millón US\$	80,02
OPEX	Millón US\$	36,50
PROMOCIÓN	Millón US\$	10,01
COSTO TOTAL	Millón US\$	126,53
DEMANDA	Mil m ³	2 098 603
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	60,29

(1) Valor presente correspondiente al periodo tarifario de 8 años

En el Gráfico N° 28 se muestra que la participación del CAPEX representa el 63% del Costo de Servicio, mientras que el OPEX y el Costo de Promoción representan el 29% y 8%, respectivamente.

Gráfico N° 28
Composición del Costo de Servicio



La Tarifa Media del sistema de distribución, que es igual a 60,29 US\$/mil m³, será distribuida entre las diferentes Categorías Tarifarias, aplicando los principios de competitividad del gas natural respecto al combustible sustituto y el equilibrio de costos–ingresos que tendría el concesionario de distribución.

En lo que respecta a las actividades de distribución, se tiene que la Tarifa Media del Sistema de Distribución sin promoción asciende a 55,52 US\$/mil m³, lo que indica que el costo de promoción representa un costo medio de 4,77 US\$/mil m³. En el Cuadro N° 42 se muestra la Tarifa Media, sin considerar el costo de promoción, lo cual representa la remuneración del concesionario.

Cuadro N° 42
Cálculo de la Tarifa Media del Sistema de Distribución sin Promoción

ítem	Unidad	Valor
CAPEX	Millón US\$	80,02
OPEX	Millón US\$	36,50
COSTO TOTAL	Millón US\$	116,52
DEMANDA	Mil m ³	2 098 603
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	55,52

En este punto es importante precisar que, si bien el Concesionario recauda los ingresos por Promoción a través de las tarifas de distribución, estos no forman parte de sus ingresos, por lo que deberá realizarse una liquidación de los costos de promoción percibidos al final del periodo de vigencia de las Tarifas Iniciales, cuyo saldo deberá ser considerado como un crédito o débito en la base tarifaria del siguiente periodo regulatorio.

Para efectos de establecer la Tarifa Media Total que tendría la concesión, se adicionará al costo medio que incluye el costo de promoción (60,29 US\$/mil m³) lo referido al Margen de Distribución por GNC o GNL (1,84 US\$/mil m³). En el Cuadro N° 43 se presenta la Tarifa Media Total.

Cuadro N° 43
Cálculo de la Tarifa Media Total (incluye costos GNC)

ítem	Unidad	Valor
CAPEX	Millón US\$	80,02
OPEX	Millón US\$	36,50
PROMOCIÓN	Millón US\$	10,01
Costo GNC	Millón US\$	3,86
COSTO TOTAL	Millón US\$	130,40
DEMANDA	Mil m ³	2 098 603
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	62,14

4.6.3 Tarifas de Distribución por Categorías Tarifarias – Diseño Tarifario

La determinación de las Tarifas de Distribución para cada Categoría Tarifaria (Diseño Tarifario) se realiza sobre la base de los consumos medios de cada una de las categorías. Con estos valores se construye una curva exponencial que permite estimar tarifas preliminares por cada categoría, las mismas que deberán ser decrecientes con

el nivel de consumo medio, tal como lo establece el literal d) del numeral 29.1 de la Norma Estudios Tarifarios.

A partir de las tarifas de distribución preliminares, el cierre (equilibrio económico) del modelo de cálculo dependerá de dos condiciones: i) que exista un equilibrio entre los valores presentes de los ingresos y los costos de la futura concesión¹⁵; ii) que el nivel de ahorro mínimo permita que las tarifas al usuario final no resulten menores al 20% frente al combustible sustituto¹⁶. Por ello, resulta necesaria la aplicación de factores de equilibrio tarifario¹⁷ que permitan el cumplimiento de las condiciones señaladas.

Para efectos de calcular la Tarifa Media correspondiente a cada Categoría Tarifaria en el Cuadro N° 44 se presenta el Margen de Distribución por GNC o GNL correspondiente a la localidad de Paita a ser adicionado en cada Categoría Tarifaria.

Cuadro N° 44
Margen Medio de Distribución con GNC o GNL por Categoría Tarifaria

Categoría Tarifaria	MDCL US\$/MMBTU	MDCL US\$/Mil m³
A1	0,1275	4,77
A2	0,1074	4,02
B	0,1017	3,81
C	0,0824	3,09
P	0,0742	2,78
GNV	0,0699	2,62
D	0,0621	2,32
E	0,0504	1,89
GE	0,0491	1,84
REF	0,0391	1,47

A efectos de evaluar la competitividad de la categoría de la generación eléctrica, esta se ha establecido considerando que el precio final del gas natural sea equivalente a lo que actualmente paga la categoría de generación eléctrica en Lima y Callao (mercado referente de gas natural en dicha categoría).

En el Cuadro N° 45 y en el Gráfico N° 29 se muestran las tarifas medias por cada categoría sin incluir el Margen de Distribución por GNC o GNL. En el Cuadro N° 46 y Gráfico N° 30 se muestran las tarifas medias por cada categoría incluyendo el Margen de Distribución por GNC o GNL.

¹⁵ El valor presente de los ingresos y costos del servicio se calculará teniendo en cuenta la Tasa de Actualización de 12% anual establecida en el Artículo 115° del Reglamento, y el periodo de evaluación de 8 años para las Tarifas Iniciales establecido en el Artículo 121° del Reglamento.

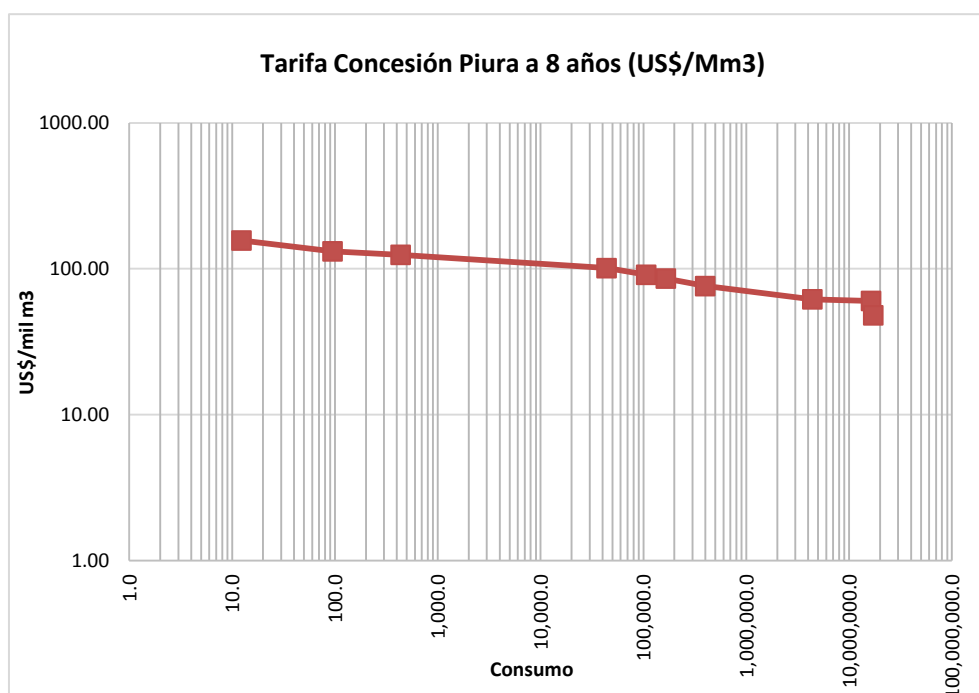
¹⁶ De acuerdo a lo establecido en el literal g) del numeral 40.2 del Artículo 40° de la Norma Estudios Tarifarios.

¹⁷ Su uso se encuentra normado en los literales e) y f) del numeral 29.1 del Artículo 29° de la Norma Estudios Tarifarios.

Cuadro N° 45
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria sin Margen de Distribución por GNC o GNL

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m ³)	Tarifa Media (US\$/Mil m ³)
A1	12,4	156,29
A2	95	131,70
B	437	124,67
C	43 929	101,04
P	106 678	90,97
GNV	165 677	85,72
D	399 824	76,11
E	4 404 364	61,77
GE	16 398 063	60,22
REF	17 230 213	48,00

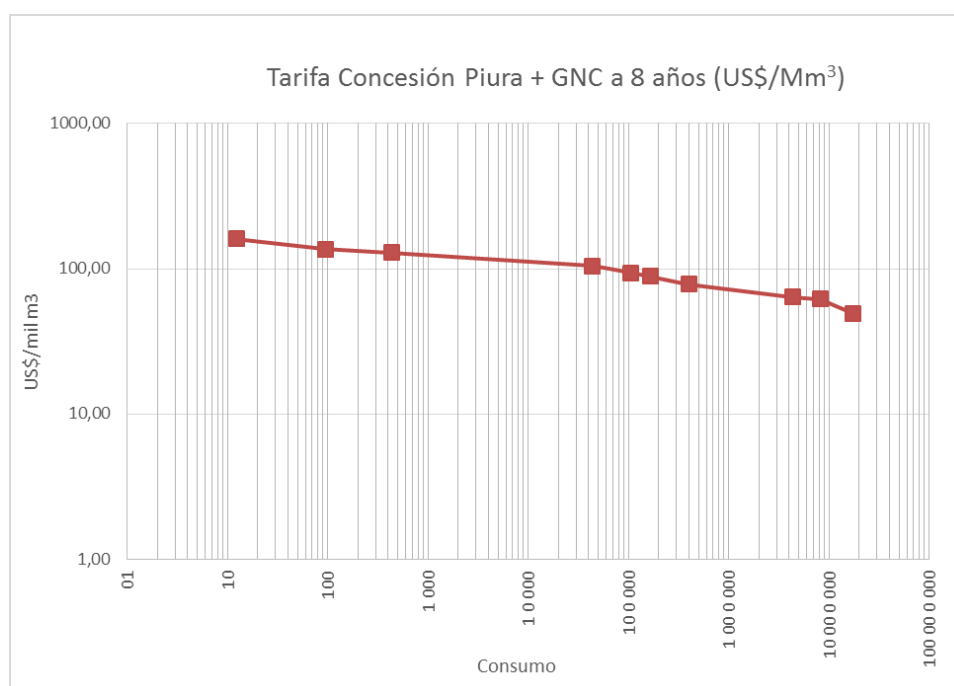
Gráfico N° 29
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria sin Margen de Distribución por GNC o GNL



Cuadro N° 46
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria con Margen de Distribución por GNC o GNL

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m ³)	Tarifa Media (US\$/Mil m ³)
A1	12,4	161,06
A2	95	135,72
B	437	128,47
C	43 929	104,12
P	106 678	93,75
GNV	165 677	88,34
D	399 824	78,43
E	4 404 364	63,66
GE	16 398 063	62,06
REF	17 230 213	49,46

Gráfico N° 30
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria con Margen de Distribución por GNC o GNL



4.6.4 Pliego Tarifario y Precio Final por Categorías

A partir de las tarifas medias presentadas en el numeral 4.6.3, se calculan los márgenes de comercialización y distribución para cada Categoría Tarifaria, así como los cargos fijos y variables correspondientes. Estos resultados se presentan en el Cuadro N° 47.

Cuadro N° 47
Pliego Tarifario por Categorías del Escenario Base

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$/mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³
A1	12,4	0,12			146,91
A2	95	0,50			126,43
B	437	2,18			119,68
C	43 929		0,0369	0,1475	94,97
P	106 678				90,97
GNV	165 677		0,0313	0,1252	80,58
D	399 824		0,0278	0,1111	71,54
E	4 404 364		0,3758	1,5032	61,77
GE	16 398 063		0,3664	1,4654	60,22
REF	17 230 213		0,2920	1,1679	48,00

Se debe señalar que las tarifas para el caso de las categorías E, REF y GE se establecen por capacidad contratada por cada cliente. Esto, debido a que estos clientes, por su volumen de consumo, están en la capacidad de contratar el suministro directamente con el productor o productores de gas natural

El Pliego Tarifario contiene las Tarifas Iniciales que tendrán una vigencia de 8 años a partir de la Puesta en Operación Comercial del proyecto en cuestión.

Asimismo, se debe tener en cuenta el numeral 8.4 del Artículo 8° de la Norma Estudios Tarifarios que señala que “Las Tarifas Iniciales carecen de valor si el Plan de Desarrollo Inicial incorporado en el contrato de concesión no concuerda, en sus parte esenciales (inversión y clientes residenciales), con el Plan de Desarrollo Inicial utilizado en el cálculo tarifario”.

Es importante señalar que dado el orden en el que se encuentra la demanda en la concesión, es recomendable que el concedente considere una cláusula en la cual se permita al Regulador reajustar las tarifas de distribución en el caso que la demanda se incremente en más del 20% respecto a la demanda correspondiente al año 8 considerada en la presente evaluación tarifaria, aplicando para ello un factor de ajuste por demanda.

4.7 Competitividad de las tarifas al usuario final

4.7.1 Precio Final del gas natural por Categoría Tarifaria

Para efectos del cálculo del Precio Final del gas natural por categorías se deben considerar los componentes tarifarios de los eslabones que se encuentran “aguas arriba” de la distribución, como son: los precios de suministro y el transporte por ductos.

Con respecto a los precios de suministro de gas natural, se consideran los valores de precio de gas natural en boca de pozo señalados en el Cuadro N° 48, declarados por la empresa Peticionaria en su Propuesta Tarifaria. Se precisa que para todas las Categorías Tarifarias, excepto las categorías GE, REF y P, el Peticionario ha sustentado los precios y volúmenes mediante compromisos de contratos de suministro, Sin embargo, para las mencionadas categorías GE, REF y P, corresponderá al Minem

verificar los precios de gas declarados por el Peticionario antes de otorgar la concesión, En caso el precio del gas en boca de pozo sean superiores a los precios declarados por el Peticionario, el gas podría perder competitividad frente a los combustibles sustitutos en algunas o en todas las Categorías Tarifarias, siendo necesaria su evaluación.

Respecto al componente de transporte por ductos, la Región Piura aún no cuenta con infraestructura de transporte de gas natural por ductos, debido a que el gas natural será suministrado al distribuidor directamente por el productor, Por lo señalado, el costo de transporte por ductos es igual a cero.

Los precios finales de gas natural por Categoría Tarifaria, que se obtienen considerando lo mencionado en los párrafos anteriores, se muestra en el mismo Cuadro N° 48.

Cuadro N° 48
Precio Finales del Gas Natural por Categoría Tarifaria

Categoría Tarifaria	Precio BP (US\$/MMBTU)	Transporte (US\$/MMBTU)	Distribución (US\$/MMBTU)	GNC (MDCL) (US\$/MMBTU)	Precio Final (US\$/MMBTU)
A1	2.37	0.00	4.17	0.13	6.67
A2	2.37	0.00	3.52	0.11	5.99
B	2.37	0.00	3.33	0.10	5.80
C	2.37	0.00	2.70	0.08	5.15
P	2.88	0.00	2.43	0.07	5.39
GNV	2.37	0.00	2.29	0.07	4.73
D	2.37	0.00	2.03	0.06	4.46
E	2.37	0.00	1.65	0.05	4.07
GE	1.53	0.00	1.61	0.05	3.18
REF	2.88	0.00	1.28	0.04	4.20

(1) MDCL: Margen de Distribución por GNC o GNL

4.7.2 Determinación del Precio de los Sustitutos

Para efectos de evaluar el precio del combustible sustituto, se ha considerado con criterio conservador la estadística del último año de los precios de los combustibles, a fin de atenuar el efecto coyuntural de los bajos precios actuales. En el Cuadro N° 49 y en el Cuadro N° 50 se muestran los precios de los combustibles usados para la evaluación de la competitividad.

Cuadro N° 49
Precios de los Combustible Sustituto

Código	Combustible	Precio (US\$/MMBTU)
GLP10	GLP 10kg	19,57
GLP45	GLP 45kg	17,70
GLPGR	GLP Granel (Mayo. + Mrg)	14,65
GLPVH	GLP Vehicular	16,18
D2OTR	D2 B5-Otros (Mayo. + Mg)	18,84
D2VHC	D2 B5 Vehicular	19,69
D2GET	D2 B5 GE Talara	13,96
GAS90	Gasolina 90	26,81

Código	Combustible	Precio (US\$/MMBTU)
R6NET	R6 Neto (s/ISC)	9,32
R6EXP	R6 Ex planta (c/ISC)	10,13
R500N	R500 Neto (s/ISC)	9,04
R500E	R500 Ex planta (c/ISC)	9,83
GLPEX	GLP Granel Ex planta	9,38
GEGNE	Gas Natural (GE)	3,18
REFGN	Gas Natural (REF)	6,61

Cuadro N° 50
Precios de los Combustible Sustituto

Categoría	Tipo de Cliente	Sustituto (US\$/MMBTU)				
		Comb 1	%	Comb 2	%	Precio
A1	Residencial	GLP10	100,0%	GLP10	0,0%	19,57
A2	Pequeños Comercios	GLP45	100,0%	GLP45	0,0%	17,70
B	Comercial y Peq. Indus.	GLP45	70,0%	GLPGR	30,0%	16,78
C	Industria menor	GLPGR	85,4%	R6EXP	14,6%	13,99
P	Pesqueras	R6EXP	72,2%	D2OTR	27,8%	12,55
GNV	GNV	GLPVH	10,0%	GAS90	90,0%	25,75
D	Mediana Industria	R6EXP	55,6%	R500E	44,4%	10,00
E	Gran Industria	R6EXP	11,9%	R500E	88,1%	9,87
GE	GGEE	R500N	100,0%	R500N	0,0%	9,04
REF	Refinería	REFGN	100,0%	REFGN	0,0%	6,61

4.7.3 Competitividad de las tarifas respecto al sustituto

En el Cuadro N° 51 se presenta la competitividad de los precios finales de gas natural estimados para la Región Piura, frente al combustible sustituto de cada Categoría Tarifaria.

Cuadro N° 51
Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto	
	Comb.	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	%
A1	GLP10	19,57	6,67	12,91	65,9%
A2	GLP45	17,70	5,99	11,71	66,1%
B	%GLP45-%GLPG	16,78	5,80	10,99	65,5%
C	%GLPG y %R6	13,99	5,15	8,84	63,2%
P	%R6 y %D2	12,55	5,39	7,17	57,1%
GNV	%GLPV y %GAS90	25,75	11,26	14,49	56,3%
D	%R6 y %R500	10,00	4,46	5,54	55,4%
E	%R6 y %R500	9,87	4,07	5,80	58,8%
GE	R500N	9,04	3,18	5,86	64,8%
REF	GN(ref)	6,61	4,20	2,41	36,4%

En este punto es importante resaltar que para el caso de todas las Categorías Tarifarias, el ahorro obtenido frente al combustible sustituto resulta mayor al 20%. Se precisa que para el generador eléctrico el precio final del gas natural se ha considerado igual al promedio de los últimos 12 meses del precio final registrado en la concesión de Lima y Callao de la categoría GE, con la finalidad de igualar su competitividad en el despacho en el SEIN y minimizar los efectos coyunturales de los

precios de los combustibles. Sin embargo, se debe señalar que la competitividad de la categoría GE, respecto al sustituto es de 64,8%.

Para el caso del GNV se evalúa la competitividad sobre la base de precio final al público, el cual contiene el margen del grifo señalado por Gasnorp, cuyo valor es igual a 6,53 US\$/MMBTU.

En el caso particular de las categorías REF (Refinería Talara), el precio final se establece sobre la base de los costos de oportunidad con los que este cliente cuenta en la actualidad. Asimismo, en dicha categoría resulta 36,4% de ahorro respecto a lo que actualmente paga por el servicio con gas natural.

En el Gráfico N° 31, se muestra el resultado de la competitividad del gas natural por cada Categoría Tarifaria evaluada frente a su combustible sustituto. Asimismo, en el Gráfico N° 32 se muestra en forma lineal el nivel de ahorro obtenido para cada Categoría Tarifaria.

Gráfico N° 31
Competitividad de los Precios Finales respecto al Sustituto

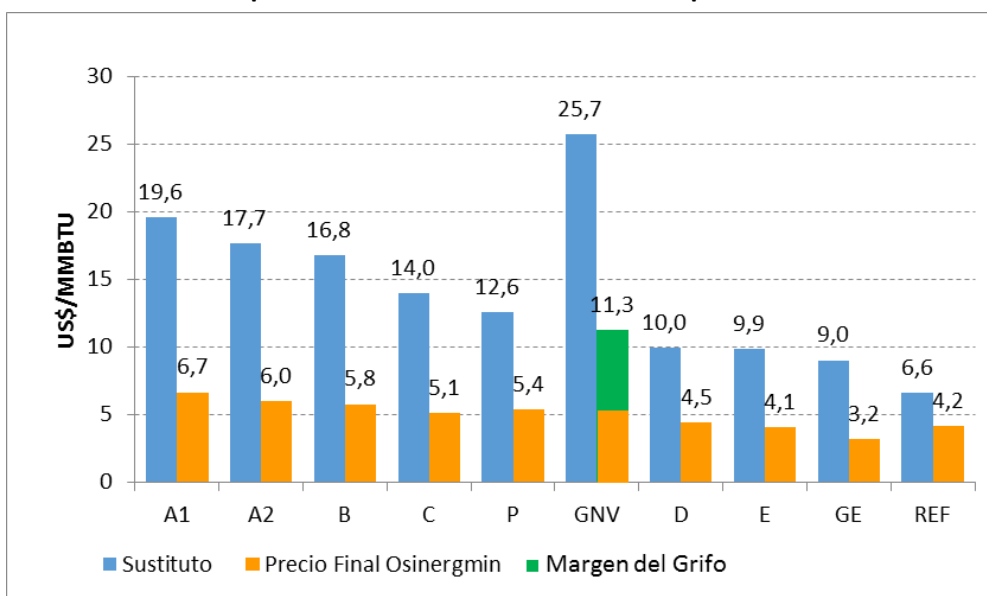
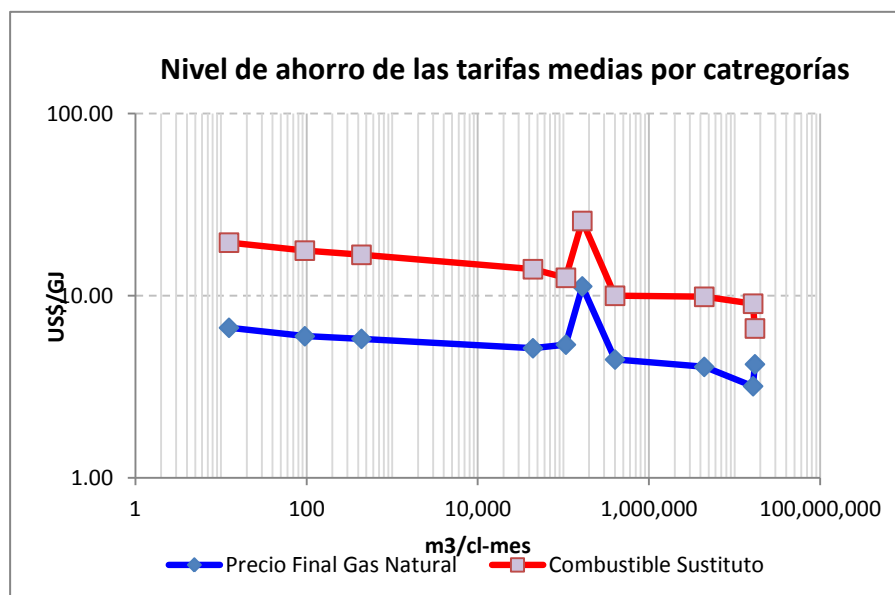


Gráfico N° 32



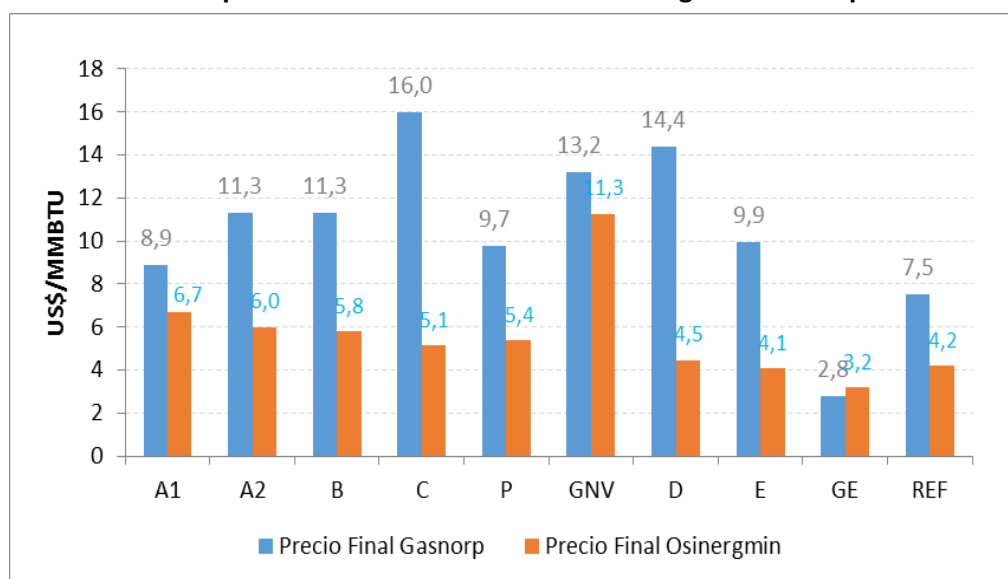
4.7.4 Comparación de las tarifas respecto a la propuesta de Gasnorp

En el Cuadro N° 52 y Gráfico N° 33 se muestra la comparación de las Tarifas calculadas por Osinerghmin con las tarifas propuestas por Gasnorp. Los resultados obtenidos muestran que para la categoría A1 Osinerghmin propone una reducción de 25%; para la categoría GNV el Regulador obtuvo una tarifa 14,7% menor que la propuesta por Gasnorp. Asimismo, para la categoría GE, Osinerghmin propone una tarifa 13,8% mayor que la propuesta por Gasnorp, debido a que el criterio utilizado por el Regulador es de igualar el precio del gas natural utilizado por el generador en Piura con los generadores de Lima y Callao en el entendido que tengan las mismas condiciones en el despacho en el SEIN, adicionalmente, el nivel de competitividad de Lima y Callao para la categoría GE frente al sustituto es de 64,8%. Finalmente, para el resto de categorías la propuesta de Osinerghmin muestra tarifa menores entre 44,7% y 69%. En el Gráfico N° 33 se muestra la comparación de las tarifas propuestas por Osinerghmin y Gasnorp.

Cuadro N° 52
Variación en los Precios Finales a los Usuarios

Categoría Tarifaria	Precio Final Gasnorp US\$/MMBTU	Precio Final Osinerghmin US\$/MMBTU	Variación %
A1	8,89	6,67	25,0%
A2	11,29	5,99	46,9%
B	11,29	5,80	48,6%
C	15,99	5,15	67,8%
P	9,75	5,39	44,7%
GNV	13,21	11,26	14,7%
D	14,41	4,46	69,0%
E	9,94	4,07	59,1%
GE	2,80	3,18	-13,8%
REF	7,54	4,20	44,3%

Gráfico N° 33
Comparación de los Precios Finales Osinergmin - Gasnorp



4.7.5 Reajuste Tarifario

Es importante señalar que dado el orden en el que se encuentra la demanda en la concesión, en el caso que, en cualquier año de operación comercial, la demanda real supere en 7,5% a la demanda proyectada del octavo año, utilizada para fines del cálculo de las Tarifas Iniciales, procederá un Reajuste Tarifario por Demanda mediante un factor de reajuste que será evaluado teniendo en cuenta la referida demanda real y la demanda proyectada inicialmente en el año que ingresa la demanda importante. Esto se realiza en razón que en la zona que abarca la futura concesión, actualmente existen posibles clientes importantes los cuales por presentar cierto grado de incertidumbre no se han incluido en la demanda, como por ejemplo Cementos Pacasmayo. Sin embargo, existe la posibilidad que en algún momento formen parte de la demanda de la concesión con lo cual, dado su magnitud preponderantemente, esta incide de manera importante en las tarifas de la región de Piura.

Por otro lado, en el caso de existir la posibilidad y la intención de la concesionaria de ampliar posteriormente la cobertura del servicio a lo comprometido en el Plan de Desarrollo Inicial, se considera un mecanismo de reajuste cuando se incorporen nuevos consumidores en localidades distintas a las consideradas en dicho plan. En efecto, la inclusión de nuevas zonas requiere necesariamente la realización de un ajuste en la tarifa a fin de viabilizar este tipo de proyectos considerando su incorporación a la base tarifaria, lo que significa que serán remunerados por la demanda de la concesión. En ese sentido, es necesario reforzar el mecanismo de reajuste indicado anteriormente a efectos de que se entienda que el mismo es aplicable también cuando se desarrolle localidades diferentes a las establecidas en el Plan de Desarrollo Inicial y que involucra nuevas inversiones.

5 Evaluación de las Tarifas Iniciales de Distribución de gas natural por red de ductos de la región de Piura - Escenario Alternativo

Como se señala en el numeral 3.3.3, el Escenario Alternativo comprende las mismas condiciones del Escenario Base, retirando del mismo la demanda y las inversiones asociados a la C.T. Malacas. Para facilitar la evaluación del presente escenario, se toma los resultados y criterios empleados para todos los parámetros en el Escenario Base. En el Cuadro N° 53 se presenta la tarifa media y en el Cuadro N° 54 se presenta la tarifas medias de distribución por categoría tarifaria en ambos casos se encuentra incluido el margen de distribución por GNC o GNL.

Cuadro N° 53

Tarifa Media Total Escenario Alternativo Incluyendo con Margen de Distribución por GNC o GNL

ítem	Unidad	Valor
CAPEX	Millón US\$	78,07
OPEX	Millón US\$	36,33
PROMOCIÓN	Millón US\$	10,01
Costo GNC	Millón US\$	3,86
COSTO TOTAL	Millón US\$	128,28
DEMANDA	Mil m ³	1 250 034
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	102,62

Cuadro N° 54

Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria con Margen de Distribución por GNC o GNL

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m ³)	Tarifa Media (US\$/Mil m ³)
A1	12,4	238,29
A2	95	198,02
B	437	172,42
C	43 929	149,68
P	106 678	138,10
GNV	165 677	132,69
D	399 824	122,49
E	4 404 364	104,58
REF	17 230 213	87,69

A partir de los resultados anteriormente mencionados se obtiene el pliego tarifario correspondiente el cual se muestra en el Cuadro N° 55.

Cuadro N° 55
Pliego Tarifario del Escenario Alternativo

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$/mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³
A1	12,4	0,17			217,25
A2	95	0,73			184,37
B	437	2,92			160,54
C	43 929		0,0530	0,2120	136,46
P	106 678				133,94
GNV	165 677		0,0470	0,1879	120,97
D	399 824		0,0434	0,1734	111,67
E	4 404 364		0,6170	2,4681	101,43
REF	17 230 213		0,5174	2,0696	85,05

5.1 Competitividad de las tarifas respecto al sustituto

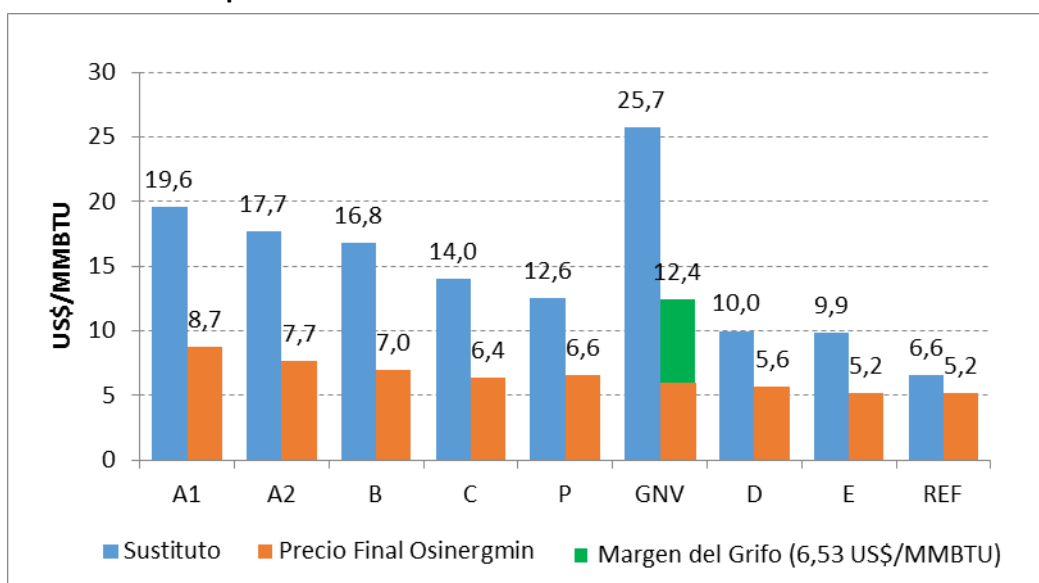
En el Cuadro N° 56 se muestra los resultados de los ahorros obtenidos en cada una de las categorías tarifarias del Escenario Alternativo frente a los combustibles sustitutos.

Cuadro N° 56
Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto del Escenario Alternativo

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto US\$/MMBTU	Ahorro respecto al sustituto	
	Comb.	US\$/MMBTU		US\$/MMBTU	%
A1	GLP10	19,57	8,73	10,84	55,4%
A2	GLP45	17,70	7,66	10,04	56,7%
B	%GLP45-%GLPG	16,78	6,97	9,81	58,5%
C	%GLPG y %R6	13,99	6,36	7,63	54,5%
P	%R6 y %D2	12,55	6,57	5,98	47,7%
GNV	%GLPV y %GAS90	25,75	12,44	13,30	51,7%
D	%R6 y %R500	10,00	5,64	4,36	43,6%
E	%R6 y %R500	9,87	5,16	4,71	47,7%
REF	GN(ref)	6,61	5,22	1,39	21,0%

Para todas las categorías tarifarias el ahorro obtenido varía entre 21% y 58,5%, superando el 20% de ahorro objetivo. En el Gráfico N° 34 se muestra la comparación de los precios finales del gas natural frente al combustible sustituto en el Escenario Alternativo.

Gráfico N° 34
Comparación de los Precios Finales – Escenario Alternativo



El porcentaje de la tarifa de distribución que corresponden a la promoción es de 8,05% de la facturación de la futura concesión. Este porcentaje está determinado considerando el margen de distribución por GNC o GNL. En el caso que dicho cargo se desestime, el porcentaje será 7,81% de la facturación por el servicio de distribución.

De igual manera que lo presentado para el Escenario Base, en el Cuadro N° 57 se muestra el Margen de Distribución por GNC o GNL que sería aplicable a la concesión para el presente escenario.

Cuadro N° 57
Margen medio de Distribución con GNC o GNL para la Localidad de Paíta

Ítem	Unidad	Valor
Costo GNC	Millones US\$	3,86
Demanda de la concesión	Mil m ³	1 250 034
COSTO MEDIO GNC	US\$/mil m³	3,09

6 Factores de Actualización y Procedimiento de Ajuste

El Factor de Actualización de los principales componentes tarifarios se establece de acuerdo a la siguiente fórmula y parámetros:

$$FA = a \times \frac{PPI_a}{PPI_0} + b \times \frac{IAC_a}{IAC_0} + c \times \frac{IPE_a}{IPE_0} + d \times \frac{IPM_a}{IPM_0}$$

Donde:

- FA: Factor de Actualización de Costos Unitarios.
- a: Coeficiente de participación de la inversión existente.
- b: Coeficiente de participación del acero en la ampliación.
- c: Coeficiente de participación del polietileno en la ampliación.

- d: Coeficiente de participación de bienes y servicios nacionales en la ampliación.
- IAC_a: Índice de Acero equivalente al WPU101706 publicado por el "U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics" y disponible su página web: www.bls.gov, o el que lo sustituya.
- IAC₀: Índice de Acero correspondiente al día 28 del mes anterior al mes correspondiente a la Fecha de Cierre del Contrato de Concesión.
- IPE_a: Índice de Polietileno equivalente al WPU07110224 publicado por el "U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics" y disponible su página web: www.bls.gov, o el que lo sustituya.
- IPE₀: Índice de Polietileno correspondiente al día 28 del mes anterior al mes correspondiente a la Fecha de Cierre del Contrato de Concesión.
- PPI_a: Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID: WPSFD4131), publicado por "Bureau of Labor Statistics" de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará el último valor publicado, correspondiente al mes de setiembre, disponible a la fecha de la actualización, o el que lo sustituya.
- PPI₀: Valor Base será igual al disponible al día 28 del mes anterior al mes correspondiente a la Fecha de Cierre del Contrato de Concesión.
- IPM_a: Índice de Precios al Por Mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Se utilizará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean aplicadas.
- IPM₀: Valor Base será igual al disponible al día 28 del mes anterior al mes correspondiente a la Fecha de Cierre del Contrato de Concesión.

Los respectivos coeficientes de participación a, b, c y d para cada componente, se indican en el Cuadro N° 58.

Cuadro N° 58
Parámetros Generales de Actualización

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN				
Escenario Base	a	b	c	d
Parámetro MD y MC	0,0000	0,4062	0,0017	0,5922
Escenario Alternativo	a	b	c	d
Parámetro MD y MC	0,0000	0,3859	0,0019	0,6122

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURO EXISTENTE				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0,4565	0	0	0,5435
G 4	0,4920	0	0	0,5080
G 6	0,6284	0	0	0,3716

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURETE CONSTRUIDO				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0,3657	0	0	0,6343
G 4	0,3995	0	0	0,6005
G 6	0,5388	0	0	0,4612

DERECHO DE CONEXIÓN				
Categorías	a	b	c	d
C, P, D, E, REF y GE	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000

A1, A2 y B	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE REDES INTERNAS				
Categorías	a	b	c	d
B,C,P,GNV,D, E,REF,GE	0	0	0	1
CORTE Y RECONEXIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
CORTE	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000
RECONEXIÓN	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000

7 Cargos Tarifarios Complementarios

Los Cargos Tarifarios Complementarios que se aprueban en la presente regulación son los siguientes:

- Derecho de Conexión.
- Acometida para usuarios menores a 300 m³/mes.
- Corte y Reconexión.

Dichos conceptos representan los cargos adicionales a las tarifas de distribución que deben también ser regulados por el Osinergmin.

A efectos de valorizar los cargo tarifarios complementarios, estos se han tomado de la última regulación de Lima y Callao correspondiente al periodo 2014-2018. Asimismo, Gasnorp ha mencionado en su descargos a las observaciones que fueran realizadas, que para efectos de cumplimiento, se consideren lo regulado en la concesión de Lima y Callao.

7.1 Derechos de Conexión y factor “K”

Los Cargos por Derecho de Conexión y los valores del factor “K” considerados para la presente regulación se detallan en el Cuadro N° 59.

Cuadro N° 59
Derecho de Conexión y Factor “K”

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

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

Respecto al Factor K para cada una de las Categorías Tarifarias, se ha considerado los mismos valores aprobados en la Resolución Osinergmin N° 086-2014-OS/CD.

7.2 Cargo por Acometidas para consumidores con consumo menor o igual a 300 m³/mes

Los cargos por las Acometidas se diferencian en dos: a) Acometidas instaladas con medidores de gas natural en un muro existente del predio del usuario; y, b) Acometidas instaladas con medidores de gas natural en un muro o murete previamente construido por el Concesionario.

Para determinar los costos de ambos tipos de instalaciones, según los tipos de medidores de gas natural existentes, se requiere un análisis de costos de las Acometidas, para lo cual se requiere usar la estructura del Baremo de Costos Unitarios de Gas Natural (BCUGN) a precios vigentes. Dicho análisis incluyó:

- Análisis de costos de las obras civiles para la instalación del gabinete de protección del medidor.
- Instalación del gabinete de medición residencial simple empotrado en un muro existentes del predio del usuario.
- Instalación del gabinete de medición residencial simple empotrado en un muro o murete previamente construido por el Concesionario.
- Cálculo de los costos de instalación.
- Suministro de materiales.
- Cálculo de los costos de instalación del medidor de gas natural

Como resultado del análisis de costos se obtuvieron los valores para los tipos de Acometidas que se indican en el siguiente cuadro, según el tipo de medidor instalado, los cuales son aplicables a los consumidores con consumos menores a 300 m³/mes (Categorías Tarifarias A1 y A2).

En el Cuadro N° 60 se muestra los cargos por la Acometida en función del tipo de medidor a emplearse para los consumidores menores a 300 m³/mes.

Cuadro N° 60
Cargos por Acometida para consumidores menores a 300 m³/mes

Tipo de Acometida	En Muro Existente US\$	En Murete Construido US\$
Con Medidor G 1,6	113,63	142,64
Con Medidor G 4	121,65	150,65
Con Medidor G 6	313,48	367,34

Para el caso de los clientes con consumos mayores a 300 m³/mes no son regulados y deberán sujetarse al literal a) del Artículo 71° de Reglamento de Distribución, pudiendo adquirirlo de cualquier proveedor, debiendo cumplir con la homologación internacional y cumplir las especificaciones técnicas fijadas por el Concesionario.

7.3 Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas de consumidores mayores a 300 m³/mes

Este cargo es aplicable sólo a los consumidores mayores a los 300 m³/mes y representa el costo por las actividades efectuadas por el concesionario, en forma directa o mediante terceros, para suministrar gas natural a un nuevo consumidor. Para determinar cada uno de los costos que involucra cada actividad (inspección, supervisión y habilitación), es necesario realizar un análisis de costos para definir la cantidad de mano de obra y los equipos utilizados en forma eficiente.

Como resultado del citado análisis de costos, en los siguientes cuadros se detallan los costos para la Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas de consumidores mayores a 300 m³/mes.

En el Cuadro N° 61 se muestra el cargo de Supervisión, Inspección y Habilitación de Instalaciones Internas que se estiman para los consumidores mayores a 300 m³/mes.

Cuadro N° 61
Cargo Máximo de Inspección, Supervisión y Habilitación de Instalaciones Internas para consumidores mayores a 300 m³/mes

Actividad	US\$
Inspección	118,65
Supervisión	94,86
Habilitación	372,09
Total	585,60

Se debe señalar que los clientes menores o iguales a 300 m³/mes, no realizan pago alguno por el cargo de Inspección, Supervisión y Habilitación de Instalaciones Internas.

7.4 Cargos por corte y reconexión

Los cargos por corte y reconexión del servicio de distribución son los costos que el Concesionario está autorizado a aplicar a los usuarios en cualquiera de los siguientes casos:

- Cuando el usuario deba dos facturas consecutivas.
- Si el usuario consume el gas natural de forma indebida o sin autorización.
- Se impide la lectura del medidor del usuario.
- Cuando el usuario revende el gas natural a terceros vía redes de distribución no autorizadas.
- Si pone en peligro la seguridad de las personas o la propiedad de terceros al realizar instalaciones fraudulentas.
- Si el usuario impide la revisión de las instalaciones internas, equipos y acometida correspondientes a su predio.
- Cuando el usuario manipula indebidamente cualquier instalación del Concesionario.

7.4.1 Cargo por Corte

El corte del servicio de distribución es aplicable cuando el usuario impide el acceso al gabinete de la acometida para ejecutar el cierre del servicio o el retiro de sus componentes; impide la lectura del medidor; o el acceso a las instalaciones internas, equipo y acometida, para su revisión. Asimismo, procede el corte por la reconexión indebida del servicio luego del retiro de los componentes de la acometida.

Según las características de la acometida, los cortes del servicio de distribución se dividen en los siguientes:

- Para Categorías A1, A2 y B-comercial: Incluye la realización de un pozo para acceder a la tubería de conexión, el cierre de la válvula de entrada (de ser el caso), prensado y corte de la tubería, venteo del gas remanente desde la válvula hasta el punto de corte, cierre de tubería mediante fusión de casquete, la verificación de pérdidas en la zona de intervención y el relleno del pozo.
- Para categorías B-industrial, C, D, P y GNV, con tubería de polietileno: Incluye la realización de un pozo para acceder a la tubería de conexión, cierre de la válvula de entrada (de ser el caso), prensado y corte de la tubería de polietileno, venteo del gas remanente desde la válvula hasta el punto de corte, cierre de tubería mediante fusión de casquete, la verificación de pérdidas en la zona de intervención y el relleno del pozo.
- Para categorías B-industrial, C, D, GNV, E y REF con tubería de acero: Incluye el destapado de la cámara o la realización de un pozo para acceder a la válvula enterrada, cierre de la válvula de entrada, colocación de placa ciega, verificación de pérdidas en la zona de intervención y tapado de la cámara o de la válvula.

En el Cuadro N° 62 se muestra los costos por Corte del servicio de distribución.

Cuadro N° 62
Cargos Máximos por cortes del servicio

Tipo de Corte		Categoría y características del consumidor (Cifras en US\$)			
		Categoría A1 y A2	Categoría B Comercial	Categoría B, C Industrial	Categoría D,P,E y REF
I	Cierre	9,48	9,48	66,31	66,31
II	Retiro de componente de la Acometida	10,16	10,16	76,54	76,54
III	Corte del Servicio	86,46	86,46		

Tipo de Corte		Categoría y características del consumidor (Cifras en US\$)			
		Categoría B, C Industrial y P (Polietileno)	Categoría B Industrial, C (Acero)	Categoría D (Polietileno)	Categoría D, E y REF (Acero)
I	Cierre				
II	Retiro de componente de la Acometida				
III	Corte del Servicio	242,33	312,09	242,33	312,09

7.4.2 Cargo por Reconexión

Los Cargos por Reconexión se divide en los siguientes tipos: Por cierre; Reposición de componente de la Acometida, y por Corte del Servicio.

Respecto a la Reconexión por Cierre, esta comprende la reapertura de la válvula de entrada, la verificación de entrada de gas a equipos y el precintado. En el caso de la Reposición de los Componentes de la Acometida, esta comprende el trabajo que involucra la normalización de la acometida con la reutilización del medidor, Y finalmente. La Reconexión por Corte de Servicio, que comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, prensado y corte de la tubería de polietileno o instalación de nuevo tramo de tubería de polietileno mediante electrofusión y enfriamiento, si correspondiera; verificación de pérdidas de gas en la zona de intervención; reapertura de la válvula de entrada; retiro del disco ciego (en caso de acero) y el relleno del pozo; y tapado de la cámara o relleno del pozo, en lo que corresponda.

En el Cuadro N° 63 se muestra los costos por Reconexión del servicio de distribución.

Cuadro N° 63
Cargos Máximos por Reconexión del Servicio

Tipo de Reconexión		Categoría y características del consumidor (Cifras en US\$)			
		Categoría A1 y A2	Categoría B Comercial	Categoría B, C Industrial	Categoría D
I	Reconexión por Cierre	7,53	7,53	46,66	46,66
II	Reposición de componente de la Acometida	14,97	14,97	N/A	N/A
III	Reconexión por Corte del Servicio	143,26	143,26	-	-
Tipo de Reconexión		Categoría y características del consumidor (Cifras en US\$)			
		Categoría B, C Industrial (Polietileno)	Categoría B, C Industrial, (Acero)	Categoría D (Polietileno)	Categoría D (Acero)
I	Reconexión por Cierre				
II	Reposición de componente de la Acometida				
III	Reconexión por Corte del Servicio	270,31	364,87	270,31	364,87

8 Conclusiones

Las conclusiones que se derivan de la presente evaluación de las Tarifas Iniciales son las siguientes:

8.1 Conclusiones del Escenario base

- Las Tarifas Iniciales aplicables a la concesión de distribución por red de ductos en la Región de Piura cuando se contempla la demanda de la Refinería Talara y la C.T.

Malacas, según el Plan de Desarrollo Inicial propuesto por el peticionario Gasnorp son las siguientes:

Cuadro N° 64
Tarifa Media Total Escenario Base

ítem	Unidad	Valor
CAPEX	Millón US\$	80,02
OPEX	Millón US\$	36,50
PROMOCIÓN	Millón US\$	10,01
Costo GNC	Millón US\$	3,86
COSTO TOTAL	Millón US\$	130,40
DEMANDA	Mil m ³	2 098 603
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	62,14

Cuadro N° 65
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria con Margen de Distribución por GNC o GNL

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m ³)	Tarifa Media (US\$/Mil m ³)
A1	12,4	161,06
A2	95	135,72
B	437	128,47
C	43 929	104,12
P	106 678	93,75
GNV	165 677	88,34
D	399 824	78,43
E	4 404 364	63,66
GE	16 398 063	62,06
REF	17 230 213	49,46

- Dichas Tarifas generan el siguiente pliego tarifario:

Cuadro N° 66
Pliego Tarifario por Categorías del Escenario Base

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$/mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³
A1	12,4	0,12			146,91
A2	95	0,50			126,43
B	437	2,18			119,68
C	43 929		0,0369	0,1475	94,97
P	106 678				90,97
GNV	165 677		0,0313	0,1252	80,58
D	399 824		0,0278	0,1111	71,54
E	4 404 364		0,3758	1,5032	61,77
GE	16 398 063		0,3664	1,4654	60,22
REF	17 230 213		0,2920	1,1679	48,00

- Se debe señalar que las tarifas propuestas para cada categoría dan como resultado los siguientes ahorros respecto al sustituto:

Cuadro N° 67

Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto	
	Comb.	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	%
A1	GLP10	19,57	6,67	12,91	65,9%
A2	GLP45	17,70	5,99	11,71	66,1%
B	%GLP45-%GLPG	16,78	5,80	10,99	65,5%
C	%GLPG y %R6	13,99	5,15	8,84	63,2%
P	%R6 y %D2	12,55	5,39	7,17	57,1%
GNV	%GLPV y %GAS90	25,75	11,26	14,49	56,3%
D	%R6 y %R500	10,00	4,46	5,54	55,4%
E	%R6 y %R500	9,87	4,07	5,80	58,8%
GE	R500N	9,04	3,18	5,86	64,8%
REF	GN(ref)	6,61	4,20	2,41	36,4%

8.2 Conclusiones del Escenario Alternativo

- Las Tarifas Iniciales aplicables a la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la Región de Piura cuando no se considera la demanda de la C.T. Malacas, según el Plan de Desarrollo Inicial propuesta por el peticionario Gasnorp son las siguientes:

Cuadro N° 68

Tarifa Media Total Escenario Alternativo

ítem	Unidad	Valor
CAPEX	Millón US\$	78,07
OPEX	Millón US\$	36,33
PROMOCIÓN	Millón US\$	10,01
Costo GNC	Millón US\$	3,86
COSTO TOTAL	Millón US\$	128,28
DEMANDA	Mil m ³	1 250 034
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	102,62

Cuadro N° 69

Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria con Margen de Distribución por GNC o GNL

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m ³)	Tarifa Media (US\$/Mil m ³)
A1	12,4	238,29
A2	95	198,02
B	437	172,42
C	43 929	149,68
P	106 678	138,10
GNV	165 677	132,69
D	399 824	122,49
E	4 404 364	104,58
REF	17 230 213	87,69

- Dichas Tarifas generan el siguiente pliego tarifario:

Cuadro N° 70
Pliego Tarifario por Categorías del Escenario Alternativo

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$/mes	US\$/ (Sm ³ /d)-mes	US\$/ (Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³
A1	12,4	0,17			217,25
A2	95	0,73			184,37
B	437	2,92			160,54
C	43 929		0,0530	0,2120	136,46
P	106 678				133,94
GNV	165 677		0,0470	0,1879	120,97
D	399 824		0,0434	0,1734	111,67
E	4 404 364		0,6170	2,4681	101,43
REF	17 230 213		0,5174	2,0696	85,05

- Se debe señalar que las tarifas propuestas para cada categoría dan como resultado los siguientes ahorros:

Cuadro N° 71
Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto US\$/MMBTU	Ahorro respecto al sustituto	
	Comb.	US\$/MMBTU		US\$/MMBTU	%
A1	GLP10	19,57	8,73	10,84	55,4%
A2	GLP45	17,70	7,66	10,04	56,7%
B	%GLP45-%GLPG	16,78	6,97	9,81	58,5%
C	%GLPG y %R6	13,99	6,36	7,63	54,5%
P	%R6 y %D2	12,55	6,57	5,98	47,7%
GNV	%GLPV y %GAS90	25,75	12,44	13,30	51,7%
D	%R6 y %R500	10,00	5,64	4,36	43,6%
E	%R6 y %R500	9,87	5,16	4,71	47,7%
REF	GN(ref)	6,61	5,22	1,39	21,0%

8.3 Conclusiones Generales

- Las Tarifas Iniciales calculadas en el presente documento tendrán una vigencia de 8 años a partir de la Puesta en Operación Comercial. Asimismo, se debe tener en cuenta el numeral 8.4 del Artículo 8° de la Norma Estudios Tarifarios que señala que “Las Tarifas Iniciales carecen de valor si el Plan de Desarrollo Inicial incorporado en el Contrato de Concesión no concuerda, en sus parte esenciales, con el Plan de Desarrollo Inicial utilizado en el cálculo tarifario”. Por tanto, se concluye que la vigencia de dichas tarifas dependerá también del cumplimiento del mencionado Plan de Desarrollo Inicial.
- Se realizó la evaluación de las tarifas de distribución sobre la base de dos escenarios de demanda: Escenario Base y Escenario Alternativo. Los resultados muestran que el escenario base presenta un ahorro medio de 54% frente al combustible sustituto. Por su lado el escenario alternativo presenta un ahorro medio de 36%.

- La demanda de la Refinería Talara, se ha modificado a petición de Petroperú a través de su Carta N° RTAL 013-2016, mediante la cual informaron que el requerimiento de gas natural una vez entre en operación la Modernización de la Refinería Talara será de 20 MMPCD.
- La demanda de la C.T. Malacas, se ha modificado a petición de EEPsa a través de su Recurso de Reconsideración, mediante la cual informaron que el requerimiento de gas natural una vez entre en operación la nueva unidad de generación TG6 será de 19 MMPCD.
- Es importante señalar que dado el orden en el que se encuentra la demanda en la concesión, en el caso que, en cualquier año de operación comercial, la demanda real supere en 7,5% a la demanda proyectada del octavo año, utilizada para fines del cálculo de las Tarifas Iniciales, procederá un Reajuste Tarifario por Demanda mediante un factor de reajuste que será evaluado teniendo en cuenta la referida demanda real y la demanda proyectada inicialmente en el año que ingresa la demanda importante estudio o podrán reajustarse cuando se incorporen nuevos consumidores en localidades distintas a las comprometidas en el Plan de Desarrollo Inicial .
- La longitud de las redes de polietileno ha sido corregida por Gasnorp mediante sus comentarios al Proyecto de Resolución (documento s/n remitidos vía correo electrónico del 28.01.2015), originando así una reducción del 50% de las redes indicadas inicialmente en su Propuesta Tarifaria.
- Los costos unitarios utilizados para evaluar la presente Propuesta Tarifaria han sido tomados de lo establecido en el Baremo de Costo con que cuenta la GART.
- La red de acero propuesta por Gasnorp de alta presión cumplen la función de una red de transporte y en su recorrido atraviesa propiedades privadas por lo que no se puede evitar el pago de los costos de servidumbre. Por dicha razón se incorporó el costo de servidumbre solicitado.
- El descuento de promoción que puede acceder los clientes residenciales considerados en el Plan de Desarrollo Inicial corresponde a US\$ 264 por cliente.
- El porcentaje de la tarifa de distribución que corresponde a la promoción, según el tipo de escenario son los siguientes resultados:

Cuadro N° 72

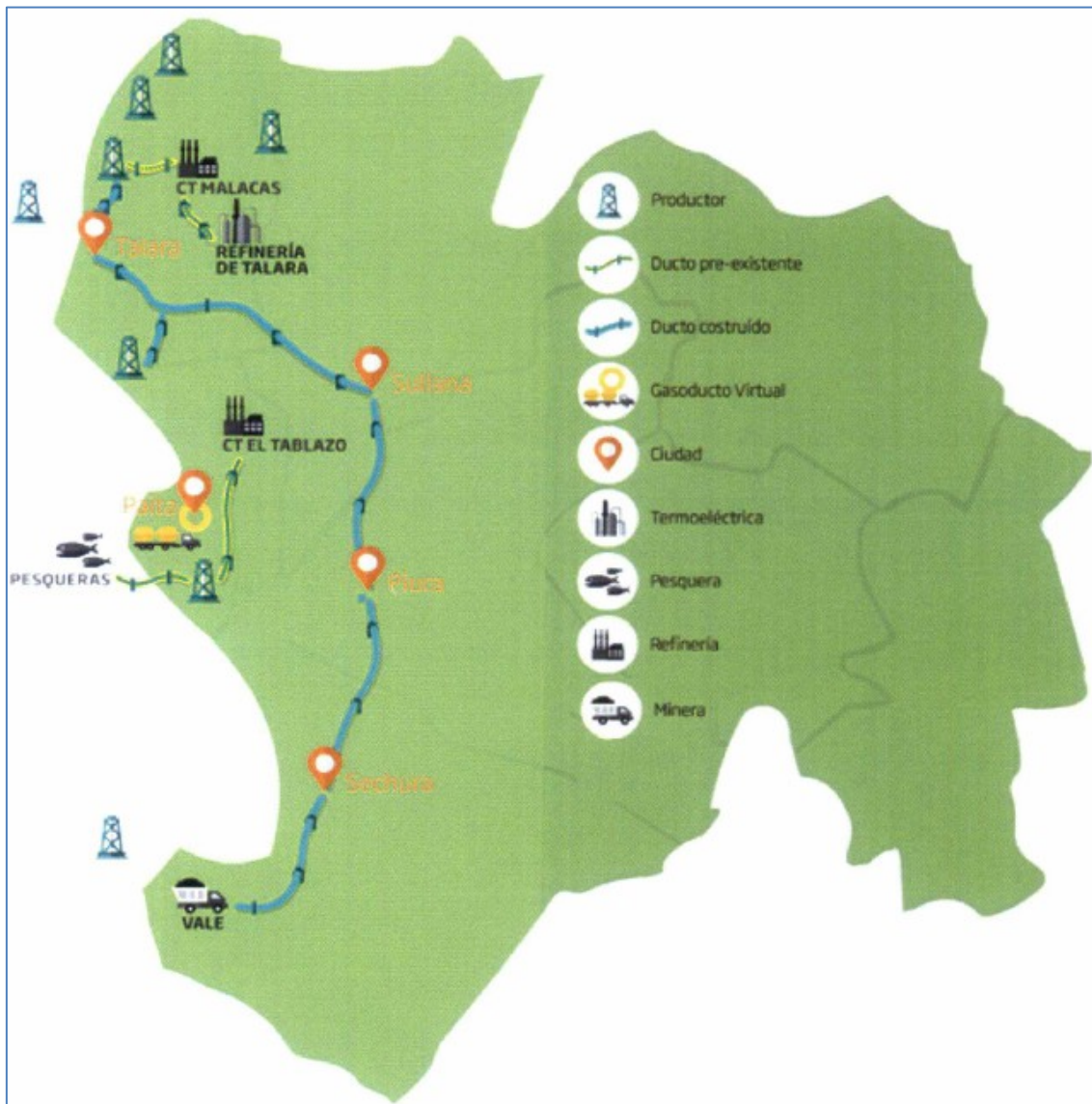
Porcentaje de la Tarifa de Distribución que Corresponde a la Promoción

Caso	Escenario Base	Escenario Alternativo
Considera el Margen de Distribución por GNC o GNL	7,68%	7,81%
NO Considera el Margen de Distribución por GNC o GNL	7,91%	8,05%

- No corresponde a Osinergmin pronunciarse sobre los ductos que actualmente son de propiedad de EEPsa, en razón que corresponde definir la situación de los ductos mencionados a la Dirección General de Hidrocarburos del Minem, como órgano responsable de la definición y otorgamiento autorizaciones de ductos en el Perú.

Anexo N° 1

Plano de las redes proyectadas de Acero



Fuente: Propuesta Tarifaria de Gasnorp

Redes para Abastecer a Clientes que Actualmente Consumen Gas Natural en Paita



Redes para Abastecer a la Central Térmica Malacas y la Refinería Talara



Nota: Longitudes obtenidas a partir de la información geográfica

Anexo N° 3

Lista de Costos Unitarios

Código VNR	Descripción	US\$
010102020301	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	215,91
010102020302	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	240,49
010102020303	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	256,58
010102020304	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	254,29
010103020301	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	221,03
010103020302	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	245,83
010103020303	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	261,70
010103020304	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	259,41
010103070301	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	230,93
010103070302	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	255,74
010103070303	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	271,61
010103070304	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	269,32
010104020301	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	237,98
010104020302	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	257,63
010104020303	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	273,72
010104020304	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	276,68
010104060301	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	269,23
010104060302	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	294,04
010104060303	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	304,96
010104060304	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	307,93
010105020301	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	253,66
010105020302	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	273,30
010105020303	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	294,33
010105020304	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	292,35
010105060301	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	305,20
010105060302	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	330,01
010105060303	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	345,88
010105060304	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	343,90
010106020301	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	302,62
010106020302	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	328,03
010106020303	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	343,90
010106020304	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	342,50
010106040301	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	400,22
010106040302	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	425,63
010106040303	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	441,50
010106040304	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	440,10
010106150301	Tubería de acero de 8" e=12,70mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	421,70
010107020301	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	409,93
010107020302	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	435,07
010107020303	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	450,75
010107020304	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	449,35
010107030301	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	443,49
010107030302	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	468,63
010107030303	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	484,31
010107030304	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	482,91
010107180301	Tubería de acero de 10" e=15,90mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	625,61
010107180302	Tubería de acero de 10" e=15,90mm Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	649,38

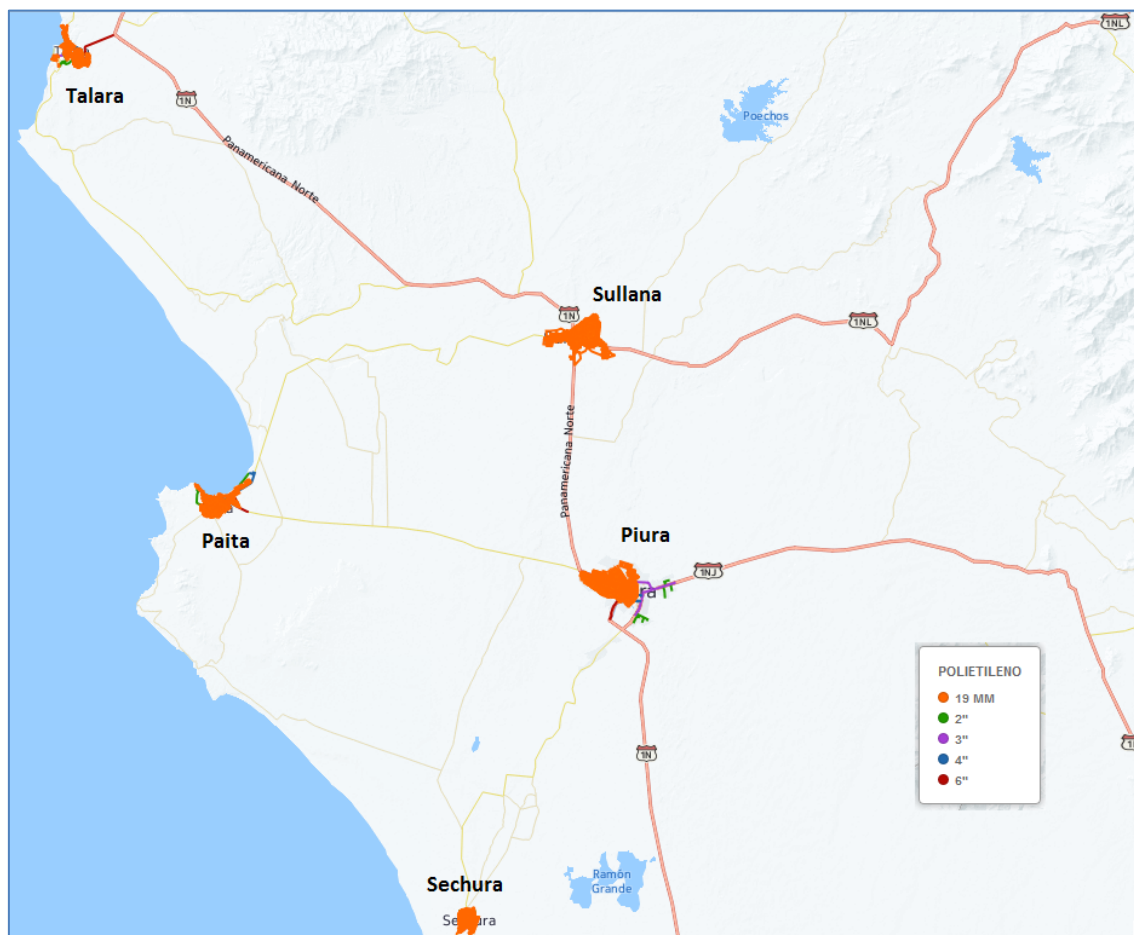
Código VNR	Descripción	US\$
010108020301	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	463,43
010108020302	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	488,92
010108020303	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	504,42
010108020304	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	503,46
010108030302	Tubería de acero de 12" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	575,08
010108030304	Tubería de acero de 12" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	589,62
010109020301	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	504,26
010109020302	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	529,76
010109020303	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	545,26
010109020304	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	544,30
010110020301	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	580,62
010110020302	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	606,59
010110020303	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	622,00
010110020304	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	621,56
010110140301	Tubería de acero de 16" e=11,13mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	552,05
010112020301	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	708,10
010112020302	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	734,56
010112020303	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	749,78
010117180201	Tubería de acero de 30" e=15,90mm Terreno arenoso Pavimento Afirmado	975,38
010117180202	Tubería de acero de 30" e=15,90mm Terreno arenoso Pavimento Flexible	972,80
010117180301	Tubería de acero de 30" e=15,90mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	1 046,02
010117180302	Tubería de acero de 30" e=15,90mm Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	1 072,02
010117180303	Tubería de acero de 30" e=15,90mm Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	1 086,78
010117180304	Tubería de acero de 30" e=15,90mm Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	1 087,50
010117180401	Tubería de acero de 30" e=15,90mm Terreno rocoso Pavimento Afirmado	1 227,50
010117180402	Tubería de acero de 30" e=15,90mm Terreno rocoso Pavimento Flexible	1 253,50
010201010301	Tubería de polietileno de 20mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	49,47
010201010302	Tubería de polietileno de 20mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	69,43
010201010303	Tubería de polietileno de 20mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	53,41
010201010304	Tubería de polietileno de 20mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	81,24
010203010301	Tubería de polietileno de 32mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	50,24
010203010302	Tubería de polietileno de 32mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	65,27
010203010303	Tubería de polietileno de 32mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	64,05
010203010304	Tubería de polietileno de 32mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	82,01
010206010301	Tubería de polietileno de 63mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	54,34
010206010302	Tubería de polietileno de 63mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	70,36
010206010303	Tubería de polietileno de 63mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	77,69
010206010304	Tubería de polietileno de 63mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	86,11
010207010301	Tubería de polietileno de 90mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	60,60
010207010302	Tubería de polietileno de 90mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	80,57
010207010303	Tubería de polietileno de 90mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	93,94
010207010304	Tubería de polietileno de 90mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	92,38
010208010301	Tubería de polietileno de 110mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	64,35
010208010302	Tubería de polietileno de 110mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	84,32
010208010303	Tubería de polietileno de 110mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	97,68
010208010304	Tubería de polietileno de 110mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	96,12
010209010301	Tubería de polietileno de 160mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	79,32
010209010302	Tubería de polietileno de 160mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	99,29
010209010303	Tubería de polietileno de 160mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	109,15
010209010304	Tubería de polietileno de 160mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	111,09
010210010301	Tubería de polietileno de 200mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	95,73
010210010302	Tubería de polietileno de 200mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	115,70
010210010303	Tubería de polietileno de 200mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	129,06
010210010304	Tubería de polietileno de 200mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	127,50

Código VNR	Descripción	US\$
020101040203	Estación de Regulación 10/5 10,000Sm3/h Subterránea Terreno semirrocoso	368 052,77
020101040303	Estación de Regulación 10/5 10,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	372 755,12
020101050303	Estación de Regulación 10/5 20,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	429 417,73
020102050303	Estación de Regulación 19/10 20,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	422 079,48
020103030303	Estación de Regulación 19/5 5,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	339 319,14
020103040303	Estación de Regulación 19/5 10,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	367 165,82
020103050303	Estación de Regulación 19/5 20,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	422 079,48
020104060103	Estación de Regulación 50/19 30,000Sm3/h Semi subterránea Terreno semirrocoso	520 820,40
020104080302	Estación de Regulación 50/19 50,000Sm3/h Superficial Terreno arenoso	591 535,06
020104080303	Estación de Regulación 50/19 50,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	594 924,89
020105030303	Estación de Regulación 50/10 5,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	426 981,26
020105040303	Estación de Regulación 50/10 10,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	371 590,91
020105060103	Estación de Regulación 50/10 30,000Sm3/h Semi subterránea Terreno semirrocoso	591 614,85
020105060303	Estación de Regulación 50/10 30,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	481 670,63
020105080103	Estación de Regulación 50/10 50,000Sm3/h Semi subterránea Terreno semirrocoso	602 404,33
020105080303	Estación de Regulación 50/10 50,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	594 924,89
020106030103	Estación de Regulación 50/5 5,000Sm3/h Semi subterránea Terreno semirrocoso	495 177,41
020106030303	Estación de Regulación 50/5 5,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	343 744,23
020106040303	Estación de Regulación 50/5 10,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	371 331,75
020106050103	Estación de Regulación 50/5 20,000Sm3/h Semi subterránea Terreno semirrocoso	436 897,17
020106050203	Estación de Regulación 50/5 20,000Sm3/h Subterránea Terreno semirrocoso	465 654,35
020106050303	Estación de Regulación 50/5 20,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	426 504,58
020106080303	Estación de Regulación 50/5 50,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	592 488,43
020311080303	City Gate 150/50 50,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	4 819 963,68
020311110302	City Gate 150/50 150,000Sm3/h Superficial Terreno arenoso	9 870 031,02
020311130301	City Gate 150/50 250,000Sm3/h Superficial Terreno normal	12 208 622,80
020311130302	City Gate 150/50 250,000Sm3/h Superficial Terreno arenoso	12 209 161,23
020311140303	City Gate 150/50 300,000Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	13 024 639,63
020312090302	City Gate 153/153 75,000Sm3/h Superficial Terreno arenoso	6 696 029,10
020309080303	City Gate 100/5 50,000Sm3/h Superficial Terreno Semirrocoso	4 819 963,68

Baremo de Costos de Distribución de Gas Natural – GART – Actualizado al tercer trimestre de 2015

Anexo N° 4

Plano de las redes proyectadas de Polietileno



Fuente: Propuesta Tarifaria de Gasnorp

Anexo N° 5

RESUMEN DE LAS REDES PROYECTADAS

Localidad	Longitud de redes de Distribución (m)					Total
	6"	4"	3"	2"	3/4"	
Talara	1 570	3 496	2 107	4 327	81 668	93 169
Piura	2 943	7 171	7 767	17 451	401 188	436 521
Paita	85	2 342	1 368	5 329	46 591	55 715
Sullana	678	2 629	4 208	10 489	188 307	206 310
Sechura	219	851	1 362	3 395	48 044	53 872
Total	5 496	16 490	16 812	40 990	765 798	845 587
Para atender clientes Adicionales en Talara						10 000
Total de Redes de Polietileno considerados en Plan de Desarrollo Inicial						855 587

Anexo N° 6

Redes de Polietileno

Longitud (m)	Diametro	Descripción	US\$/m	Sub-Total (US\$)
157,0	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	101,22	15 893
349,6	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	85,75	29 981
210,7	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	81,88	17 255
432,7	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	75,41	32 627
8 166,8	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	70,37	574 672
294,3	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	101,22	29 791
717,1	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	85,75	61 496
776,7	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	81,88	63 602
1 745,1	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	75,41	131 592
40 118,8	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	70,37	2 823 026
8,5	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	101,22	863
234,2	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	85,75	20 085
1 000,0	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	85,75	85 751
136,8	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	81,88	11 203
532,9	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	75,41	40 185
4 659,1	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	70,37	327 843
67,8	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	101,22	6 861
262,9	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	85,75	22 547
420,8	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	81,88	34 453
1 048,9	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	75,41	79 093
18 830,7	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE FLEXIBLE	70,37	1 325 052
21,9	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE FLEXIBLE	101,22	2 221
85,1	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE FLEXIBLE	85,75	7 298
136,2	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE FLEXIBLE	81,88	11 152
339,5	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE FLEXIBLE	75,41	25 602
4 804,4	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE FLEXIBLE	70,37	338 072
1 413,1	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	80,58	113 866
3 146,7	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	65,11	204 888
1 896,5	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	61,24	116 145
3 894,0	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	54,77	213 259
73 501,4	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	49,73	3 655 458
2 648,9	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	80,58	213 445
6 454,3	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	65,11	420 255
6 990,6	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	61,24	428 120
15 705,7	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	54,77	860 135
361 069,2	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	49,73	17 957 125
76,8	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	80,58	6 186
2 108,0	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	65,11	137 256
9 000,0	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	65,11	586 015
1 231,4	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	61,24	75 413
4 796,1	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	54,77	262 662
41 931,6	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	49,73	2 085 394
610,0	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	80,58	49 155
2 366,4	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	65,11	154 081
3 786,8	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	61,24	231 910
9 439,8	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	54,77	516 979
169 476,1	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO NORMAL SOBRE AFIRMADO	49,73	8 428 589
197,5	160 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 160MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE AFIRMADO	80,58	15 911
766,0	110 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 110MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE AFIRMADO	65,11	49 876
1 225,7	90 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 90MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE AFIRMADO	61,24	75 065
3 055,6	63 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 63MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE AFIRMADO	54,77	167 341
43 240,0	20 mm	TUBERIA DE POLIETILENO DE 20MM DE ALTA DENSIDAD EN TERRENO ARENOSO SOBRE AFIRMADO	49,73	2 150 461
855 586,6				45 293 206

Anexo N° 7

Carta de RTAL 013-2016 de Petroperú

PETROLÉOS DEL PERÚ - PETROPERÚ



"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU"

RTAL-0013-2016

Talara, 22 de enero de 2016

Señor
Jaime Raúl Mendoza Gacón
Gerente Adjunto (e)
Organismo Supervisor de la Inversión en
Energía y Minería - OSINERGMIN
Av. Canadá 1460
San Borja.-

Asunto: Suministro de Gas Natural a Refinería Talara
Referencia: Propuesta Tarifaria de la Solicitud de Concesión de Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

De nuestra consideración:

Por encargo de nuestra Gerencia General, en respuesta a vuestro Oficio N° 0034-2016-GART de fecha 13 de enero de 2016 relacionado con el asunto y la referencia, adjunto sírvase encontrar la siguiente información:

Cuadro de consumo (compra) de gas natural suministrado durante el año 2015 a la Refinería Talara por la Empresa Eléctrica de Piura S.A. – EEPISA, de acuerdo al contrato N° 4100001859 cuya copia se adjunta, suscrito el 21 de octubre de 2014 por un periodo de cinco (05) años, con fecha de inicio 01 de marzo de 2015, siendo el promedio del consumo durante el año 2015 de 6,1 MMPC/Día ó 5,8 MMBTU/Día (Anexo 1).

En cuanto a la proyección de la demanda de gas natural, para el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT) se estima en 20,0 MMPC/Día, siendo la fecha estimada de puesta en operación en julio del año 2018, con los volúmenes de consumo de acuerdo al tipo de operación que se muestran en el Anexo 2. Insumos e infraestructura que se encuentran a cargo del PMRT y que serán adquiridos en su oportunidad.

Asimismo, dada la trascendencia e importancia del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT) para el país, debemos reflejar nuestra preocupación para que en la determinación de las tarifas actuales de suministro de gas a la Refinería Talara, éstas no sufran incremento alguno por la concesión del servicio ni mucho menos se graven los costos de operación de la Refinería Talara que impacten en el financiamiento y rentabilidad del PMRT a futuro.

En este sentido, estamos a vuestra disposición para la entrega de información adicional y a las reuniones que estimen pertinentes efectuar sobre el particular.

Atentamente,

Gerardo León Castillo
Gerente (e) Refinación y Ductos

Adj. (2)



Av. Enrique Canaval Moreyra 150, Lima 27 - Perú
Telfs.: (511) 211 7800 / 614 5000
Fax: (511) 422-5866
Portal empresarial: www.petroperu.com
Sociedad inscrita en la Partida N°11014754 del Registro de Personas Jurídicas

Anexo N° 8

Detalle de Determinación de los Costos Máximos de Acometida para consumidores menores a 300 m³/mes

Descripcion	Und,	CARGO POR INSTALACIÓN DE MEDIDOR US\$	
		EN MURO EXISTENTE	EN MURETE CONSTRUIDO
CARGO POR MEDIDOR G 1,6			
Costo de Instalación			
Costo de obras civiles	US\$	53,64	82,36
Suministro de Materiales			
Regulador con corte por baja presión	US\$	17,21	17,21
Accesorios	US\$	7,50	7,50
Medidor	US\$	34,15	34,15
Costo Directo		112,49	141,21
Alícuota OSINERGMIN 1 %		1,14	1,43
Gasto Total		113,63	142,64
CARGO POR MEDIDOR G 4			
Costo de Instalación			
Costo de obras civiles	US\$	53,64	82,36
Suministro de Materiales			
Regulador con corte por baja presión	US\$	17,21	17,21
Accesorios	US\$	7,50	7,50
Medidor	US\$	42,08	42,08
Costo Directo		120,43	149,15
Alícuota OSINERGMIN 1 %		1,22	1,51
Gasto Total		121,65	150,65
CARGO POR MEDIDOR G 6			
Costo de Instalación			
Costo de obras civiles	US\$	107,28	160,60
Suministro de Materiales			
Regulador con corte por baja presión	US\$	72,69	72,69
Accesorios	US\$	7,50	7,50
Medidor	US\$	122,88	122,88
Costo Directo		310,34	363,66
Alícuota OSINERGMIN 1 %		3,13	3,67
Gasto Total		313,48	367,34

Anexo N° 9

Detalle de Determinación del Cargo Máximo de Inspección, Supervisión y Habilitación mayores a 300 m³/mes

Detalle de Determinación de los Costos de Supervisión de las instalaciones internas para
consumos mayores a 300 m³/mes

Descripción	Und,	Cuad,	Cant,	P,U, US\$	Parcial US\$	Sub,Tot US\$	G,G, 30%	Total US\$
Supervisión durante la construcción								
1ra Visita Rend,								
Diario :			3,00 Inspecciones/día					
Ingeniero	h-h	0,10	0,27	16,67	4,44			
Instalador de Gas	h-h	1,00	2,67	6,22	16,58			
Moto	h-h	1,00	2,67	2,07	5,51	26,53	7,96	34,50
Visita Adicional Rend,								
Diario :			4,00 Inspecciones/día					
Ingeniero	h-h	0,10	0,20	16,67	3,33			
Instalador de Gas	h-h	1,00	2,00	6,22	12,44			
Moto	h-h	1,00	2,00	2,07	4,13	19,90	5,97	25,87
Visita a Prueba Herm, Rend, Diario								
:			3,00 Inspecciones/día					
Ingeniero	h-h	0,10	0,27	16,67	4,44			
Instalador de Gas	h-h	1,00	2,67	6,22	16,58			
Moto	h-h	1,00	2,67	2,07	5,51	26,53	7,96	34,50
TOTAL				US\$		72,97	21,89	94,86

(*) Gastos generales y utilidad (30%)

Detalle de Determinación de los Costos de Inspección de las instalaciones internas para
consumos mayores a 300 m³/mes

Descripción	Und,	Cuad,	Cant,	P,U, US\$	Parcial US\$	Sub,Tot US\$	G,G, 30%	Total US\$
Inspección								
Revisión de documentación conforme a obra								
1ra Revisión Rend, Diario								
:			4,00 Revisiones/día					
Ingeniero	h-h	0,15	0,30	16,67	5,00			
Instalador de Gas	h-h	1,00	2,00	6,22	12,44			
Moto	h-h	1,00	2,00	2,07	4,13	21,57	6,47	28,04
Revisión Adicional Rend, Diario								
:			4,00 Revisiones/día					
Ingeniero	h-h	0,15	0,30	16,67	5,00			
Instalador de Gas	h-h	1,00	2,00	6,22	12,44			
Moto	h-h	1,00	2,00	2,07	4,13	21,57	6,47	28,04
Visita de Inspección Final								
1ra Visita Rend, Día,:								
:			4,00 Inspecciones/día					
Ingeniero	h-h	0,25	0,50	16,67	8,33			
Instalador de Gas	h-h	1,00	2,00	6,22	12,44			
Moto	h-h	1,00	2,00	2,07	4,13	24,90	7,47	32,37
Visita Adicional Rend, Diario								
:			4,00 Inspecciones/día					
Ingeniero	h-h	0,20	0,40	16,67	6,67			
Instalador de Gas	h-h	1,00	2,00	6,22	12,44			
Moto	h-h	1,00	2,00	2,07	4,13	23,23	6,97	30,20
TOTAL				US\$		118,65	54,76	118,65

(*) Gastos generales y utilidad (30%)

Detalle de Determinación de los Costos de Habilitación de las instalaciones internas para consumos mayores a 300 m³/mes

Descripcion	Und,	Cuad,	Cant,	P,U, US\$	Parcial US\$	Sub,Tot US\$	G,G, 30%	Total US\$
Habilitación								
Mano de Obra								
Rend, Diario :	1,00 Hab/día							
Tecnico	h-h	1,00	8,00	7,46	59,70			
Moto	h-h	1,00	8,00	2,07	16,52			
Materiales								
Junta dielectrica, nitrogeno, junta espirometálica, tubing, conectores, pernos	Glb,		1,00	210,00	210,00	286,22	85,87	372,09
TOTAL	US\$					372,09	171,73	372,09

(*) Gastos generales y utilidad (30%)

Anexo N° 10

Detalle de Determinación de los Cargos Máximos de Corte y Reconexión

Detalle de Determinación de los Costos por Corte del Tipo Cierre, Retiro de Componentes y Corte de Servicio en Categoría A1, A2, B (Comercial)

CIERRE DE SERVICIO - CATEGORIA A1, A2 Y B COMERCIAL

RENDIMIENTO DIARIO : 13,00 Und/día

UNIDAD : Und,

DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA					
TECNICO	h-h	1,000	0,6154	7,46	4,59
MATERIALES					
PRECINTO DE SEGURIDAD	Unid,		1,000	0,200	0,20
TAPON DE CIERRE	Unid,		1,000	1,000	1,00
EQUIPOS					
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	4,59	0,23
MOTO	H-H	1,000	0,6154	2,07	1,27
Costo Directo Total					7,29
Gastos Generales y Utilidades				30%	2,19
Costo Total					9,48

RETIRO DE COMPONENTES DE ACOMETIDA - CATEGORIA A1, A2 Y B COMERCIAL

RENDIMIENTO DIARIO : 12,00 Und/día

UNIDAD : Und,

DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA					
TECNICO	h-h	1,000	0,6667	7,46	4,98
MATERIALES					
PRECINTO DE SEGURIDAD	Unid,		1,000	0,200	0,20
TAPON DE CIERRE	Unid,		1,000	1,000	1,00
EQUIPOS					
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	4,98	0,25
MOTO	H-H	1,000	0,6667	2,07	1,38
Costo Directo Total					7,81
Gastos Generales y Utilidades				30%	2,35
Costo Total					10,16

CORTE DE SERVICIO - CATEGORIA A Y B (COMERCIALES)

RENDIMIENTO DIARIO : 2,00 Und/día

UNIDAD : Und,

DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA					
SUPERVISOR DE GERENCIA TECNICA	h-h	0,100	0,4000	16,67	6,67
SUPERVISOR DE EXCAVACIONES	h-h	0,100	0,4000	16,67	6,67
TECNICO	h-h	1,000	4,0000	7,46	29,85
PEON	h-h	0,500	2,0000	5,70	11,40
MATERIALES					
END CAP 63MM	Unid,		2,000	1,550	3,10
CINTA TEFLON	Unid,		0,100	0,500	0,05
TRAPO INDUSTRIAL	Kg,		0,100	0,830	0,08
COPLER DE 63 MM	Unid,		2,160	1,000	2,16
MATERIALES Y EQUIPO PARA RESANE	M3		0,060	83,886	5,03
EQUIPOS					
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	29,85	1,49
CAMIONETA	H-H	1,000	4,0000	0,00	0,00
Costo Directo Total					66,50
Gastos Generales y Utilidades				30%	19,96
Costo Total					86,46

Detalle de Determinación de los Costos por Corte del Tipo Cierre y Retiro de

Componentes en Categoría B (Industrial), C, P, D, E, y F

**CIERRE DE SERVICIO PARA CLIENTES CON VALVULA ENTERRADA Y EN CAMARA CON
TUBERIA DE ACERO Y POLIETILENO - CATEGORIA B (INDUSTRIALES), C, P, D,E y F**

4,00

RENDIMIENTO DIARIO : 4,00 Und/día

UNIDAD : Und,

DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA					
SUPERVISOR DE GERENCIA TECNICA	h-h	0,100	0,2000	16,67	3,33
TECNICO	h-h	1,000	2,0000	7,46	14,93
MATERIALES					
JUNTA ESPIROMETÁLICA 3" S150	Unid,		1,000	2,660	2,66
DISCO CIEGO 3" x 1/8"	Unid,		1,000	24,820	24,82
CINTA TEFLON	Unid,		0,300	0,500	0,15
TRAPO INDUSTRIAL	Unid,		0,100	0,830	0,08
EQUIPOS					
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	18,26	0,91
MOTO	H-H	1,000	2,0000	2,07	4,13
Costo Directo Total					51,01
Gastos Generales y Utilidades				30%	15,30
Costo Total					66,31

RETIRO DE COMPONENTES DE ACOMETIDA CATEGORIA B (INDUSTRIAL), C, P, D,E y F

RENDIMIENTO DIARIO :						1,50
Und/día						UNIDAD :
Und,						
DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,	
MANO DE OBRA						
SUPERVISOR DE GERENCIA						
TECNICA	h-h	0,100	0,5333	16,67	8,89	
TECNICO	h-h	1,000	5,3333	7,46	39,80	
MATERIALES						
JUNTA ESPIROMETÁLICA 3" S150	Unid,		2,000	2,660	5,32	
CINTA TEFLON	Unid,		0,300	0,500	0,15	
TRAPO INDUSTRIAL	Kg,		0,100	0,830	0,08	
EQUIPOS						
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	48,69	2,43	
MOTO	H-H	0,200	1,0667	2,07	2,20	
Costo Directo Total					58,87	
Gastos Generales y Utilidades				30%	17,67	
Costo Total					76,54	

**Detalle de Determinación de los Costos del Tipo Corte del Servicio en Categoría B
(Industrial), C, D y P, E y F - Polietileno y Acero**

CORTE DE SERVICIO PARA CLIENTES CON VALVULA ENTERRADA CON TUBERIA DE POLIETILENO CATEGORIA B (INDUSTRIAL) C Y D

RENDIMIENTO DIARIO :		2,00	UNIDAD :			Und,
DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,	
MANO DE OBRA						
SUPERVISOR DE GERENCIA TECNICA	h-h	0,100	0,4000	16,67	6,67	
SUPERVISOR DE EXCAVACIONES TECNICO	h-h	0,100	0,4000	16,67	6,67	
TECNICO	h-h	1,000	4,0000	7,46	29,85	
PEON	h-h	1,000	4,0000	5,70	22,80	
MATERIALES						
END CAP 63MM	Unid,		2,000	1,550	3,10	
CINTA TEFLON	Unid,		0,300	0,500	0,15	
TRAPO INDUSTRIAL	Kg,		0,100	0,830	0,08	
COPLE DE 63 MM	Unid,		2,000	2,160	4,32	
MATERIALES Y EQUIPO PARA RESANE	M3		0,100	83,886	8,39	
EQUIPOS						
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	36,52	1,83	
EXCAVADORA	h-h	0,300	1,2000	78,37	94,05	
CAMIONETA	H-H	0,200	0,8000	10,62	8,50	
Costo Directo Total					186,41	
Gastos Generales y Utilidades				30%	55,92	
Costo Total					242,33	

CORTE DE SERVICIO PARA CLIENTES CON VALVULA ENTERRADA CON TUBERIA DE ACERO CATEGORIA B (INDUSTRIAL) C Y D

RENDIMIENTO DIARIO :		2,00 Und/día	UNIDAD :		Und,
DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA					
SUPERVISOR DE GERENCIA TECNICA	h-h	0,100	0,4000	16,67	6,67
TECNICO	h-h	1,000	4,0000	7,46	29,85
PEON	h-h	1,000	4,0000	5,70	22,80
MATERIALES					
JUNTA ESPIROMETÁLICA 3" S150	Unid,		1,000	2,660	2,66
DISCO CIEGO 3" x 1/8"	Unid,		1,000	24,820	24,82
CINTA TEFLON	Unid,		0,300	0,500	0,15
TRAPO INDUSTRIAL	Unid,		0,100	0,830	0,08
SISTEMA DE RECUBRIMIENTO MATERIALES Y EQUIPO PARA RESANE	ml		4,000	4,270	17,08
	M3		0,100	83,89	8,39
EQUIPOS					
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	36,52	1,83
EXCAVADORA	h-h	0,333	1,3333	78,37	104,50
CAMIONETA	H-H	0,500	2,0000	10,62	21,24
Costo Directo Total					240,07
Gastos Generales y Utilidades				30%	72,02
Costo Total					312,09

Detalle de Determinación de los Costos por Reconexión del Tipo Cierre, Reposición de Componentes y Corte de Servicio en Categoría A1, A2 y B (Comercial)

RECONEXION DE CIERRE DE SERVICIO - CATEGORIA A1, A2 Y B COMERCIAL

RENDIMIENTO DIARIO :		15,00 Und/día	UNIDAD :		Und,
DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA					
TECNICO	h-h	1,000	0,5333	7,46	3,98
MATERIALES					
PRECINTO DE SEGURIDAD	Unid,		2,000	0,200	0,40
EQUIPOS					
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	3,98	0,20
EQUIPO PRUEBAS DE HERMETICIDAD	H-H	1,000	0,5333	0,20	0,11
MOTO	H-H	1,000	0,5333	2,07	1,10
Costo Directo Total					5,79
Gastos Generales y Utilidades				30%	1,74
Costo Total					7,53

RECONEXION POR RETIRO DE COMPONENTES DE ACOMETIDA - CATEGORIA A1, A2 Y B COMERCIAL

RENDIMIENTO DIARIO :	8,00 Und/día	UNIDAD :			Und,
DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA					
TECNICO	h-h	1,000	1,0000	7,46	7,46
MATERIALES					
PRECINTO DE SEGURIDAD	Unid,		1,000	0,200	0,20
TAPON DE CIERRE	Unid,		1,000	1,000	1,00
EQUIPOS					
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	7,46	0,37
EQUIPO PRUEBAS DE HERMETICIDAD	H-H	1,000	1,0000	0,20	0,20
MOTO	H-H	1,100	1,1000	2,07	2,28
Costo Directo Total					11,51
Gastos Generales y Utilidades				30%	3,46
Costo Total					14.97

RECONEXION POR CORTE DE SERVICIO - CATEGORIA A1, A2 Y B

RENDIMIENTO DIARIO :		2,00 Und/día		UNIDAD :		Und,
DESCRIPCION		UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA						
SUPERVISOR DE GERENCIA TECNICA		h-h	0,100	0,4000	16,67	6,67
TECNICO		h-h	1,000	4,0000	7,46	29,85
PEON		h-h	1,000	4,0000	5,70	22,80
MATERIALES						
CINTA TEFLON		Unid,		0,100	0,500	0,05
TRAPO INDUSTRIAL		Kg,		0,100	0,830	0,08
COPLER DE 20 MM		Unid,		2,000	1,000	2,00
MATERIALES Y EQUIPO PARA RESANE		M3		0,100	118,369	11,84
TUPO DE 20 MM		Unid,		0,500	1,500	0,75
EQUIPOS						
HERRAMIENTAS Y EQUIPO		%MO		5,00%	50,12	2,51
EQUIPO PRUEBAS DE HERMETICIDAD		H-H	1,000	4,0000	0,20	0,80
CAMIONETA		H-H	1,000	4,0000	8,21	32,85
Costo Directo Total						110,20
Gastos Generales y Utilidades					30%	33,06
Costo Total						143,26

**Detalle de Determinación de los Costos por Reconexión del Tipo Cierre en Categoría B
(Industrial), C, D, P, E Y F**

RECONEXION DE CIERRE DE SERVICIO - CATEGORIA B (INDUSTRIAL) Y C, P, D, E y F

RENDIMIENTO DIARIO :		2,00 Und/día		UNIDAD :		Und,
DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,	
MANO DE OBRA						
TECNICO	h-h	1,000	4,0000	7,46		29,85
MATERIALES						
JUNTA ESPIROMETÁLICA 3" S150	Unid,		1,000	2,660		2,66
CINTA TEFLON	Unid,		0,300	0,500		0,15
TRAPO INDUSTRIAL	Unid,		0,100	0,830		0,08
EQUIPOS						
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	29,85		1,49
MOTO	H-H	0,200	0,8000	2,07		1,66
Costo Directo Total						35,89
Gastos Generales y Utilidades				30%		10,77
Costo Total						46,66

Cuadro N° 73

**Detalle de Determinación de los Costos por Reconexión del Tipo Corte del Servicio en
Categoría B (Industrial), C, P, D, E, y F - Polietileno y Acero**

**RECONEXION DE CIERRE DE SERVICIO PARA CLIENTES CON VALVULA ENTERRADA CON TUBERIA PE (B
(INDUSTRIAL), C, D Y P)**

RENDIMIENTO DIARIO :		2,00 Und/día		UNIDAD :		Und,
DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,	
MANO DE OBRA						
SUPERVISOR DE GERENCIA TECNICA	h-h	0,100	0,4000	16,67		6,67
SUPERVISOR DE EXCAVACIONES	h-h	0,100	0,4000	16,67		6,67
TECNICO	h-h	1,000	4,0000	7,46		29,85
PEON	h-h	0,750	3,0000	5,70		17,10
MATERIALES						
CINTA TEFLON	Unid,		0,300	0,500		0,15
TRAPO INDUSTRIAL	Kg,		0,100	0,830		0,08
COPLER DE 63 MM	Unid,		1,000	2,160		2,16
MATERIALES Y EQUIPO PARA RESANE	M3		0,100	83,886		8,39
TUBO DE 63 MM	ML		1,000	3,140		3,14
EQUIPOS						
HERRAMIENTAS Y EQUIPO	%MO		5,00%	35,09		1,75
EXCAVADORA	h-h	0,400	1,6000	78,37		125,40
CAMIONETA	H-H	0,200	0,8000	8,21		6,57
Costo Directo Total						207,93
Gastos Generales y Utilidades				30%		62,38
Costo Total						270,31

RECONEXION DE CORTE DE SERVICIO PARA CLIENTES CON VALVULA ENTERRADA CON TUBERIA PE (B (INDUSTRIAL) C, D, E Y F)

RENDIMIENTO DIARIO : 2,00 Und/día

UNIDAD : Und,

DESCRIPCION	UND	CUADRILLA	CANTIDAD	PRECIO US\$/,	PARCIAL US\$/,
MANO DE OBRA					
SUPERVISOR DE GERENCIA TECNICA	0,1		0,400	16,6660	6,67
SUPERVISOR DE EXCAVACIONES	0,1		0,400	16,6660	6,67
TECNICO	1		4,000	7,4627	29,85
PEON	1		4,000	5,6997	22,80
MATERIALES					
JUNTA ESPIROMETÁLICA 3" S150			1,000	2,660	2,660
CINTA TEFLON			0,300	0,500	0,150
TRAPO INDUSTRIAL			0,100	0,830	0,080
SISTEMA DE RECUBRIMIENTO			3,000	4,270	12,810
MATERIALES Y EQUIPO PARA RESANE			0,100	83,886	8,39
EQUIPOS					
HERRAMIENTAS Y EQUIPO			0,050	3509,00%	1,75
EXCAVADORA	0,55		2,200	78,3724	172,42
CAMIONETA	0,5		2,000	8,2119	16,42
Costo Directo Total					280,67
Gastos Generales y Utilidades				0,3000	8420%
Costo Total					364,87

Anexo N° 11

Fórmulas para la Facturación del Servicio de Gas Natural

Establecer las fórmulas para efectuar la facturación por el servicio en la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la región de Piura, de acuerdo a lo siguiente:

a) Facturación del Gas Natural (FG)

Se aplicará en el caso de contratos de suministro de gas natural con cláusulas Take or Pay,

$$FG = PG_F * V_F \quad (a.1)$$

Se aplicará en vez de VF, en el caso de contratos de suministro de gas natural sin cláusulas Take or Pay,

$$FG = PG_F * V_S \quad (a.2)$$

$$V_S = V_r * K_S \quad (a.3)$$

El precio del gas natural deberá ser convertido a unidades en S/. / mil Sm³

$$PG_F = PG * PCSGN \quad (a.4)$$

Donde:

- FG : Facturación por el Gas Consumido expresado en Soles,
- PG_F : Precio del Gas Natural, expresado en S/. / mil Sm³ (Soles por mil metro cubico estándar)
- PG : Precio del Gas Natural, expresado en S/. / GJ (Soles por Giga Joule), aplicado a los clientes y fijado en función al precio pactado entre el Productor y el Concesionario, En caso de estar referido a otra moneda se podrá usar el tipo de cambio promedio correspondiente al periodo facturado con el objeto de determinar la facturación en soles,
- V_F : Volumen de gas natural facturado en el periodo correspondiente, en metros cúbicos (m³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (Artículo 43° del Reglamento), calculado según lo definido en el contrato respectivo.
- V_S : Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (Sm³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (Artículo 43° del Reglamento), calculado según la ecuación (a.3).

- V_r : Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m^3), a condiciones de presión y temperatura al que se encuentre el medidor.
- K_s : Factor de corrección del volumen consumido, para expresarlo en condiciones estándar de presión y temperatura.
- PCSGN : Poder Calorífico Superior promedio del Gas Natural correspondiente al periodo facturado, expresado en GJ por metro cúbico (m^3), Está referido a condiciones estándar de presión y temperatura (Artículo 43° del Reglamento de Distribución).

En caso de que no existieran cláusulas de Take or Pay, no se aplicarán procedimientos de recuperación de gas previamente pagado y no tomado (procedimientos make up o carry forward). Entonces, el volumen a facturar V_f será igual al volumen consumido V_s , y el precio PG será igual al precio de gas pactado entre el Productor y el Concesionario.

En el caso de contratos de suministro de Gas Natural suscritos entre el Productor y el Concesionario, donde existan cláusulas de tomar o pagar, el precio del gas PG estará en función de lo especificado en dichas cláusulas, y de los procedimientos de recuperación del gas previamente pagado y no tomado. En esta situación, Osinergmin, basado en el contrato de suministro y en la información adicional suministrada por el Concesionario, definirá el procedimiento para trasladar los costos de compra de gas a los clientes.

Para los consumidores de gas natural que tienen contrato directo con el productor de gas natural, se aplicará lo establecido en su respectivo contrato de compra. En este caso, la facturación la efectuará directamente el Productor.

b) Facturación del Transporte del Gas Natural

Las categorías tarifarias no presentan cargo por transporte del gas natural, en ese sentido, la facturación al cliente no debe contener cargo alguno por dicho concepto,

c) Facturación del Servicio de Distribución (FSD)

- 1) Para las categorías tarifarias A1, A2 y B se facturará de la siguiente manera:

$$FSD = MCF + V_s * MDV + V_s * MDCL \quad (c.1)$$

Donde:

FSD : Facturación del Servicio de Distribución.

MCF : Margen de Comercialización Fijo.

V_s : Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (Sm^3), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (Artículo 43° del Reglamento), calculado según la ecuación (a.3).

MDV : Margen de Distribución Variable.

MDCL : Margen de Distribución por GNC o GNL, en caso corresponda.

- 2) Para las categorías tarifarias C, D y GNV se facturará de la siguiente manera:

$$FSD = MCF * VMD + MDF * VMD + V_s * MDV + V_s * MDCL \quad (c.2)$$

Donde:

FSD : Facturación del Servicio de Distribución.

MCF : Margen de Comercialización Fijo.

MDF : Margen de Distribución Fijo.

MDV : Margen de Distribución Variable.

V_s : Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m^3), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (Artículo 43° del Reglamento), calculado según la ecuación (a.3).

VMD : Valor Mínimo Diario de venta expresado en (m^3 /día) determinado como el mayor valor entre:

- i) El 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión;
- ii) El mínimo de la categoría asignada (expresada en m^3 /día tomando días del mes igual a 30,41);
- iii) Valor Histórico Diario (VHD) de venta expresado en metros cúbicos estándar por día (Sm^3/d), determinado como la suma de los V_s en los últimos seis meses (incluido el facturado) dividido entre el número de días del período (6 meses), En caso que el Factor de Carga del cliente sea inferior a 70%, el VHD será igual al consumo máximo de un día en el período.

MDCL : Margen de Distribución por GNC o GNL, en caso corresponda.

- 3) Para las categorías tarifarias E, REF y GE se facturará de la siguiente manera:

$$FSD = (MCF * CC + MDF * CC) * FCC + (V_s - CC * ND) * MDV + V_s * MDCL \quad (c.3)$$

En caso ($V_s - CC * ND$) sea negativo se tomará como valor Cero.

Donde:

FSD : Facturación del Servicio de Distribución.

MCF : Margen de Comercialización Fijo.

MDF : Margen de Distribución Fijo.

MDV : Margen de Distribución Variable.

V_s : Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (Sm^3), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (Artículo 43° del Reglamento), calculado según la ecuación (a.3).

CC : Capacidad Contratada Diaria pactada por el consumidor en su contrato de suministro de distribución de gas natural.

FCC : Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada.

- i. En el caso exista un transportista por ductos se usarán las siguientes fórmulas:

CRD : Capacidad Reservada Diaria contratada con el Transportista,

Donde:

$$FCC = 1 / (CC/CRD) \quad (C.4)$$

Para cualquier categoría E, REF o GE, si CC/CRD es mayor a 1 entonces FCC = 1,0,

Para los clientes de las Categorías E y REF, si CC/CRD es menor a 0,80 entonces FCC = 1 / 0,80,

Para los clientes de las Categorías GE, si CC/CRD es menor a 0,71 entonces FCC = 1 / 0,71

- ii. En el caso no exista un transportista por ductos se usarán las siguientes fórmulas:

FCC : Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada será igual 1.

ND : Número de días de vigencia del contrato en el mes a facturar,

MDCL : Margen de Distribución por GNC o GNL, en caso corresponda.

- 4) Para la categoría tarifaria P se facturará de la siguiente manera:

$$FSD = V_s * MDV + V_s * MDCL$$

Donde:

FSD : Facturación del Servicio de Distribución.

MDV : Margen de Distribución Variable.

V_s : Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m^3), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (Artículo 43° del Reglamento), calculado según la ecuación (a.3).

MDCL : Margen de Distribución por GNC o GNL, en caso corresponda.

d) Información a incluirse en la facturación,

Las facturas deberán incluir, además de lo que establezcan las Leyes Aplicables, los valores utilizados y la información relacionada a las variables que conforman las fórmulas de facturación establecidas en el literal c) del presente Artículo, así como el monto facturado FG,

Las consideraciones relacionadas con los periodos de facturación, errores en mediciones y facturaciones, ajustes, moras, cortes e intereses moratorios, etc,, serán las que establezcan las Leyes Aplicables, Asimismo, se deberá incluir también, el tipo de usuario (libre o regulado) y la categoría tarifaria asignada al usuario,

Anexo N° 12

Información Estadística del INFOGAS - INEI

TRANSPORTE Y COMUNICACIONES

Compendio Estadístico Perú 2014

19.22 PARQUE AUTOMOTOR EN CIRCULACIÓN A NIVEL NACIONAL, SEGÚN
DEPARTAMENTO, 2005-2013
(Unidades)

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	1 440 017	1 473 530	1 534 303	1 640 970	1 732 834	1 849 690	1 979 865	2 137 837	2 223 092
Amazonas	2 020	2 103	2 168	2 218	2 292	2 390	2 407	2 400	2 351
Áncash	19 382	19 757	20 354	21 001	21 309	22 086	23 322	25 418	26 786
Apurímac	3 816	3 879	3 916	3 934	3 973	3 969	3 966	4 039	4 048
Arequipa	79 544	81 293	84 829	91 674	98 270	106 521	118 985	134 533	143 914
Ayacucho	3 919	3 969	4 153	5 404	5 572	5 716	5 784	5 941	5 950
Cajamarca	9 501	10 256	11 255	12 383	13 563	15 107	17 320	19 673	20 849
Cusco	35 705	36 204	37 592	39 688	42 175	45 090	48 491	53 675	57 222
Huancavelica	1 061	1 080	1 103	1 216	1 291	1 319	1 317	1 323	1 298
Huánuco	10 886	10 836	10 892	11 255	11 382	11 864	12 576	13 476	13 899
Ica	22 753	22 834	23 170	25 498	25 691	26 135	26 419	26 551	26 305
Junín	43 648	44 454	46 091	47 769	49 404	51 094	53 118	56 237	57 762
La Libertad	153 777	152 847	153 251	155 411	156 646	158 672	162 026	167 325	170 255
Lambayeque	38 263	38 744	39 930	41 920	43 689	45 881	49 440	53 902	56 412
Lima 1/	885 636	912 763	957 368	1 036 850	1 106 444	1 195 353	1 287 454	1 395 576	1 453 028
Loreto	5 286	5 215	5 154	5 132	5 089	5 089	5 211	5 313	5 372
Madre de Dios	819	827	870	913	941	986	1 027	1 062	1 099
Moquegua	9 622	10 394	11 418	12 202	12 692	13 348	14 003	14 608	14 772
Pasco	5 232	5 514	6 075	6 807	7 187	7 351	7 292	7 238	7 103
Piura	31 734	31 828	32 314	33 497	34 650	36 367	39 099	42 404	44 543
Puno	25 874	26 452	28 062	29 889	31 645	34 169	37 074	40 543	42 383
San Martín	10 156	10 033	9 969	9 917	9 977	10 151	10 418	10 926	11 082
Tacna	31 119	32 011	33 944	35 911	38 457	40 465	42 318	44 430	45 247
Tumbes	3 009	3 025	3 042	3 040	3 054	3 086	3 119	3 257	3 296
Ucayali	7 255	7 212	7 383	7 441	7 441	7 481	7 679	7 987	8 116

Nota: Información estimada, considera la información de baja anual.

1/ Incluye la Provincia Constitucional del Callao.

Fuente: Ministerio de Transportes y Comunicaciones - Oficina General de Planificación y Presupuesto.

Fuente: INEI

19.21 REGISTRO DE PROPIEDAD VEHICULAR A NIVEL NACIONAL, POR CLASE, 1989-2013

(Unidades)

Año	Total	Auto- móvil	Station wagon	Camio- neta pick up	Camio- neta rural	Camio- neta panel	Ómni- bus	Camión	Remol- cador	Remolque y semi- remolque
1989	612 249	328 638	44 152	100 388	30 964	8 728	20 612	67 566	5 036	6 165
1990	605 550	324 440	43 715	99 733	30 702	8 564	20 605	66 567	5 036	6 188
1991	623 947	333 730	45 331	102 823	33 524	8 751	21 239	66 612	5 472	6 465
1992	672 957	352 912	49 439	106 672	47 111	9 183	27 270	67 648	5 902	6 820
1993	707 437	367 461	51 187	111 001	55 595	9 516	30 625	68 357	6 414	7 281
1994	760 810	389 439	54 732	117 515	67 060	10 178	35 124	71 312	7 359	8 091
1995	862 589	441 005	64 761	126 102	81 844	10 876	41 003	79 046	8 950	9 002
1996	936 501	483 413	73 629	133 704	88 283	11 179	43 154	83 084	9 936	10 119
1997	985 746	512 869	82 956	137 165	89 940	12 147	43 506	85 869	10 452	10 842
1998	1 055 745	544 421	101 513	140 917	95 804	15 094	43 366	91 380	11 423	11 827
1999	1 114 191	565 821	118 712	142 819	101 342	18 040	44 192	97 259	12 630	13 376
2000	1 162 859	580 710	136 221	143 871	108 184	19 498	44 820	100 845	13 790	14 920
2001 a/	1 209 006	597 306	153 304	144 353	115 002	20 408	44 752	102 901	14 565	16 415
2002 b/	1 342 173	650 775	183 441	155 731	127 958	24 996	49 011	112 454	18 181	19 626
2003	1 461 878	695 362	211 205	170 106	138 330	27 321	51 939	122 133	20 371	25 111
2004	1 507 263	709 065	227 001	174 398	143 989	29 309	52 647	123 801	20 945	26 108
2005	1 613 694	747 731	248 318	188 142	156 030	31 847	55 685	133 021	21 669	31 251
2006	1 675 694	767 275	262 602	194 912	167 895	33 822	56 874	136 614	22 810	32 890
2007	1 766 178	794 550	280 308	206 323	184 972	36 012	58 662	143 569	25 844	35 938
2008	1 904 719	845 538	295 240	222 481	213 718	39 573	61 149	155 182	30 434	41 404
2009	2 030 320	890 075	313 060	235 908	241 228	42 034	64 018	166 461	32 611	44 925
2010	2 183 278	947 146	328 675	254 923	275 486	44 877	68 096	179 740	35 492	48 843
2011	2 616 637	1 111 911	383 811	306 991	354 743	51 861	82 747	220 517	44 325	59 731
2012	2 999 223	1 268 049	423 230	349 732	432 978	57 606	93 860	252 493	52 338	68 937
2013	3 279 552	1 385 225	449 243	382 306	489 863	62 007	98 986	276 015	58 522	77 385

a/ La serie hasta el año 2001 corresponde al Ministerio de Transportes y Comunicaciones.

b/ A partir del año 2002 la serie corresponde al registro de placas asignadas, efectuado por la Superintendencia Nacional de los Registros Públicos.

Fuente: Ministerio de Transportes y Comunicaciones.
Superintendencia Nacional de los Registros Públicos.

Fuente: INEI

**VEHÍCULOS POR UBIGEO Y TIPO DE VEHÍCULO
(2006-2014)**

Ubigeo / Tipo Vehículo	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
ANCASH								5	50	55
SANTA								5	50	55
CHIMBOTE								5	50	55
Automovil								4	49	53
Transporte Público								1		1
Trimovil (Mototaxi)									1	1
CALLAO		171	1,474	987	817	772	867	1,254	1,996	8,338
CALLAO		171	1,474	987	817	772	867	1,254	1,996	8,338
CALLAO		171	1,474	987	817	772	867	1,254	1,996	8,338
Automovil		171	1,474	983	807	771	754	971	1,916	7,847
Camion				3	1				23	27
Otros									1	1
Transporte Público				1	9	1		224	26	261
Trimovil (Mototaxi)							113	59	30	202
ICA						227	1,047	758	841	2,873
CHINCHA								112	311	423
CHINCHA ALTA								110	301	411
Automovil								106	290	396
Trimovil (Mototaxi)								4	11	15
CHINCHA BAJA									10	10
Automovil									10	10
GROCIO PRADO								2		2
Automovil								2		2
ICA						227	1,047	646	530	2,450
ICA						121	622	400	296	1,439
Automovil						121	619	385	295	1,420
Trimovil (Mototaxi)							3	15	1	19
LA TINGUIÑA						1	107	37		145
Automovil						1	107	37		145
PARCONA						105	317	209	234	865
Automovil						105	316	208	232	861
Trimovil (Mototaxi)							1	1	2	4
SUBTANJALLA							1			1
Automovil							1			1
LA LIBERTAD									2	2
TRUJILLO									2	2
TRUJILLO									2	2
Automovil									2	2
LAMBAYEQUE					319	283	81	217	760	1,660
CHICLAYO					319	283	81	217	760	1,660
CHICLAYO					173	209	75	216	754	1,427
Automovil					173	209	75	216	752	1,425
Otros									2	2
LA VICTORIA					146	74	6	1	6	233
Automovil					146	74	6	1	6	233
LIMA	5,371	17,578	32,998	23,264	21,480	21,533	23,623	17,079	22,245	185,171
HUAURA							328	440	167	935
HUACHO							28	115	49	192
Automovil							23	108	46	177
Camion									1	1
Trimovil (Mototaxi)							5	7	2	14
SANTA MARIA							300	325	118	743
Automovil							286	306	99	691
Transporte Público								2	2	4
Trimovil (Mototaxi)							14	17	17	48

Fuente: InfoGAS

**VEHÍCULOS POR UBIGEO Y TIPO DE VEHÍCULO
(2006-2014)**

Ubigeo / Tipo Vehículo	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
LIMA	5,371	17,578	32,998	23,264	21,480	21,533	23,295	16,639	22,078	184,236
ATE	434	831	1,214	818	927	627	1,015	684	931	7,481
Automovil	429	825	1,165	747	445	545	791	481	794	6,222
Camion	2						3	11	4	20
Otros					1		1	3	1	6
Transporte Público	3	6	49	71	481	82	220	189	132	1,233
BARRANCO	105	321	636	301	388	499	188	86	127	2,651
Automovil	104	321	631	299	385	498	188	81	124	2,631
Camion			1					2	3	6
Transporte Público	1		4	2	1	1		2		11
Trimovil (Mototaxi)					2			1		3
BREÑA	13	542	586	318	191	146	176	202	236	2,410
Automovil	13	542	583	318	191	146	176	200	231	2,400
Transporte Público			3							3
Trimovil (Mototaxi)								2	5	7
CHORRILLOS	1	1	529	429	201	351	514	337	452	2,815
Automovil	1	1	529	429	200	349	511	294	434	2,748
Camion								6	2	8
Transporte Público					1			21	8	30
Trimovil (Mototaxi)						2	3	16	8	29
COMAS		1	443	368	246	373	470	306	837	3,044
Automovil		1	443	368	246	372	470	302	833	3,035
Camion						1				1
Transporte Público								3	4	7
Trimovil (Mototaxi)								1		1
INDEPENDENCIA		166	950	483	457	616	943	819	1,110	5,544
Automovil		166	949	476	456	609	932	805	1,104	5,497
Camion				7	1	5				13
Transporte Público			1			2	11	13	6	33
Trimovil (Mototaxi)								1		1
JESUS MARIA				17	10	2	46	48	118	241
Automovil				17	10	2	46	48	116	239
Otros									1	1
Trimovil (Mototaxi)									1	1
LA MOLINA	92	139	118	71	30					450
Automovil	92	138	118	71	30					449
Trimovil (Mototaxi)		1								1
LA VICTORIA	384	4,615	7,694	5,169	6,644	5,838	3,994	2,386	3,099	39,823
Automovil	384	4,615	7,690	5,165	6,637	5,834	3,987	2,375	3,092	39,779
Camion					2	1			1	4
Otros						1			1	2
Transporte Público			4	4	5	2	7	11	5	38
LIMA	1,236	2,145	2,957	2,518	1,444	1,896	2,354	1,931	4,138	20,619
Automovil	1,227	2,114	2,921	2,512	1,423	1,626	1,681	1,188	2,915	17,607
Camion	2	6	4				10	41	150	213
Otros		1	9	2	3		1	6	10	32
Transporte Público	6	2	4	4	18	153	203	245	657	1,292
Trimovil (Mototaxi)	1	22	19			117	459	451	406	1,475
LINCE				8	79	141	78	32	139	477
Automovil				8	79	141	78	32	139	477
LOS OLIVOS	35	432	585	417	714	399	474	563	257	3,876
Automovil	35	428	457	318	635	399	471	562	254	3,559
Camion									1	1
Transporte Público			1							1
Trimovil (Mototaxi)		4	127	99	79		3	1	2	315
LURIGANCHO									13	13
Automovil									11	11
Trimovil (Mototaxi)									2	2
LURIN				122	30	326	606	323	132	1,539
Automovil				122	30	326	606	320	130	1,534
Transporte Público								3	1	4
Trimovil (Mototaxi)									1	1

Fuente: InfoGAS

VEHÍCULOS POR UBIGEO Y TIPO DE VEHÍCULO (2006-2014)

Ubigeo / Tipo Vehículo	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
MIRAFLORES	645	758	1,073	755	996	552	976	322	24	6,101
Automovil	645	756	1,069	755	996	552	976	320	24	6,093
Transporte Público		2	4					1		7
Trimovil (Mototaxi)								1		1
PACHACAMAC								1	54	55
Automovil								1	54	55
PUEBLO LIBRE	127	179	250	214	179	190	281	232	405	2,057
Automovil	127	179	250	214	179	190	280	218	385	2,022
Camion								1	1	2
Transporte Público							1	3	14	18
Trimovil (Mototaxi)								10	5	15
PUENTE PIEDRA				18	107	176	250	162	308	1,021
Automovil				18	107	176	250	162	306	1,019
Trimovil (Mototaxi)									2	2
SAN BORJA	2	14	18	8	72	29	138	76	7	364
Automovil	2	14	18	8	71	29	138	76	7	363
Transporte Público					1					1
SAN ISIDRO			34	13	6	2	9	3	2	69
Automovil			34	13	6	2	9	3	2	69
SAN JUAN DE LURIGANCHO	1	48	2,002	2,355	1,925	1,971	2,374	1,963	3,177	15,816
Automovil	1	48	1,975	2,267	1,912	1,957	2,346	1,878	3,095	15,479
Camion			1	1	2	3	1	1	12	21
Otros									2	2
Transporte Público			1	1	5	11	25	83	67	193
Trimovil (Mototaxi)			25	86	6		2	1	1	121
SAN JUAN DE MIRAFLORES	48	514	1,217	806	483	536	239	572	149	4,564
Automovil	48	368	502	319	246	481	223	555	112	2,854
Transporte Público			1		1		1		6	9
Trimovil (Mototaxi)		146	714	487	236	55	15	17	31	1,701
SAN LUIS	178	311	1,111	878	749	462	530	545	449	5,213
Automovil	178	309	1,097	872	579	391	459	481	441	4,807
Camion			1	6	5	21	1	8	3	45
Otros								1	2	3
Transporte Público		2	13		165	50	70	54	3	357
Trimovil (Mototaxi)								1		1
SAN MARTIN DE PORRES	6	927	1,997	1,231	952	1,006	1,106	942	1,582	9,749
Automovil	6	926	1,997	1,225	941	967	1,087	935	1,575	9,659
Camion		1				1				2
Otros								1		1
Transporte Público				1	6	37	15	4	5	68
Trimovil (Mototaxi)				5	5	1	4	2	2	19
SAN MIGUEL	222	1,496	2,433	2,128	2,147	2,620	3,442	1,642	1,033	17,163
Automovil	221	1,496	2,431	2,123	2,143	2,566	3,324	1,627	1,005	16,936
Camion					1			2	4	7
Transporte Público	1			5	1	7	5	1	3	23
Trimovil (Mototaxi)			2		2	47	113	12	21	197
SANTA ANITA	1	1	265	208	239	375	626	677	569	2,961
Automovil	1		187	177	199	333	545	456	562	2,460
Camion							1	31	1	33
Transporte Público					4	22	76	186	3	291
Trimovil (Mototaxi)		1	78	31	36	20	4	4	3	177
SANTIAGO DE SURCO	126	698	2,377	962	512	131	134	222	918	6,080
Automovil	126	698	2,375	962	506	127	105	215	918	6,032
Camion			1		3					4
Transporte Público			1		3	4	29	7		44
SURQUILLO	214	1,125	2,621	1,428	695	835	661	333	430	8,342
Automovil	213	1,124	2,620	1,426	687	835	655	333	429	8,322
Camion	1			2	2					5
Otros									1	1
Transporte Público					6		2			8
Trimovil (Mototaxi)		1	1				4			6
VILLA EL SALVADOR	1,501	2,314	1,888	1,203	974	1,307	1,544	1,158	1,282	13,171
Automovil	1,501	2,311	1,887	1,200	967	1,291	1,417	1,087	1,212	12,873
Camion		3	1	2	1		1		1	9
Otros									1	1
Transporte Público				1	4	15	114	34	34	202
Trimovil (Mototaxi)					2	1	12	37	34	86
VILLA MARIA DEL TRIUNFO				18	83	127	127	72	100	527
Automovil				18	83	127	127	72	100	527
PIURA					320	418	66	131	181	1,116
PIURA					320	418	66	131	181	1,116
CASTILLA					320	418	66	131	181	1,116
Automovil					320	418	66	131	181	1,116
TOTAL	5,371	17,749	34,472	24,251	22,936	23,233	25,684	19,444	26,075	199,215

Fuente: InfoGAS

VEHÍCULOS POR UBIGEO Y TIPO DE VEHÍCULO (2015)

Ubigeo / Tipo Vehículo	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	TOTAL
ANCASH	1											1
SANTA	1											1
CHIMBOTE	1											1
Automovil	1											1
Transporte Público												0
Trimovil (Mototaxi)												0
CALLAO	181	158	141	124	100	127	133	161	115	108	111	1,459
CALLAO	181	158	141	124	100	127	133	161	115	108	111	1,459
CALLAO	181	158	141	124	100	127	133	161	115	108	111	1,459
Automovil	181	158	138	124	100	127	131	158	114	105	103	1,439
Camion								2		1	7	10
Otros												0
Transporte Público							2				1	3
Trimovil (Mototaxi)			3					1	1	2		7
ICA	54	21	46	54	60	44	53	49	51	46	49	527
CHINCHA	11	4	13	16	18	5	11	14	9	12	10	123
CHINCHA ALTA	8	3	11	14	16	3	8	11	5	8	10	97
Automovil	8	3	11	14	16	3	8	11	5	8	10	97
Trimovil (Mototaxi)												0
CHINCHA BAJA	3	1	2	2	2	1	1	3	3	1		19
Automovil	3	1	2	2	2	1	1	3	3	1		19
GROCIO PRADO						1	2		1	3		7
Automovil						1	2		1	3		7
ICA	43	17	33	38	42	39	42	35	42	34	39	404
ICA	19	14	8	16	15	17	29	22	32	26	23	221
Automovil	19	14	8	16	15	17	28	21	32	25	23	218
Transporte Público							1	1				2
Trimovil (Mototaxi)										1		1
LA TINGUÑA												0
Automovil												0
PARCONA	24	3	25	22	27	22	13	13	10	8	16	183
Automovil	24	3	25	22	27	22	13	13	10	8	16	183
Trimovil (Mototaxi)												0
SUBTANJALLA												0
Automovil												0
LA LIBERTAD	1	1			2	12	11	29	14	17	19	106
TRUJILLO	1	1			2	12	11	29	14	17	19	106
TRUJILLO	1	1			2	12	11	29	14	17	19	106
Automovil	1	1			2	11	11	29	14	17	18	104
Otros											1	1
Transporte Público						1						1
LAMBAYEQUE	8	8	3	4	25	14	9	4	7			82
CHICLAYO	8	8	3	4	25	14	9	4	7			82
CHICLAYO	8	8	3	3	25	14	9	4	7			81
Automovil	8	8	3	3	25	14	9	4	7			81
Otros												0
LA VICTORIA				1								1
Automovil				1								1
LIMA	1,422	1,303	1,559	1,285	1,560	1,685	1,489	1,603	1,575	1,560	1,492	16,533
HUAURA	6	4	7	5	12	11	10	8	9	13	6	91
HUACHO	1		2	1	8	5	7	3	6	10	4	47
Automovil	1		2	1	8	4	6	2	6	9	4	43
Camion												0
Trimovil (Mototaxi)						1	1	1		1		4
SANTA MARIA	5	4	5	4	4	6	3	5	3	3	2	44
Automovil	4	4	5	4	4	6	1	4	3	3	2	40
Transporte Público												0
Trimovil (Mototaxi)	1						2	1				4

Fuente: InfoGAS

VEHÍCULOS POR UBIGEO Y TIPO DE VEHÍCULO (2015)

Ubigeo / Tipo Vehículo	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	TOTAL
LIMA	1,416	1,299	1,552	1,280	1,548	1,674	1,479	1,595	1,566	1,547	1,486	16,442
ATE	49	35	42	31	46	37	66	65	85	58	83	597
Automovil	45	31	41	31	42	30	58	64	57	47	80	526
Camion		3					2		1			6
Otros					1						3	4
Transporte Público	3	1	1		3	7	6	1	27	11		60
Trimovil (Mototaxi)	1											1
BARRANCO	5	3	3	9	37	49	16	29	28	39	45	263
Automovil	5	3	3	9	37	49	16	29	28	37	45	261
Camion										2		2
Transporte Público												0
Trimovil (Mototaxi)												0
BREÑA	14	10	17	9	13	17	8	5	10	10	2	115
Automovil	14	10	17	8	13	16	8	4	9	10	2	111
Transporte Público												0
Trimovil (Mototaxi)				1		1		1	1			4
CHORRILLOS	27	22	24	2	19	38	42	51	49	52	26	352
Automovil	26	21	24	2	19	38	40	51	49	51	24	345
Camion	1											1
Otros		1										1
Transporte Público							1				1	2
Trimovil (Mototaxi)							1			1	1	3
COMAS	62	56	75	63	79	92	83	60	82	94	80	826
Automovil	61	55	75	62	79	92	83	59	81	84	79	810
Camion								1				1
Transporte Público	1	1		1						9		12
Trimovil (Mototaxi)									1	1	1	3
INDEPENDENCIA	71	58	74	65	99	91	83	73	68	69	80	831
Automovil	71	57	72	64	99	91	82	70	68	69	78	821
Camion												0
Otros		1										1
Transporte Público			1	1			1	3			2	8
Trimovil (Mototaxi)			1									1
JESUS MARIA	4	7	9	5	10	6	11	5	7	12	8	84
Automovil	4	7	9	5	10	6	10	5	7	12	8	83
Otros												0
Trimovil (Mototaxi)							1					1
LA MOLINA												0
Automovil												0
Trimovil (Mototaxi)												0
LA VICTORIA	221	181	216	222	234	312	239	330	261	264	269	2,749
Automovil	218	181	215	221	234	311	238	329	260	260	267	2,734
Camion								1	1	2		4
Otros	1											1
Transporte Público	2		1	1		1	1			2	2	10
LIMA	319	265	388	252	279	268	214	201	212	168	186	2,752
Automovil	274	202	252	218	250	245	211	196	212	167	185	2,412
Camion	14	25	29	6	5	13				1		93
Otros			1									1
Transporte Público	1	9	64	12	9	1	3	5				104
Trimovil (Mototaxi)	30	29	42	16	15	9					1	142
LINCE	10	5					1					16
Automovil	10	5					1					16
LOS OLIVOS	17	10	28	16	20	15	31	18	25	22	20	222
Automovil	16	10	28	15	20	15	30	18	25	22	20	219
Camion												0
Transporte Público				1			1					2
Trimovil (Mototaxi)	1											1
LURIGANCHO	6	4	10	15	6	21	17	8	15	17	18	137
Automovil	6	4	10	14	5	21	14	8	15	16	16	129
Transporte Público				1								1
Trimovil (Mototaxi)					1		3			1	2	7
LURIN	16	11	8	9	12	10	11	12	7	20	9	125
Automovil	16	11	6	9	12	10	11	11	6	17	7	116
Transporte Público			2							1	1	4
Trimovil (Mototaxi)								1	1	2	1	5

Fuente: InfoGAS

VEHÍCULOS POR UBIGEO Y TIPO DE VEHÍCULO (2015)

Ubigeo / Tipo Vehículo	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	TOTAL
MIRAFLORES	3						1					4
Automovil	3						1					4
Transporte Público												0
Trimovil (Mototaxi)												0
PACHACAMAC	3	3	1		4	6	6	6	7	2	3	43
Automovil	3	3	1		4	6	6	6	7	2	3	43
PUEBLO LIBRE	17	11	20	34	32	13	18	31	17	21	14	228
Automovil	17	11	19	33	32	13	17	31	17	21	13	224
Camion												0
Transporte Público			1	1								2
Trimovil (Mototaxi)							1				1	2
PUEBLO PIEDRA	15	10	13	16	26	19	20	32	20	43	30	246
Automovil	15	10	13	15	22	18	20	32	18	43	29	235
Transporte Público					1							1
Trimovil (Mototaxi)				1	3	1			2	2	1	10
SAN BORJA								1	1			2
Automovil								1	1			2
Transporte Público												0
SAN ISIDRO												0
Automovil												0
SAN JUAN DE LURIGANCHO	197	193	213	230	226	220	209	274	243	227	223	2,435
Automovil	192	186	211	227	224	215	207	268	235	224	214	2,403
Camion		2							1		2	3
Otros											1	1
Transporte Público	4	3	2	2	2	3	2	4	3	2	3	34
Trimovil (Mototaxi)	1			1		2		2	2	1	3	12
SAN JUAN DE MIRAFLORES	6	3	8	15	13	16	17	29	23	10	17	159
Automovil	5	3	8	14	12	11	12	17	14	4	8	110
Transporte Público	1											1
Trimovil (Mototaxi)				1	1	3	3	12	9	6	9	48
SAN LUIS	27	12	27	14	19	43	13	14	24	31	13	237
Automovil	27	10	26	14	18	32	12	12	21	28	13	213
Camion			1			3	1	1		1		9
Otros									1			1
Transporte Público		1			1	6		1	2	2		13
Trimovil (Mototaxi)		1										1
SAN MARTIN DE PORRES	30	32	48	45	39	63	33	45	46	37	36	354
Automovil	30	31	48	44	37	61	32	43	46	36	36	344
Camion												0
Otros				1								1
Transporte Público		1				1		2				4
Trimovil (Mototaxi)					2	1	1			1		5
SAN MIGUEL	64	63	33	42	33	73	38	38	33	31	39	607
Automovil	62	61	33	41	32	69	36	36	31	49	36	586
Camion										1		1
Transporte Público		2					1					3
Trimovil (Mototaxi)	2			1	1	4	1	2	2	1	3	17
SANTA ANITA	24	32	29	33	42	46	30	44	45	39	38	442
Automovil	24	32	27	32	40	46	48	41	43	34	36	423
Camion				1				2	1	1	1	6
Transporte Público							1	1	1	2		5
Trimovil (Mototaxi)			2		2		1			2	1	8
SANTIAGO DE SURCO	87	33	34	29	15	7	11	11	12	8	2	269
Automovil	87	33	34	29	15	7	11	11	12	8	2	269
Camion												0
Transporte Público												0
SURQUILLO	26	43	34	32	46	39	60	44	52	37	33	466
Automovil	26	43	34	32	46	39	60	44	52	36	32	464
Camion												0
Otros												0
Transporte Público										1	1	2
Trimovil (Mototaxi)												0
VILLA EL SALVADOR	64	163	169	83	147	140	131	140	164	164	180	1,345
Automovil	64	162	168	83	146	140	126	137	153	158	171	1,310
Camion					1						1	2
Transporte Público		1	1						2			4
Trimovil (Mototaxi)							3	3	7	6	8	29
VILLA MARIA DEL TRIUNFO	12	10	9	9	12	13	10	9	10	10	10	114
Automovil	12	10	9	9	12	13	10	9	10	10	10	114
PIURA	2		5	5	3	1	7	1	2	3	1	30
PIURA	2		5	5	3	1	7	1	2	3	1	30
CASTILLA	2		3	3	3	1	7	1	2	3	1	30
Automovil	2		3	3	3	1	7	1	2	3	1	30
TOTAL	1,669	1,491	1,754	1,472	1,750	1,883	1,702	1,847	1,764	1,734	1,672	18,738

Fuente: InfoGAS

Anexo N° 13

Informe Técnico Externo
