
Determinación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Ica para el Periodo 2022-2026

Fecha de elaboración: 07 de junio de 2022

Elaborado:

Jorge Sanchez
Rodrigo Carrillo
Michael Moleros
Ricardo Pando
Andres Estrella
Eduardo Torres

Revisado y aprobado por
[mrevolo]

Determinación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Ica para el Periodo 2022-2026

Fecha de elaboración: 07 de junio de 2022

Índice

RESUMEN EJECUTIVO.....	5
1 OBJETIVOS.....	13
2 ANTECEDENTES	13
2.1 ANTECEDENTES LEGALES	13
2.2 ETAPAS Y ANTECEDENTES DEL PROCESO REGULATORIO	14
3 METODOLOGÍA Y CRITERIOS GENERALES	17
3.1 MARCO NORMATIVO	17
3.1.1 <i>Análisis legal sobre el término del periodo de tarifas iniciales e inicio del primer periodo regulatorio.....</i>	<i>18</i>
3.1.2 <i>Reconocimiento de la infraestructura de la concesión.....</i>	<i>18</i>
3.2 SOBRE EL NIVEL DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL Y DISEÑO TARIFARIO	19
3.3 DETERMINACIÓN DEL COSTO MEDIO	20
3.3.1 <i>Determinación de la Demanda</i>	<i>21</i>
3.3.2 <i>Tipo de Cambio a utilizarse</i>	<i>21</i>
3.3.3 <i>Determinación de los Costos de Inversión (CAPEX).....</i>	<i>21</i>
3.3.4 <i>Determinación de los Costos de Explotación</i>	<i>22</i>
3.4 DETERMINACIÓN DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA	23
3.4.1 <i>Criterios para el diseño tarifario</i>	<i>23</i>
3.4.2 <i>Métodos de asignación tarifaria por Categoría Tarifaria.....</i>	<i>23</i>
3.4.3 <i>Metodología del diseño tarifario.....</i>	<i>24</i>
3.5 DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS COMPLEMENTARIOS	26
4 TARIFA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS.....	26
4.1 CATEGORÍAS TARIFARIAS	27
4.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	28
4.2.1 <i>Categorías A (A1 y A2) y B.....</i>	<i>30</i>
4.2.2 <i>Categorías C, D y E.....</i>	<i>32</i>
4.2.3 <i>Categoría GNV.....</i>	<i>35</i>
4.2.4 <i>Categoría Pesca.....</i>	<i>36</i>
4.2.5 <i>Categoría Instituciones Públicas (IP).....</i>	<i>37</i>
4.2.6 <i>Categoría Generadores Eléctricos (GE)</i>	<i>38</i>
4.3 VALORIZACIÓN DE LAS INVERSIONES	39
4.3.1 <i>Costos Unitarios.....</i>	<i>39</i>
4.3.2 <i>Reconocimiento de la infraestructura del sistema de distribución</i>	<i>40</i>
4.3.3 <i>Metrados del sistema de distribución</i>	<i>45</i>
4.3.4 <i>Valorización del sistema de distribución</i>	<i>48</i>
4.3.5 <i>Anualidad de la Inversión de la infraestructura reconocida</i>	<i>49</i>
4.4 COSTOS DE EXPLOTACIÓN	50
4.4.1 <i>Costos Directos</i>	<i>50</i>
4.4.2 <i>Costos Indirectos.....</i>	<i>52</i>
4.4.3 <i>Otros costos de operación y mantenimiento.....</i>	<i>52</i>
4.4.4 <i>Costos Totales de Explotación (OPEX).....</i>	<i>53</i>
4.4.5 <i>Gastos de Promoción</i>	<i>54</i>
4.5 CALCULO DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN	55
4.5.1 <i>Tarifa media de Distribución del modelo tarifario.....</i>	<i>55</i>
4.5.2 <i>Diseño tarifario.....</i>	<i>56</i>
4.5.3 <i>Porcentaje de la Tarifa de Distribución destinado a los ingresos del mecanismo de promoción.....</i>	<i>58</i>
4.5.4 <i>Resultados Tarifarios</i>	<i>59</i>
4.5.5 <i>Impacto en los precios finales a los usuarios.....</i>	<i>60</i>
4.5.6 <i>Verificación de la Competitividad de las tarifas</i>	<i>61</i>
4.5.7 <i>Ingresos estimados con las tarifas propuestas.....</i>	<i>62</i>

5	FACTORES DE ACTUALIZACIÓN Y PROCEDIMIENTO DE AJUSTE.....	62
6	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL	65
7	CARGOS TARIFARIOS COMPLEMENTARIOS.....	67
7.1	CARGOS POR INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE LA INSTALACIÓN INTERNA PARA CONSUMIDORES MAYORES A 300 M ³ /MES.....	68
7.2	CARGOS POR CORTE Y RECONEXIÓN	68
7.3	TOPES MÁXIMOS DE ACOMETIDA PARA CONSUMIDORES CON CONSUMOS MENORES O IGUALES A 300 M ³ /MES.....	69
7.4	DERECHO DE CONEXIÓN Y FACTOR K	70
	ANEXO N° 1 LISTA DE COSTOS UNITARIOS 2021.....	71
	ANEXO N° 2 PLANO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES (RECONOCIDAS) Y PROYECTADAS PARA EL PERIODO 2022-2026	76
	ANEXO N° 3 INFORME “ANÁLISIS DEMANDA A CONSIDERAR EN APLICACIÓN ARTÍCULO 107 DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN”.....	83
	ANEXO N° 4 INFORME “ANÁLISIS DE PROPUESTA TARIFARIA DE GAS NATURAL PERIODO 2022 – 2026” DEL CONSULTOR	109

Resumen Ejecutivo

El 29 de setiembre de 2021, la empresa concesionaria de distribución Gas Natural del departamento de Ica, Contugas S.A.C. (en adelante “Contugas”), presentó a Osinergmin su propuesta de Tarifa de Distribución (en adelante “TD”), dando inicio al proceso de fijación tarifaria correspondiente al periodo 2022 – 2026.

Mediante Oficio N° 991-2021-GRT del 29 de octubre de 2021, Osinergmin remitió el Informe N° 700-2022-GRT, en el cual se detallan las observaciones efectuadas por Osinergmin a la Propuesta de la Tarifa de Distribución de Gas Natural presentada por Contugas. Adicionalmente, se recibieron comentarios de tres (03) interesados, los mismos que fueron trasladados a Contugas mediante Oficio N° 993-2021-GRT del 29 de octubre de 2021.

Posteriormente, con Carta N° GRL-0183-2021 recibida el 30 de noviembre de 2021, Contugas presentó su Propuesta Tarifaria actualizada, en atención a las observaciones planteadas por Osinergmin mediante el Informe N° 700-2021-GRT y a los comentarios de los interesados.

Mediante Resolución N° 028-2022-OS/CD se dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija la Tarifa de Distribución del periodo 2022-2026, aprueba el PQI, el Plan de Promoción, y los demás conceptos que establece el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “Reglamento de Distribución”).

Además, en la Resolución N° 028-2022-OS/CD se otorgó un plazo para la recepción de las opiniones y sugerencias al proyecto de resolución tarifaria, habiéndose recibido dentro del plazo señalado, los comentarios de seis (6) interesados, los cuales han sido debidamente analizados, habiéndose acogido, en la resolución tarifaria materia de aprobación, aquellos que contribuyen con los objetivos de la regulación tarifaria.

Luego de la etapa de publicación, los interesados: (i) Corporación Aceros Arequipa S.A., (ii) Contugas S.A.C. y (iii) Sr. Jhona J. Amado, presentaron sus Recursos de Reconsideración. Asimismo, el 10 de mayo se efectuó la Audiencia Pública Virtual en la que los interesados presentaron y sustentaron sus Recursos de Reconsideración interpuestos.

El análisis de los Recursos de Reconsideración presentados por los interesados es materia del presente informe a efectos de incorporar aquellos comentarios y sugerencias que hayan sido aceptados luego del análisis en el presente proceso de fijación de la Tarifa de Distribución y de los Cargos Tarifarios Complementarios, Plan Quinquenal de Inversiones y Plan de Promoción.

Corresponde a Osinergmin resolver los Recursos de Reconsideración de la Tarifa de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Ica, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de fijación tarifaria aprobado mediante la Resolución N° 080-2012-OS/CD.

Por lo expuesto, en el presente informe se desarrolla la metodología y los criterios principales utilizados para la determinación de la Tarifa de Distribución, el Plan Quinquenal de Inversiones, el Plan de Promoción y Cargos Tarifarios Complementarios a ser considerados en la regulación tarifaria de la Concesión del departamento de Ica para el periodo 2022-2026, al cual se incorpora aquellos comentarios y sugerencias que hayan sido fundados y fundados en parte luego del análisis de los Recursos de Reconsideración interpuestos por los interesados.

Cabe señalar que esta es la primera regulación tarifaria que realiza Osinergmin a la Concesión de Distribución de Gas Natural del departamento de Ica, cuyo periodo de tarifas iniciales finaliza

el 30 de abril de 2022, dando lugar al inicio del primer periodo regulatorio a partir del 1 de mayo de 2022 que culmina el 30 de abril de 2026.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para el periodo regulatorio 2022-2026.

Categorías Tarifarias

En relación a las Categorías Tarifarias aplicables a los clientes finales, se han diseñado tomando en consideración los niveles de consumo y considerando cuatro (04) categorías especiales.

Categorías Tarifarias	
Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 10 000 Sm ³ /mes
C	Desde 10 001 hasta 100 000 Sm ³ /mes
D	Desde 100 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes
E1	Desde 900 001 hasta 2 700 000 Sm ³ /mes
E2	Consumidor con consumo mayor a 2 700 000 Sm ³ /mes
Categorías especiales (independiente del consumo mensual)	
IP	Para Instituciones Públicas, tales como hospitales, centro de salud, instituciones educativas, entre otros
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular
Pesca	Clientes del tipo estacional durante el año
GE	Para generadores de electricidad

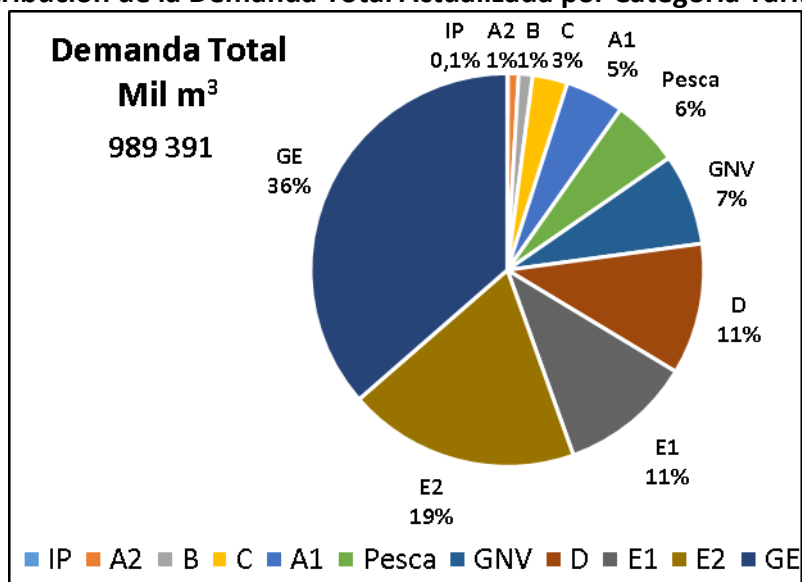
Demanda de distribución de gas natural

Para el presente proceso regulatorio la demanda actualizada que se toma de base para el cálculo tarifario es de 989 millones de m³. Asimismo, cabe señalar que, la demanda proyectada a valores corrientes asciende a 1 236 millones de m³, tal como se detalla en la siguiente tabla.

Proyección de la demanda de distribución de gas natural							
Categoría	Demanda actualizada		Demanda Proyectada				
	Miles m³		Miles m³				
	Total	%	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
A1	47 592	5%	13 136	14 357	15 481	16 958	59 933
A2	8 562	1%	2 621	2 653	2 685	2 712	10 671
B	11 358	1%	2 636	3 294	3 957	4 619	14 507
C	28 584	3%	7 120	8 491	9 724	10 954	36 289
D	106 759	11%	31 970	33 037	33 787	34 535	133 329
E1	107 844	11%	33 550	33 550	33 550	33 550	134 200
E2	188 469	19%	55 545	57 823	60 136	62 300	235 804
IP	612	0,1%	186	192	192	192	762
GNV	74 185	7%	18 388	21 811	25 296	28 775	94 271
Pesca	55 182	6%	16 935	17 105	17 276	17 449	68 765
GE	360 244	36%	112 071	112 071	112 071	112 071	448 284
Total	989 391	100%	294 160	304 385	314 155	324 116	1 236 815

En cuanto a la participación por Categorías Tarifarias, los Generadores Eléctricos (GE) concentran el 36%, la categoría E1 y E2 (clientes independientes industriales) el 30%; las categorías industriales regulados (C, D y Pesca) el 20%; el gas natural vehicular (GNV) el 7%; los clientes residenciales (A1) el 5%, finalmente los pequeños comercios e instituciones públicas (A2, B e IP) el 2%. Ver gráfico siguiente.

Distribución de la Demanda Total Actualizada por Categoría Tarifaria



Costos de inversión

Respecto a la inversión para el periodo regulatorio 2022-2026, se proyecta la instalación de 128 kilómetros de gasoductos de polietileno. Se debe tener en cuenta que el metrado indicado contiene las redes de distribución del Plan Quinquenal de Inversiones propuesto por el Concesionario.

Para la determinación del costo de inversión se ha evaluado la magnitud de la infraestructura existente relacionada con los niveles de demanda y necesidades de la concesión. Para ello, se identificó la infraestructura que se encontraría sobredimensionada y no utilizada.

En aplicación del Reglamento de Distribución se ha procedido con la adaptación de la infraestructura existente, para lo cual se ha utilizado un software de modelamiento de redes de distribución para obtener el diseño más eficiente para coberturar la demanda de la concesión. Asimismo, se ha adicionado la infraestructura proyectada en el Plan Quinquenal de Inversiones y finalmente se ha retirado del inventario la infraestructura existente que no está siendo utilizada.

De acuerdo a lo antes señalado, la infraestructura existente de la concesión reconocida para fines regulatorios del periodo 2022-2026 comprende un total de 335 kilómetros de gasoductos de acero y 1 385 kilómetros de gasoductos de polietileno. Como resultado de la valorización, el monto de las inversiones que se reconocerán son las siguientes:

- Las inversiones existentes reportadas hasta el 30 de abril de 2022, calculadas como VNR reconocido asciende a USD 192,94 millones de dólares americanos.

- Las inversiones proyectadas del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 ascienden a USD 13,12 millones de dólares americanos. Las inversiones que se consideran para la base tarifaria 2022 – 2025 asciende a USD 12,01 millones de dólares americanos.

En resumen, se tiene que el valor presente de las anualidades del costo de la inversión total acumulada para el presente periodo regulatorio, resulta USD 80,33 millones de dólares americanos.

Costos de explotación

Los costos de explotación determinados de acuerdo a la metodología de Empresa Modelo Eficiente, resulta en promedio un monto anual que asciende a los USD 9,97 millones de dólares americanos. Adicionalmente, de acuerdo al Reglamento de Distribución este valor se le descuenta los ingresos por el cobro del Derecho de Conexión proyectados para el periodo regulatorio 2022-2026 que ascienden en los 4 años a USD 1,58 millones de dólares americanos. El valor presente de los costos de explotación resulta USD 30,44 millones de dólares americanos.

Gastos de Promoción para la conexión de clientes residenciales

El Gasto de Promoción para la conexión de clientes residenciales proyecta un monto total nominal que asciende a USD 4,12 millones de dólares americanos, lo que equivale a un monto promedio anual de USD 1,03 millones de dólares americanos. Dicho monto resulta de considerar la conexión de 30 055 usuarios beneficiarios y un Descuento de Promoción de USD 136,96 por usuario que comprende la cobertura del costo de la Acometida y el Derecho de Conexión. El valor presente del Gasto de Promoción asciende a USD 3,39 millones de dólares americanos.

Tarifa de Distribución

En base a los conceptos anteriores, se determina el Costo de Servicio y la Tarifa Media de Distribución para el Periodo Regulatorio 2022-2026 según el siguiente detalle:

Tarifas Medias de Distribución

Ítem	Unidad	Valor
Costos de Inversión (CAPEX)	Miles USD	80 334
Costos de Explotación (OPEX) (*)	Miles USD	30 439
Gastos de Promoción	Miles USD	3 391
Costo de servicio	Miles USD	114 164
Demanda	Miles m ³	989 391
TARIFA MEDIA	USD/Mil m³	115,39

*Incluye el descuento por Derecho de Conexión que asciende a 1 582 Miles USD.

Tarifa Medias por Categorías

Posteriormente, se obtienen las tarifas medias por cada Categoría Tarifaria:

Tarifas Medias de Distribución por Categorías Tarifarias

Categorías Tarifarias	Consumo Promedio Mensual (m³/Ciente)	TUD Media (USD/Mm³)
A1	13,46	324,88
A2	45,94	287,80
B	1 318,79	220,75
C	33 682,94	140,46
D	461 284,61	123,79
E1	1 397 914,72	100,24
E2	4 886 011,37	86,58
Categorías Especiales		
IP	164,01	140,46
GNV	137 373,95	139,52
Pesca	158 953,85	137,52
GE	1 867 849,78	87,02

A partir de las tarifas medias presentadas en el cuadro anterior se han calculado los márgenes de distribución y comercialización para cada Categoría Tarifaria. Estos resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Tarifas de Distribución (TD) Periodo 2022-2026

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm³/Ciente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		USD/mes	USD/(Sm³/d)-mes	USD/(Sm³/d)-mes	USD/Mil Sm³
A1	0 m³ - 30 m³	0,60			280,51
A2	31 m³ - 300 m³	0,60			274,79
B	301 m³ - 10 000 m³	7,55			215,02
C	10 001 m³ - 100 000 m³		0,0737	0,4917	121,88
D	100 001 m³ - 900 000 m³		0,0278	0,4370	108,51
E1	900 001 m³ - 2 700 000 m³		0,4470	2,6020	100,24
E2	2 700 001 m³ a más		0,3940	2,2396	86,58
Categorías Especiales					
IP	Instituciones Públicas		0,0737	0,4917	121,88
GNV	Especial GNV		0,0727	0,4847	121,19
Pesca	Industria Pesquera				137,52
GE	Generador Eléctrico		0,3960	2,2508	87,02

Impacto de las tarifas a cliente final

Se ha realizado la evaluación del impacto de las tarifas propuestas para el periodo tarifario 2022 – 2026 respecto de las tarifas vigentes aplicadas en la concesión de Ica, obteniéndose variaciones entre -5,58% y 5,82%. Cabe señalar que las tarifas vigentes corresponden Resolución N° 047-2022-OS/CD. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Impacto en los precios finales del gas natural a los usuarios

Categoría Tarifaria	Precio Final Propuesto USD/MMBTU	Precio Final Vigente USD/MMBTU	Variación %
A1	11,24	11,17	0,60%
A2	10,26	10,23	0,24%
B	8,80	9,23	-4,71%
C	6,67	6,64	0,46%
D	6,23	6,25	-0,27%
E1	5,61	5,56	0,92%
E2	5,25	5,56	-5,58%
Categorías Especiales			
IP	6,67	6,64	0,46%
GNV	6,65	6,72	-1,05%
Pesca	6,59	6,67	-1,13%
GE	5,26	4,97	5,82%

Análisis de la Competitividad

Finalmente, los resultados de competitividad de los precios finales de gas natural frente a los precios de los combustibles sustitutos por categorías tarifarias, presentan valores de ahorro que oscilan entre 46,36% y 67,15%, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Competitividad del Gas Natural según Porcentaje de Ahorro

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto USD/MMBTU	Ahorro respecto al sustituto	
	Combustible	USD/MMBTU		USD/MMBTU	%
A1	GLP	22,50	11,24	11,27	50,06%
A2	GLP	21,38	10,26	11,12	52,02%
B	GLP granel	20,31	8,80	11,51	56,69%
C	Residual	16,82	6,67	10,15	60,33%
D	Residual	16,50	6,23	10,27	62,24%
E1	Residual	14,89	6,23	8,66	58,15%
E2	Residual	14,59	5,25	9,34	64,04%
Categorías Especiales					
IP	GLP granel	20,31	6,67	13,64	67,15%
GNV	GLP vehicular*	12,39	6,65	5,75	46,36%
Pesca	Residual	14,89	6,59	8,30	55,71%
GE	Residual**	14,89	5,26	9,63	64,68%

* Para el GNV el ahorro calculado se ha descontado el margen de la estación del GNV al precio del sustituto (4,80 USD/MMBTU).

** Precio sin ISC.

Cargos Tarifarios Complementarios

Los Cargos Tarifarios Complementarios han sido determinados teniendo en cuenta la información técnica sobre el tema de los procesos regulatorios anteriores y el último estudio de tiempos y movimiento realizado para la Gerencia de Regulación Tarifaria, que consideran la revisión y el análisis de la consistencia de las actividades y rendimientos involucrados para el desarrollo eficiente del conjunto de acciones que representa cada cargo. Los resultados que se proponen en la presente regulación son los siguientes:

**Propuesta de cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la
Instalación Interna para Consumidores Mayores a 300 m³/mes**

Cargo	Cientes Comerciales USD	Cientes Industriales y GNV USD
Inspección	36,89	55,70
Supervisión	47,84	97,37
Habilitación	61,71	252,15
Total	146,44	405,22

Propuesta de Cargos por Corte

Tipo	Descripción	Categoría	USD
I	Cierre del servicio	A	4,07
		B y IP	4,07
		C y GNV	66,38
		D y Pesca	66,38
II	Retiro de los componentes de la Acometida	A	6,10
		B y IP	6,10
		C y GNV	82,46
		D y Pesca	82,46
III	Corte del servicio	A	113,99
		B y IP	116,64
		C y GNV Acero	195,96
		C y GNV Polietileno	122,87
		D y Pesca Acero	195,96
		D y Pesca Polietileno	122,87

Propuesta de Cargos por Reconexión

Tipo	Descripción	Categoría	USD
I	Reconexión por cierre del servicio	A	4,77
		B y IP	4,77
		C y GNV	36,84
		D y Pesca	36,84
II	Reconexión de los componentes de la acometida	A	10,66
		B y IP	10,66
		C y GNV	
		D y Pesca	
III	Reconexión por corte del servicio	A	122,75
		B y IP	122,75
		C y GNV Acero	166,71
		C y GNV Polietileno	139,63
		D y Pesca Acero	166,71
		D y Pesca Polietileno	139,63

Propuesta de Topes Máximos de Acometida para Consumidores con Consumos Menores o iguales a 300 m³/mes

Tipo de Medidor	Tope Máximo de Acometida en gabinete de uso individual o compartido (USD/Acometida)			
	Uso Individual	Uso Compartido ^(*)		
		Doble	Triple	Cuádruple
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	79,56	65,98	60,06	56,47
G4 (6 Sm ³ /h)	94,76	81,18	75,26	71,67
G6 (10 Sm ³ /h)	227,45			

Nota: No se incluye obras civiles para instalación ni gabinete.

(*): los montos señalados corresponden al pago por cada usuario compartido.

Propuesta de Cargos por Derechos de Conexión y Factores K

Categoría	Derecho de Conexión (USD/m ³ -día)	Factor K
A1 y A2	108,35	9
B	5,27	3
C	2,86	3
D	3,34	3
E1 y E2	1,25	3
Categorías Especiales		
IP	2,86	3
GNV	8,70	3
Pesca	4,62	3
GE	1,53	3

Nota:

- Para las categorías A1 y A2 se considera un consumo promedio mensual de 0,5263 m³/d.

1 Objetivos

Los objetivos del presente informe son:

- Determinar la Tarifa de Distribución (en adelante “TD”) por Categorías Tarifarias de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del departamento de Ica para el periodo 2022-2026.
- Determinar los Cargos Tarifarios Complementarios de Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas; Topes Máximos de Acometida para Consumidores Menores a 300 m³/mes; Corte y Reconexión; y, Derechos de Conexión y Factor K.
- Proponer el Plan Quinquenal de Inversiones a ser aprobado para el periodo 2022-2026.
- Proponer el Plan de Conexión de Clientes Residenciales con Costos de Promoción a ser aprobado para el periodo 2022-2026.

2 Antecedentes

2.1 Antecedentes Legales

- Con fecha 22 de octubre de 2008, se publicó la Resolución Suprema N° 046-2008-EM mediante la cual se otorgó la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, y aprobó su respectivo Contrato de Concesión. Dicho sistema es operado actualmente por la empresa Contugas S.A.C. (en adelante “Contugas”).
- De acuerdo con el numeral 14.1 de la Cláusula 14 del Contrato BOOT, el plazo de vigencia de las tarifas y cargos iniciales es de ocho (8) años contado a partir de la Puesta en Operación Comercial (POC), siendo que, para la primera y siguientes revisiones tarifarias, la Sociedad Concesionaria iniciará ante Osinergmin el procedimiento regulatorio respectivo, con la antelación, los requisitos y estudios requeridos por las Leyes Aplicables y Osinergmin.
- Además, según el numeral 7.2 de la Cláusula 7 de dicho Contrato, la POC es la fecha en que se suscribe el Acta de Pruebas, la cual fue efectuada el 30 de abril de 2014.
- 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 “Reglamento de Distribución”).
- De conformidad con el artículo 121 del Reglamento de Distribución, la tarifa inicial y su plazo de vigencia, serán los establecidos en el Contrato, siendo el plazo de vigencia máximo de ocho años, contado a partir de la POC. Además, precisa que, la primera regulación tarifaria que efectúe el Osinergmin se llevará a cabo al término del plazo indicado, y que las tarifas revisadas tendrán una vigencia de cuatro años.

- En tal sentido, la TD a ser aprobada será aplicable para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2022 y el 30 de abril de 2026.
- El artículo 63c del Reglamento de Distribución, establece que el Concesionario está obligado a definir su Plan Quinquenal de Inversiones (en adelante “PQI”) atendiendo a criterios de elaboración y un contenido mínimo; asimismo, se establece que la fecha de presentación de dicho Plan será en un plazo no menor de tres meses antes del inicio del proceso de regulación de tarifas.
- Asimismo, dicho Reglamento señala que, dentro del proceso de fijación de tarifas, Osinergmin además debe aprobar el PQI de acuerdo al literal d) de su artículo 63c y el Plan de Conexiones Residenciales a Beneficiarse con los Gastos de Promoción conforme a su artículo 112a.
- Mediante Resolución N° 659-2008-OS/CD y sus modificatorias, Osinergmin aprobó el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural” (en adelante “Norma de Estudios Tarifarios”), el cual establece que el Concesionario debe presentar a Osinergmin, dentro de su propuesta tarifaria, el PQI con el respectivo pronunciamiento de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante “DGH”).
- Mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma para la fijación de precios regulados, en cuyo Anexo C.2 se encuentra el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento Corte y Reconexión” (en adelante “Procedimiento”), con la finalidad de establecer las etapas y plazos aplicables al procedimiento regulatorio de la Tarifa de Distribución.

2.2 Etapas y Antecedentes del Proceso Regulatorio

- **Sobre la presentación de la propuesta del Plan Quinquenal de Inversiones**
 - Mediante Carta N° GRL-0125-2021 recibida el 2 de julio de 2021, con Registro GRT N° 6295-2021, Contugas remitió a Osinergmin copia de su propuesta de PQI para el periodo 2022-2026 presentada a la Dirección General de Hidrocarburos del Minem, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 63c del Reglamento de Distribución.
 - Mediante Oficio N° 696-2021-GRT notificado el 7 de julio de 2021, Osinergmin solicitó a Contugas cargar la información de su propuesta de PQI en el Portal de Remisión de Información Energética - PRIE.
 - Mediante Oficio N° 760-2021-GRT notificado el 27 de julio de 2021, Osinergmin remitió al Minem el Informe Técnico Legal N° 541-2021-GRT que contiene el pronunciamiento de este Organismo respecto del cumplimiento de los criterios y contenido mínimo de la propuesta de PQI presentado por Contugas para el periodo 2022-2026, de acuerdo con los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.
 - Con Oficio N° 1419-2021-MINEM/DGH del 2 de agosto de 2021, el Minem remitió a Osinergmin y a Contugas el Informe Técnico Legal N° 0193-2021-MINEM/DGH-DGGN-

DNH, sobre la concordancia de la propuesta del PQI con la Política Energética, concluyendo que dicha propuesta no responde al cumplimiento efectivo de la Política Energética Nacional.

- Mediante Oficio N° 788-2021-GRT notificado el 5 de agosto de 2021, Osinergmin solicitó a Contugas que en el plazo máximo de treinta (30) días calendario remita a este Organismo una propuesta de PQI que cuente con el pronunciamiento favorable de la DGH sobre la conformidad de dicha propuesta con la Política Energética vigente y que absuelva las observaciones realizadas mediante Informe Técnico Legal N° 541-2021-GRT.
- Con Carta N° GRL-0161-2021, recibida el 9 de septiembre de 2021, Contugas da respuesta a los Oficios N° 1419-2021-MINEM/DGH y N° 760-2021-GRT, adjuntando una nueva propuesta de PQI para el periodo 2022-2026. Dicha propuesta no es acompañada del informe del Minem sobre la concordancia del PQI con la política energética vigente.
- En relación a dicha nueva propuesta de PQI, mediante Oficio N° 901-2021-GRT notificado el 23 de setiembre de 2021, Osinergmin remitió al Minem el Informe Técnico Legal N° 607-2021-GRT, respecto del cumplimiento de los criterios y contenido mínimo de la nueva propuesta de PQI presentada por Contugas, referidos a: (i) Demanda de gas natural esperada en todos los sectores, (ii) Competitividad, (iii) Ampliar cobertura, (iv) No discriminación, (v) Oportunidad en la atención de los solicitantes, e (vi) Impacto social; según los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.
- Al respecto, mediante Oficio N° 1811-2021-MINEM/DGH recibido el 7 de octubre de 2021, la DGH del Minem remitió a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 0264-2021-MINEM/DGH-DGGN-DNH, en el que concluye que dicho PQI presentado por Contugas se encuentra alineado con la Política Energética Nacional.
- Posteriormente, dentro del plazo señalado en el Reglamento de Distribución, con Oficio N° 365-2021-OS-GG notificado el 29 de octubre de 2021, Osinergmin remite a Contugas el Informe Técnico Legal N° 695-2021-GRT, que contiene la evaluación de los aspectos de regulación tarifaria del PQI y el Informe N° 3968-2021-OS/DSR sobre aspectos de supervisión del PQI para el periodo regulatorio 2022-2026 presentado por dicha empresa, donde se concluye que debe subsanar aspectos detallados en el informe y presentar el PQI modificado acorde con lo señalado.
- **Sobre la presentación de la Propuesta Tarifaria**
 - Conforme a lo previsto en la etapa a) del Procedimiento de Fijación de Tarifas, el proceso se inicia con la presentación de la propuesta tarifaria y de los estudios técnicos económicos por parte de la empresa concesionaria. Al respecto, mediante Carta N° GRL-0166-2021, recibida el 29 de setiembre de 2021, Contugas presentó a Osinergmin su propuesta tarifaria correspondiente al periodo 2022 - 2026.
 - Mediante Oficio N° 940-2021-GRT del 1 de octubre de 2021, Osinergmin remitió las observaciones a los Requisitos Mínimos de la Propuesta Tarifaria, esto es, que la

presentación de dicha Propuesta Tarifaria sea acompañada del PQI que cuente con el informe del Minem sobre su concordancia con la política energética vigente, así como que subsane las observaciones realizadas.

- Conforme lo establece la etapa b) del Procedimiento, la Propuesta Tarifaria fue oportunamente publicada en la página web de Osinergmin junto con los documentos relacionados y la Convocatoria a Audiencia Pública para el sustento de dicha propuesta.
- En cumplimiento de la etapa c) del Procedimiento, con fecha 14 de octubre de 2021, se llevó a cabo la Audiencia Pública virtual por transmisión en directo (streaming), con la finalidad de que Contugas exponga la presentación y sustento de la propuesta tarifaria para la fijación de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de la concesión de Ica para el periodo 2022-2026.
- Posteriormente, de acuerdo a la etapa d) del Procedimiento, con Oficio N° 0991-2021-GRT notificado el 29 de octubre de 2021, Osinergmin remitió a Contugas el Informe N° 700-2021-GRT, con las observaciones efectuadas al contenido de su Propuesta Tarifaria presentada, solicitando a Contugas absolver dichas observaciones y presentar su propuesta tarifaria definitiva en un plazo de veinte (20) días hábiles.
- Mediante Oficio N° 0993-2021-GRT notificado el 29 de octubre de 2021, Osinergmin traslada a Contugas las observaciones formuladas por las empresas BA Energy Solutions S.A.C., Pesquera Exalmar S.A.A. y Corporación Aceros Arequipa S.A. al contenido de su Propuesta Tarifaria presentada, a fin de que absuelva dichas observaciones.
- En cumplimiento de la etapa e) del Procedimiento, mediante Carta N° GRL-0183-2021 recibida el 30 de noviembre de 2021, Contugas remite la absolución a las observaciones realizadas a su propuesta de Fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Ica para el periodo 2022-2026, la cual fue oportunamente publicada en la página web de Osinergmin en cumplimiento de la etapa f) del Procedimiento.
- En cumplimiento de la etapa g) del Procedimiento, mediante Resolución N° 028 - 2022 - OS/CD se dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija la Tarifa de Distribución del periodo 2022-2026, aprueba el PQI, el Plan de Promoción, y los demás conceptos que establece el Reglamento de Distribución.

Asimismo, se convocó a Audiencia Pública virtual para el sustento y exposición por parte de Osinergmin de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de la propuesta tarifaria, la cual, en cumplimiento de la etapa h) se llevó a cabo el 07 de marzo de 2022.

- Adicionalmente, en cumplimiento de la etapa i) del Procedimiento, se otorgó un plazo de diez días hábiles para la recepción de las opiniones y sugerencias al proyecto de resolución tarifaria, habiéndose recibido dentro del plazo señalado, los comentarios de seis (6) interesados, los cuales han sido debidamente analizados, habiéndose

acogido, en la resolución tarifaria materia de aprobación, aquellos que contribuyen con los objetivos de la regulación tarifaria.

- En cumplimiento de la etapa j) del Procedimiento y, en consecuencia, el 4 de abril de 2022 se publicó la Resolución N° 047-2022-OS/CD que fija la Tarifa de Distribución aplicable a la Concesión de Ica para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2022 y el 30 de abril de 2026, el Plan Quinquenal de Inversiones, el Plan de Promoción, así como los Cargos Tarifarios Complementarios correspondientes a la Acometida, Derecho de Conexión, Cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de Instalaciones Internas, Cargos por Corte y Reconexión y el Factor K aplicable a la evaluación de nuevos suministros.
- Como parte de la etapa k) del Procedimiento, el 20 de abril de 2022 la Corporación Aceros Arequipa S.A., y el 27 de abril de 2022 Contugas S.A.C. y el Sr. Jhona Jesús Amado Villanueva interpusieron sus recursos de reconsideración contra la Resolución N° 047-2022-OS/CD, los cuales, de acuerdo a la etapa l) del Procedimiento, fueron publicados en el portal institucional y se convocó a Audiencia Pública.
- En virtud de la etapa m) del Procedimiento, el 10 de mayo de 2022 se llevó a cabo la Audiencia Pública para la sustentación de los recursos de reconsideración interpuestos contra la Resolución N° 047-2022-OS/CD, en la cual participaron las empresas Corporación Aceros Arequipa S.A. y Contugas S.A.C.. El Sr. Jhona Jesús Amado Villanueva informó que no podía participar, por lo que su recurso fue leído durante la Audiencia Pública.
- Según la etapa n) del Procedimiento, los interesados podían presentar sus opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración hasta el 12 de mayo de 2022; no obstante, no se recibió ninguna opinión ni sugerencia.
- Con fecha 2 de junio de 2022, Contugas presentó sus alegatos finales a su recurso de reconsideración contra la Resolución 047 (en adelante “alegatos finales”), mediante Carta N° GRL-0085-2022 con Registro GRT N° 5740-2022.
- En cumplimiento de la etapa ñ), Osinergmin resuelve los recursos de reconsideración interpuestos por la Corporación Aceros Arequipa S.A., Contugas S.A.C. y el Sr. Jhona Jesús Amado Villanueva. De acuerdo a ello, las modificaciones a la Resolución N° 047-2022-OS/CD se aprueban en Resolución Complementaria.

3 Metodología y Criterios Generales

3.1 Marco normativo

Los criterios y metodología empleados para el cálculo de la TD 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.

- Reglamento de la Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, aprobado con Decreto Supremo N° 040-99-EM, que establece los conceptos para calcular las Tarifas de Distribución.
- Resolución N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre de 2008, que aprobó la Norma “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural” y sus modificatorias respectivas.

3.1.1 Análisis legal sobre el término del periodo de tarifas iniciales e inicio del primer periodo regulatorio

En cuanto a la fecha de inicio del primer periodo regulatorio de la Concesión del departamento de Ica, cabe precisar que de acuerdo con el numeral 14.1 de la Cláusula 14 del Contrato BOOT de Contugas, el plazo de vigencia de las tarifas y cargos iniciales es de ocho (8) años contado a partir de la Puesta en Operación Comercial (POC), siendo que, para la primera y siguientes revisiones tarifarias, la Sociedad Concesionaria iniciará ante Osinergmin el procedimiento regulatorio respectivo, con la antelación, los requisitos y estudios requeridos por las Leyes Aplicables y Osinergmin.

De acuerdo al numeral 7.2 de la Cláusula 7 del mencionado Contrato, la POC es la fecha en que se suscribe el Acta de Pruebas, la cual fue efectuada el 30 de abril de 2014. Asimismo, según lo establecido en el artículo 145.3 del TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General y el artículo 183.3 del Código Civil, cuando el plazo es fijado en años, se cuenta de fecha a fecha.

Por lo tanto, teniendo en cuenta que el periodo de tarifas iniciales de la Concesión del departamento de Ica culmina el 30 de abril de 2022, corresponde que el primer periodo regulatorio se inicie el 1 de mayo de 2022.

3.1.2 Reconocimiento de la infraestructura de la concesión

El reconocimiento tarifario de la infraestructura está condicionado al cumplimiento del principio de eficiencia cuya observancia es exigible tanto a Osinergmin como al Concesionario. Dicho principio consignado en el marco normativo aplicable se encuentra previsto en la Cláusula 9 del Contrato BOOT de Contugas que establece que el Servicio deberá ser prestado de acuerdo con los estándares de las Leyes Aplicables y del Contrato de manera tal de garantizar, entre otros, la eficiencia del Servicio.

De acuerdo con el artículo 109 del Reglamento de Distribución, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones representa la retribución anual que garantice la recuperación y la rentabilidad de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución.

No obstante, debemos señalar que el mencionado artículo 109 se refiere a las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución, es decir, no se refiere a aquellas que se hayan ejecutado excediendo tal fin. En ese sentido, no se podría interpretar que el artículo 109 del Reglamento de Distribución permite el reconocimiento de cualquier inversión no necesaria para la prestación del servicio.

Además, tal como se establece en el numeral 29.1 del artículo 29 de la Norma de Estudios Tarifarios uno de los principios que se deben observar en el diseño de tarifas es que estas deban

proveer los ingresos necesarios al Concesionario para cubrir los costos reconocidos como eficientes.

En esa línea, el artículo 110 del Reglamento de Distribución, señala que para la fijación del VNR, es facultad de Osinergmin rechazar fundadamente la incorporación de bienes y costos innecesarios, lo cual es acorde con el numeral 21.2 de la Norma de Estudios Tarifarios que señala que en caso existan redes sobredimensionadas para la demanda, Osinergmin puede elegir el criterio para reducir la red al tamaño eficiente o el de incrementar la demanda hasta que la red sea eficiente.

Asimismo, el artículo 5 de la Ley N° 26734 que creó el Osinergmin dispone como una de sus funciones el *“Velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario.”*

Por ello, el regulador se encuentra obligado a observar el cumplimiento del mencionado principio de eficiencia previsto en el artículo 14 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, aplicable a todas sus actuaciones, decisiones, y en el cumplimiento de todos los encargos que se le confieren, más aún cuando estos se encuentran vinculados a la determinación de una tarifa a ser pagada por usuarios de un servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, tal como lo ha declarado el artículo 79 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

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

El establecimiento de tarifas en la distribución de gas natural comprende dos etapas: en la primera se determina el nivel de las tarifas que permite garantizar el equilibrio económico financiero de la empresa regulada, mientras que en la segunda se realiza la asignación del nivel de las tarifas a cada Categoría Tarifaria (diseño tarifario). A continuación, se explica la metodología que se emplea para determinar el nivel de las tarifas, mientras que el diseño tarifario será tratado en la sección 3.4 del presente informe.

El nivel de las tarifas debe estructurarse de modo tal que se cumpla con las exigencias y parámetros establecidos en el marco normativo vigente; al respecto, se ha identificado que uno de los primeros criterios dispuestos en el Reglamento de Distribución consiste en que las tarifas de distribución de gas natural deben remunerar los costos eficientes de la empresa¹; en este sentido, el método que nos 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 desde la década de los ochenta del siglo pasado en los sectores eléctrico, telecomunicaciones y saneamiento.

¹ El artículo 105 del Reglamento de Distribución.

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

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

- La Empresa Modelo Eficiente creada 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.

3.3 Determinación del Costo Medio

En base a los costos obtenidos de la Empresa Modelo Eficiente se puede lograr alcanzar la eficiencia productiva mediante una aproximación al costo marginal de largo plazo usando el costo medio de una red eficiente para abastecer la demanda dentro de los próximos cuatro años.

Según el artículo 28 de la Norma de 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), y el valor presente de la demanda. La fórmula que expresa lo indicado es la siguiente:

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

Donde:

- aCI_i : Anualidad (a 30 años) del Costo de Inversión (CAPEX), que comprende el Valor Nuevo de Reemplazo existente más las inversiones proyectadas acumuladas al año “i”².
- $COyM_i$: Costo anual de operación y mantenimiento al año “i”.
- D_i : Demanda o consumo de los consumidores al año “i”.
- r : Tasa de Actualización.
- N : Periodo de cálculo (4 años).

² De acuerdo al Artículo 109° del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

3.3.1 Determinación de la Demanda

En concordancia con lo señalado en el artículo 17 de la Norma de Estudios Tarifarios, para estimar la proyección de demanda de los consumidores regulados se tiene en cuenta la proyección del número de clientes y los consumos unitarios asociados en el horizonte de análisis. En estos cálculos se asume como año base de proyección el año 2021; sin embargo, la información histórica utilizada toma como referencia hasta el 2019, siendo que los años 2020 y 2021 están influenciados por efectos adversos que fueron generados por la pandemia de la Covid-19.

La demanda de gas de la Concesión se ha analizado dividiendo a los clientes en dos grandes grupos: Consumidores Regulados y Consumidores Independientes, según la definición dada en el Reglamento de Distribución.

- **Demanda de Consumidores Regulados³**, resulta de la revisión del número de clientes 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 Independientes⁴ 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 firme contratada con TGP y los volúmenes de consumo de gas natural encima de estos (interrumpible) en caso el análisis de la proyección lo determine, tal como lo señala el numeral 17.3 de la Norma de Estudios Tarifarios.

3.3.2 Tipo de Cambio a utilizarse

Dada la volatilidad errática del tipo de cambio de moneda (dólar estadounidense) observada en los últimos meses del año 2021, para efectos de la determinación de las Tarifas de Distribución se utilizará el valor de Tipo de Cambio de 3,8385 Soles por USD. Este valor corresponde al promedio de los valores disponibles de los meses de enero a setiembre de 2021, valor venta publicados por la Superintendencia de Banca y Seguros.

3.3.3 Determinación de los Costos de Inversión (CAPEX)

El CAPEX se determina sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones existentes reconocidas e instalaciones proyectadas de acuerdo al PQI, ambas valorizadas utilizando el Baremos de Costos Unitarios determinado para el Periodo de Regulación.

- **Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones reconocidas:** se determina según los lineamientos establecidos en los artículos 110 y 111 del Reglamento de Distribución, en los cuales se indica que dicho VNR debe representar el costo de renovar las obras y bienes físicos para prestar el servicio de distribución a precios y tecnología vigentes. Este

³**Consumidores Regulados:** Consumidor adquiriente del gas natural con Contrato de Suministro de un concesionario de distribución, cuyo consumo es menor a 30 000 Sm³/día.

⁴**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.

último, toma en consideración los valores eficientes de las inversiones asociadas, costos financieros, costos administrativos de la construcción, costos de servidumbres y otros relacionados directamente con la etapa constructiva.

Tal como se señala en el artículo 23 de la Norma de Estudios Tarifarios, los costos unitarios utilizados en la sustentación de los costos de inversión, deben estar desagregados en: a) uso de materiales, b) uso de equipos, c) gastos generales y utilidades de los contratistas y, d) el componente importado y nacional correspondiente.

- **Inversión en instalaciones proyectadas:** estas se basan en la infraestructura (tuberías de acero, tuberías de polietileno, estaciones de regulación, etc.) propuesta en el PQI que el Concesionario considera desarrollar en los siguientes cinco años para la prestación del servicio de distribución. La valorización de esta infraestructura considera los costos unitarios utilizados en la determinación del VNR existente.

El costo anual de inversión que se utiliza para la determinación del Costo Medio, se calcula considerando una anualidad de las inversiones acumuladas para los cuatro años del Periodo de Regulación. Dicha anualidad contempla un periodo de repago de treinta años y una tasa de actualización anual de 12% (establecida en el artículo 115 del Reglamento de Distribución).

3.3.4 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 de 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 la empresa modelo considera las actividades de distribución, comercialización, administración y otras relacionadas a la operación y mantenimiento.
- Las actividades de operación de acuerdo a lo que se establece el Manual de Operación y Mantenimiento de la empresa concesionaria.
- Revisión de la propuesta tarifaria y de los reportes de contabilidad regulatoria presentados por el Concesionario.
- Benchmarking 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.
- Benchmarking 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 físicas, costo financiero del gas y otros cargos menores.
- Inclusión del Gasto de Promoción. De acuerdo con lo establecido en el artículo 112a del Reglamento de Distribución, faculta el otorgamiento de un Descuento de Promoción

que se determina como la suma del costo del Derecho de Conexión más el costo de la Acometida aplicado a cada cliente beneficiado con el descuento, siendo que la totalidad del beneficio se define como Gasto de Promoción. Este beneficio forma parte del “Mecanismo de Promoción”, el cual permite cubrir parcialmente los costos de conexión de consumidores residenciales que cumplan con los criterios definidos por el MINEM.

- Inclusión de los costos por la gestión del Mecanismo de Promoción.

3.4 Determinación de la Tarifa de Distribución por categoría

3.4.1 Criterios para el diseño tarifario

En la regulación de los servicios públicos debe existir una ponderación de los objetivos asociados a la eficiencia, con aquellos asociados a la equidad. En el Perú, a través del Reglamento de Distribución, se puede concluir que existe una decisión de política del sector para alcanzar el objetivo de equidad, por ello, el marco regulatorio de la distribución de gas natural busca promover el acceso al gas natural de los consumidores localizados en los segmentos socioeconómicos de menores ingresos, garantizando que las tarifas que pagan los usuarios por el consumo de gas natural deben representarles cierto nivel de ahorro con respecto al uso del combustible sustituto.

3.4.2 Métodos de asignación tarifaria por Categoría Tarifaria

En base a los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento obtenidos a partir de la Empresa Modelo Eficiente se calcula el Costo Medio de la concesión de distribución de gas natural. En ese sentido, el Costo Medio calculado permite remunerar los costos eficientes de la empresa concesionaria.

Ahora bien, dicho Costo Medio debe ser asignado a las Categorías Tarifarias que, de conformidad con el artículo 107 del Reglamento de Distribución, deben ser aprobadas por Osinergmin. Sin embargo, el Reglamento de Distribución no precisa la forma en que 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 asignan a cada categoría de Consumidor de forma tal que se obtengan tarifas finales competitivas respecto del energético sustituto”*⁵.

La Norma de Estudios Tarifarios por su lado, complementa lo señalado en el Reglamento de Distribución a través de lo dispuesto en sus literales c) y d) del numeral 29.1 y el literal g) del numeral 40.2 conforme a lo siguiente:

⁵ “**Artículo 107.-** Las categorías de Consumidores son propuestas por el Concesionario, teniendo como base los rangos de consumo, para la aprobación del OSINERGMIN y considera como mínimo categorías especiales referidas al GNV, generación eléctrica e instituciones públicas. Asimismo, la DGH puede solicitar al Concesionario la inclusión de otras categorías especiales.

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.

Los costos de Transporte y de Distribución se asignan a cada categoría de Consumidor de forma tal que se obtengan tarifas finales competitivas respecto del energético sustituto, tales como; GLP, Diesel, Gas Natural a partir de GNL regasificado y/o GNC descomprimido y/u otros derivados del petróleo, de corresponder. El OSINERGMIN en la determinación de la Tarifa de Distribución en los procesos regulatorios debe procurar que esta logre la obtención de una Tarifa final que genere ahorro para cada categoría. Para el sector residencial, el ahorro considera un punto de suministro y no podrá ser inferior al ahorro aprobado en procesos regulatorios anteriores. Asimismo, se prioriza el ahorro a las categorías especiales de instituciones públicas y GNV.

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

“29.1 (...)”

c) Las tarifas son competitivas para todas las categorías de Consumidores. Es decir, las tarifas proporcionan un nivel de ahorro a todos los Consumidores, respecto del sustituto correspondiente, priorizando el ahorro en las categorías especiales de instituciones públicas y GNV.

d) La tarifa debe ser decreciente con el incremento del volumen típico de la categoría”

“40.2 (...)”

g) El nivel de ahorro económico para los consumidores mayores de gas natural no residenciales, no sea menor al 20% frente al combustible sustituto.”

En base a lo que establece el marco normativo respecto a la asignación del costo medio, se evaluaron tres alternativas para establecer las tarifas para cada categoría tarifaria: Costos Medios por categoría, Costos Marginales por categoría y asignación de costos según la competitividad respecto al combustible sustituto, que se explican a continuación:

- a) **Tarifas iguales a Costos Medios por categoría:** Esta primera alternativa, si bien permite que la empresa recupere sus costos eficientes, conllevaría a que los consumidores residenciales y comerciales (aproximadamente 5% de la demanda) que utilizan la red de polietileno y parte de la red de acero, deban pagar una tarifa superior al precio del combustible sustituto (GLP) debido a que la inversión en polietileno representa aproximadamente el 37% del costo de inversión. En ese sentido, la presente alternativa no permitiría cumplir con lo dispuesto en el artículo 107 del Reglamento de Distribución, salvo que se establezcan subsidios cruzados entre Categorías Tarifarias, lo cual tendría que hacerse de manera discrecional de ser el caso.
- b) **Tarifas iguales a Costos Marginales por categoría:** Este enfoque no permitiría que la empresa recupere sus costos, ya que resultaría necesario establecer cargos adicionales a cada categoría para cubrir el déficit generado. En consecuencia, la asignación de estos cargos se realizaría también de manera discrecional.
- c) **La asignación de costos según la competitividad del combustible sustituto:** Este enfoque se sustenta en lo dispuesto por el artículo 107 del Reglamento de Distribución, según el cual debe considerarse la competitividad de las tarifas frente al combustible sustituto. Esta metodología determina un nivel de ahorro que cada tipo de consumidor puede obtener por el consumo de gas natural en lugar del combustible sustituto. Asimismo, al haberse determinado los Costos Medios a través del esquema de la Empresa Modelo Eficiente, se garantiza que la empresa alcance la eficiencia productiva.

3.4.3 Metodología del diseño tarifario

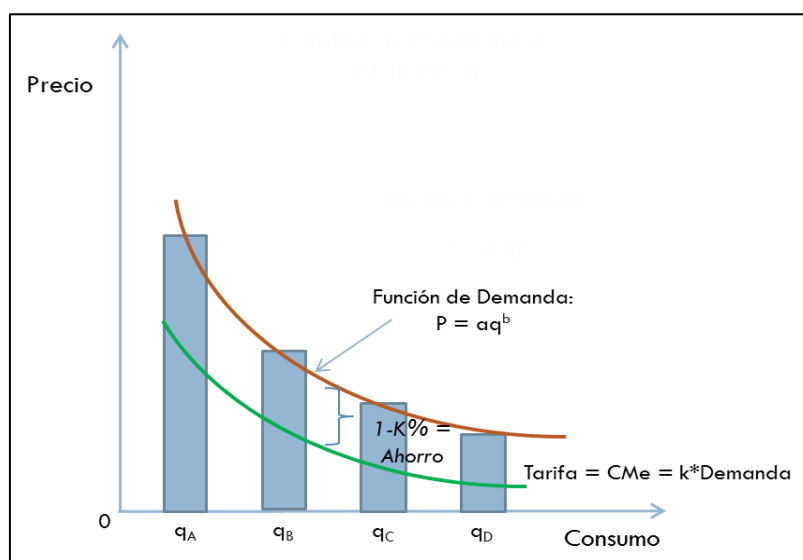
La metodología del diseño tarifario permite ofrecer a los clientes una tarifa competitiva y que a su vez cubra los costos eficientes de la empresa. Para ello se considera que el comportamiento de una empresa en ausencia de regulación busca obtener el mayor beneficio posible de los clientes, situando por tanto sus precios ligeramente por debajo del sustituto energético más eficiente.

Para determinar las tarifas para cada una de las Categorías Tarifarias se han seguido los siguientes pasos:

- Se estima la disposición a pagar por el gas natural (incluido el precio en boca de pozo y el transporte) para las diferentes Categorías Tarifarias, en base al precio de los sustitutos y consumos unitarios típicos.
- Se calcula la disposición neta a pagar por la distribución, restándose el precio en boca de pozo y el transporte, así como los costos de conversión.
- Se ajusta una curva de disposición a pagar de todo el mercado.
- Se calcula la demanda potencial de gas natural considerando el número de consumidores que pueden ser abastecidos y los consumos unitarios esperados.
- Se calcula el monto total de facturación considerando las máximas disposiciones a pagar.
- Se crea un factor que equilibre la facturación de la empresa con los costos necesarios para prestar el servicio a fin de lograr el equilibrio financiero.
- Todos los costos se reparten entre las Categorías Tarifarias en proporción al ahorro esperado respecto al combustible sustituto.
- Se ajusta una curva de Costo Medio equivalente y se calculan las tarifas de distribución por categoría.

Esta curva de Costo Medio (CMe) debe ser igual a la tarifa que paga cada consumidor, la cual se muestra en el Gráfico N° 1.

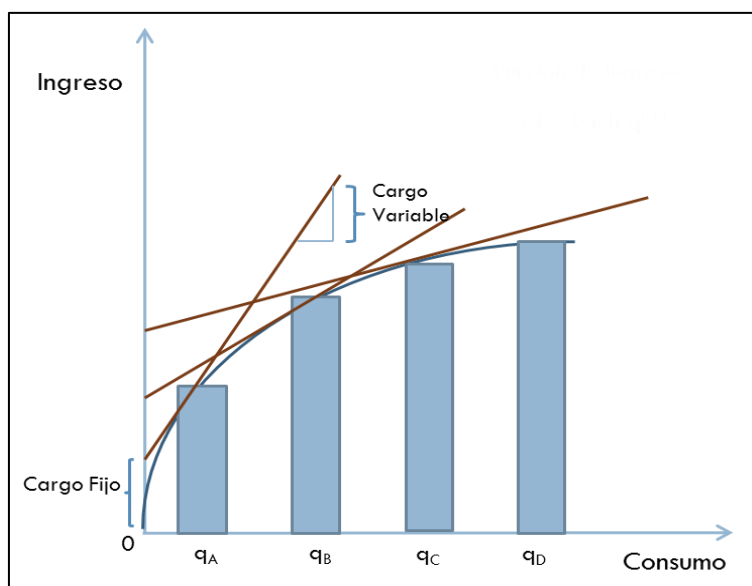
Gráfico N° 1



Luego se determina la función de ingresos de la empresa que varía según los volúmenes de consumo de cada cliente y a partir de esta se estiman los cargos variables y fijos que debe pagar cada categoría tarifaria.

Los cargos variables son decrecientes a medida que se incrementa el consumo unitario por cliente, mientras que los cargos fijos por estar conectados a la red se incrementan a medida que aumentan los niveles de consumo, tal como se muestra en el Gráfico N° 2.

Gráfico N° 2



En consecuencia, la definición 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 grado de ahorro (competitividad) respecto del combustible sustituto.

3.5 Determinación de los Cargos Tarifarios Complementarios

Los Cargos Tarifarios Complementarios que se aprueban en la presente regulación son el Derecho de Conexión, los topes máximos de Acometida para usuarios menores a 300 Sm³/mes, los cargos de Inspección, Supervisión y Habilitación para clientes mayores a 300 Sm³/mes, los cargos de Corte y Reconexión y el Factor K.

La metodología para determinar cada uno de ellos corresponde a la valorización de las actividades que conforman dichos cargos, considerando una base de costos unitarios actualizados y eficientes.

Asimismo, los criterios seguidos son aquellos establecidos en los capítulos IV, V y VI de la Norma de Estudios Tarifarios, los cuales están dirigidos principalmente a determinar los componentes que incluyen dichos cargos y al diseño de las fórmulas de actualización para cada caso.

4 Tarifa de Distribución de gas natural por Red de Ductos

En esta sección se presenta la aplicación de los conceptos y metodología señalados anteriormente para la determinación de las tarifas para el periodo 2022 – 2026.

En primer lugar, se presentan las Categorías Tarifarias consideradas para la presente regulación. Posteriormente, se realiza un análisis y estimación de la demanda, las inversiones y los costos de explotación proyectados. Finalmente, se determina el nivel tarifario y el diseño de tarifas que permitirá obtener las tarifas por categorías.

4.1 Categorías Tarifarias

De acuerdo con la metodología anteriormente expuesta y considerando la propuesta de la empresa concesionaria y atendiendo a los recursos de reconsideración que hayan resultado fundados y fundados en parte, se han determinado las Categorías Tarifarias que tendrán lugar en la presente regulación tarifaria. Cabe señalar que las Categorías Tarifarias aplicadas dentro del periodo de tarifas iniciales no contaban con una clara distinción respecto a las categorías especiales independiente del consumo mensual, es por ello que para el periodo regulatorio 2022 – 2026 se definirán categorías especiales en cumplimiento de la normativa vigente.

- Se define la segmentación de la categoría A (cuyo rango de consumo era de 0 a 300 Sm³/mes) en: A1 (de 0 a 30 Sm³/mes) y A2 (de 31 a 300 Sm³/mes). Dicha segmentación se realiza con el fin de permitir un direccionamiento mejor focalizado del mecanismo de promoción, considerando que los usuarios afectos a la categoría A1, en su mayoría son del tipo residencial y por tanto posibles beneficiarios del gasto de promoción.
- Se define la segmentación de la categoría “E” (cuyo consumo era mayor a 900 000 Sm³/mes) en: E1 para consumidores de grandes volúmenes de gas natural (industrias grandes) cuyo rango es de 900 000 a 2 700 000 Sm³/mes; y E2 para consumidores de muy grandes volúmenes de gas natural (industrias muy grandes) cuyo rango de consumo corresponde a clientes mayores a 2 700 000 Sm³/mes.
- Se define la categoría de Instituciones Públicas, en principio porque lo dispone el Reglamento de Distribución como parte de las Categorías Especiales mínimas que deben estar establecidas en la Propuesta Tarifaria. Además, dicha categoría permite considerar a usuarios tales como hospitales, centro de salud e instituciones educativas, que sean independiente del consumo mensual por cliente, permitiéndole asignar tarifas que les sean más competitivos para dichos usuarios.
- Se define la categoría GNV, en principio porque lo dispone el Reglamento de Distribución como parte de las Categorías Especiales mínimas que deben estar establecidas en la Propuesta Tarifaria. Además, dicha categoría permite considerar a las estaciones de servicio de GNV que sean independientes del consumo, por lo que al tener todas las estaciones una misma tarifa de distribución, se colocan todas ellas en el mercado del GNV, en iguales condiciones de competencia.
- Se define la categoría Pesca, la cual se crea a propuesta del Concesionario y considerando que los clientes de dicha categoría, presentan consumos del tipo estacional en todo el año (solo algunos meses del año operan, el resto o es mínimo incluso puede ser cero), lo que los diferencia de otros clientes industriales, generando la necesidad de establecer tarifas mayoritariamente por consumo y no incluir pagos importantes de manera fija durante todos los meses del año.
- Se define la categoría Generación Eléctrica de acuerdo al Reglamento de Distribución como parte de las Categorías Especiales mínimas que deben estar establecidas en la Propuesta Tarifaria. Además, dicha categoría permite considerar a cualquier Generador Eléctrico (independiente de su consumo de gas natural) con una misma tarifa de distribución, colocando a todas ellas, en iguales condiciones de competencia en el mercado eléctrico.

En el Cuadro N° 1 se presentan las categorías tarifarias que se proponen para la Concesión de Ica para el periodo 2022 – 2026.

Cuadro N° 1
Consumo Promedio por Cliente según Categoría Tarifaria

Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A1	Hasta 30 Sm³/mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm³/mes
B	Desde 301 hasta 10 000 Sm³/mes
C	Desde 10 001 hasta 100 000 Sm³/mes
D	Desde 100 001 hasta 900 000 Sm³/mes
E1	Desde 900 001 hasta 2 700 000 Sm³/mes
E2	Consumidor con consumo mayor a 2 700 000 Sm³/mes
Categorías especiales (independiente del consumo mensual)	
IP	Para Instituciones Públicas, tales como hospitales, centro de salud, instituciones educativas, entre otros.
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular.
Pesca	Para clientes industriales pesqueros
GE	Para generadores de electricidad

4.2 Estimación de la Demanda

Se hizo el diagnóstico del mercado actual y se estimó el mercado potencial de clientes que podrían acceder al suministro de gas natural en la Concesión.

El mercado total de la Concesión se segmentó de acuerdo a las Categorías Tarifarias propuestas. A partir de dicha segmentación y de la información estadística histórica, se determinaron los consumos unitarios promedio por categoría y se realizó la proyección de clientes a ser conectados y la demanda asociada a dicha proyección, el resultado se presenta en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2
Consumo Promedio por Cliente según Categoría Tarifaria

Categoría Tarifaria	Consumo Medio Mensual (m³/Cliente)
A1	13,46
A2	45,94
B	1 318,79
C	33 682,94
D	461 284,61
E1	1 397 914,72
E2	4 886 011,37
Categorías Especiales	
IP	164,01
GNV	137 373,95
Pesca	158 953,85
GE	1 867 849,78

A partir de la proyección base de los usuarios comprendidos en las categorías propuestas se proyectó para los próximos cuatro años del número de clientes y de la demanda por Categorías Tarifarias, cuyo resultado se presentan en el Cuadro N° 3 y Cuadro N° 4.

Cuadro N° 3
Proyección del número de clientes conectados acumulados

Categoría	Cantidad actual de clientes	Número de clientes al finalizar el año			
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
A1	66 428	81 306	88 866	95 823	104 967
A2	4 574	4 755	4 814	4 871	4 919
B	202	211	221	229	237
C	22	22	22	22	22
D	6	6	6	6	6
E1	2	2	2	2	2
E2	1	1	1	1	1
IP	55	89	95	100	106
GNV	14	14	14	14	14
Pesca	9	9	9	9	9
GE	5	5	5	5	5
Total	71 318	86 420	94 055	101 082	110 288

Cuadro N° 4
Proyección de la demanda de distribución de gas natural (Miles m³)

Categoría	Demanda actualizada Mm³		Demanda Proyectada Mm³				
	Total	%	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
A1	47 592	5%	13 136	14 357	15 481	16 958	59 933
A2	8 562	1%	2 621	2 653	2 685	2 712	10 671
B	11 358	1%	2 636	3 294	3 957	4 619	14 507
C	28 584	3%	7 120	8 491	9 724	10 954	36 289
D	106 759	11%	31 970	33 037	33 787	34 535	133 329
E1	107 844	11%	33 550	33 550	33 550	33 550	134 200
E2	188 469	19%	55 545	57 823	60 136	62 300	235 804
IP	612	0%	186	192	192	192	762
GNV	74 185	7%	18 388	21 811	25 296	28 775	94 271
Pesca	55 182	6%	16 935	17 105	17 276	17 449	68 765
GE	360 244	36%	112 071	112 071	112 071	112 071	448 284
Total	989 391	100%	294 160	304 385	314 155	324 116	1 236 815

El análisis efectuado se resume destacando el hecho que en los cuatro años de proyección el consumo de gas crece en promedio anual a 3,96 %, siendo que al final del periodo tarifario se estima que la demanda se incrementa en 16,77% respecto al año 2021. En el Cuadro N° 5 se presenta la evolución de la demanda y la tasa de crecimiento anual.

Cuadro N° 5
Evolución de demanda

Año	Demanda Mil m³	Crecimiento %
1	294 160,09	5,98%
2	304 384,52	3,48%
3	314 154,69	3,21%
4	324 115,69	3,17%

La demanda de los clientes, tal como se menciona en la metodología y criterios generales, se basa en determinar el número de clientes que potencialmente podrían consumir gas natural y

determinar sus consumos unitarios respectivos, ello se evalúa en cada categoría tarifaria y se presenta a continuación.

4.2.1 Categorías A (A1 y A2) y B

Se ha efectuado la proyección del consumo para las categorías A (A1 y 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 Contugas. En el Gráfico N° 3, Gráfico N° 4, Gráfico N° 5, Gráfico N° 6, Gráfico N° 7 y Gráfico N° 8 se presentan los resultados de las proyecciones de clientes y demanda por categoría tarifaria.

Gráfico N° 3

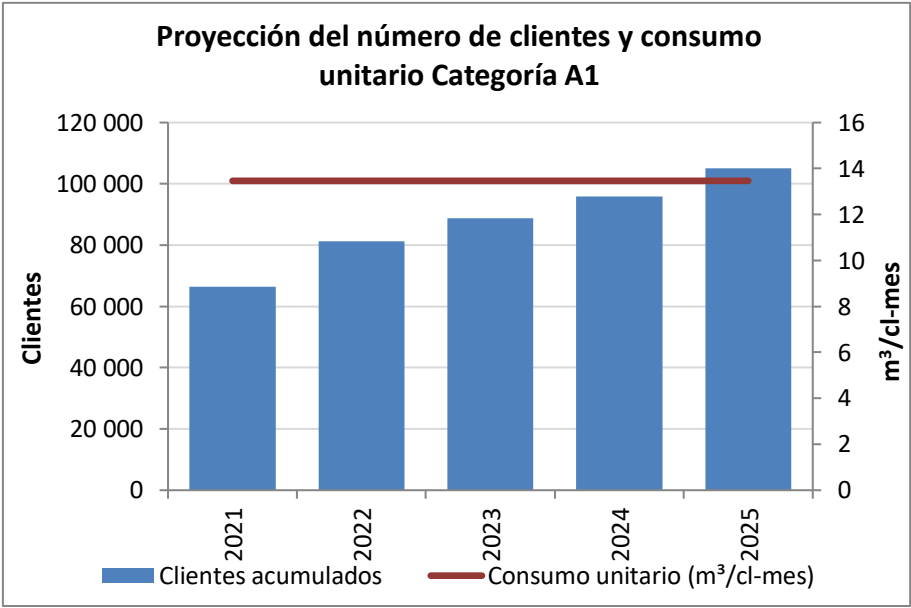


Gráfico N° 4

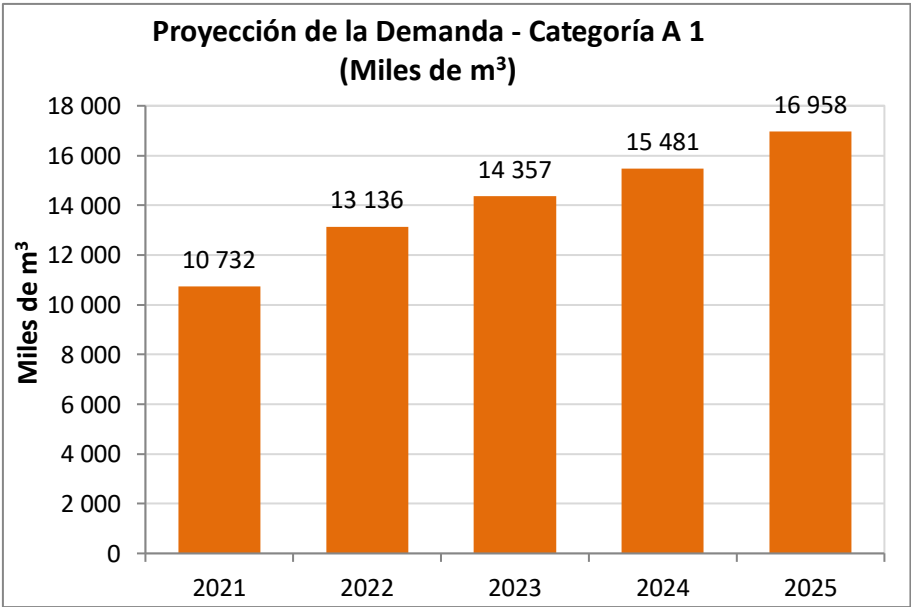


Gráfico N° 5

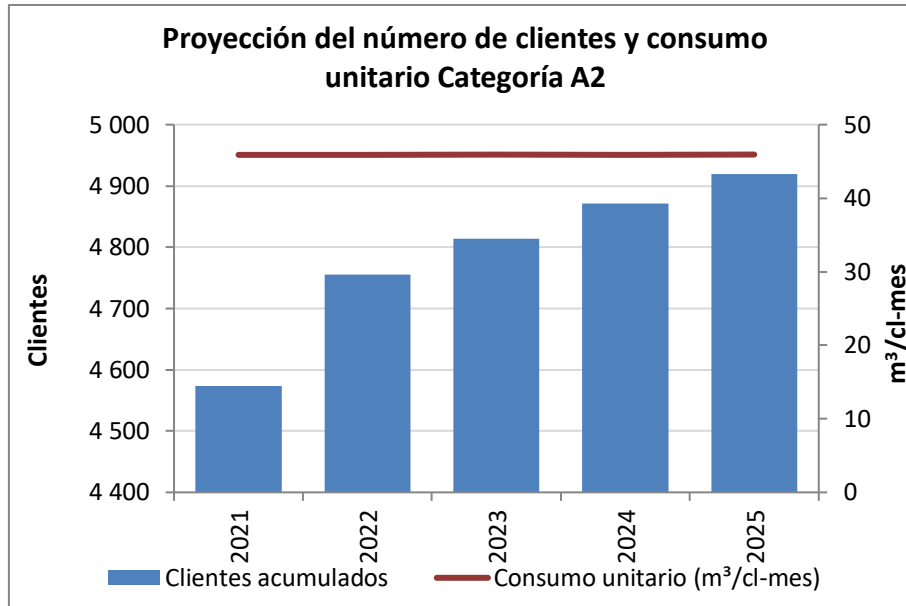


Gráfico N° 6

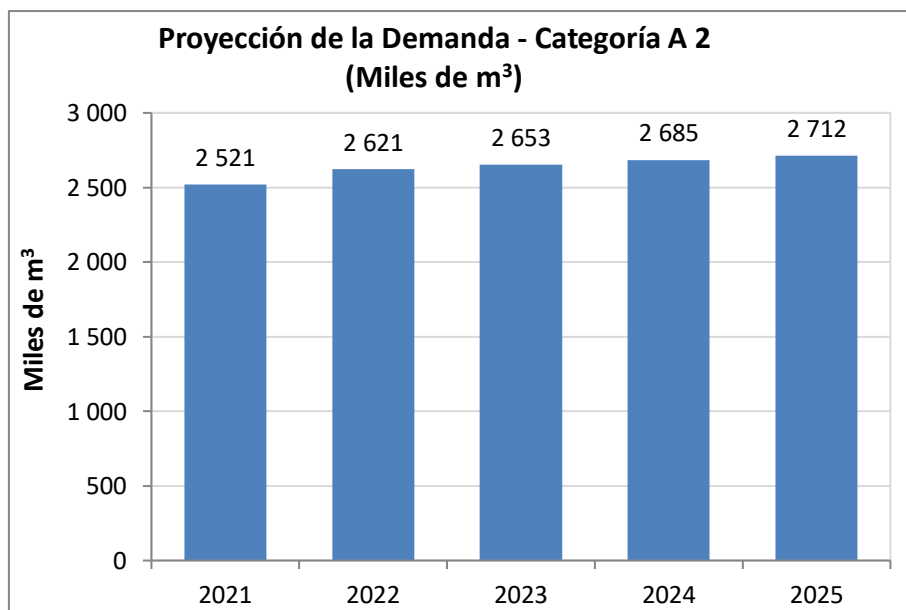


Gráfico N° 7

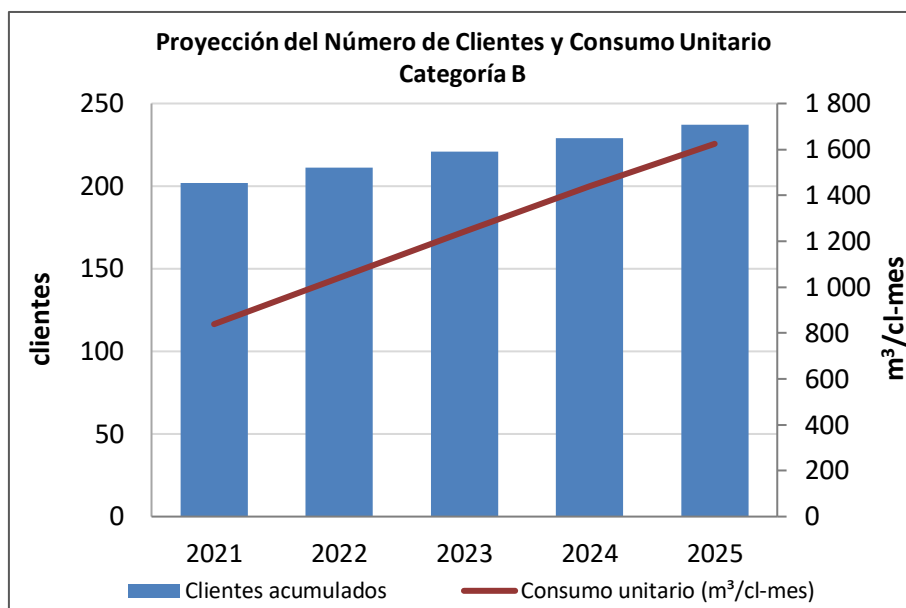
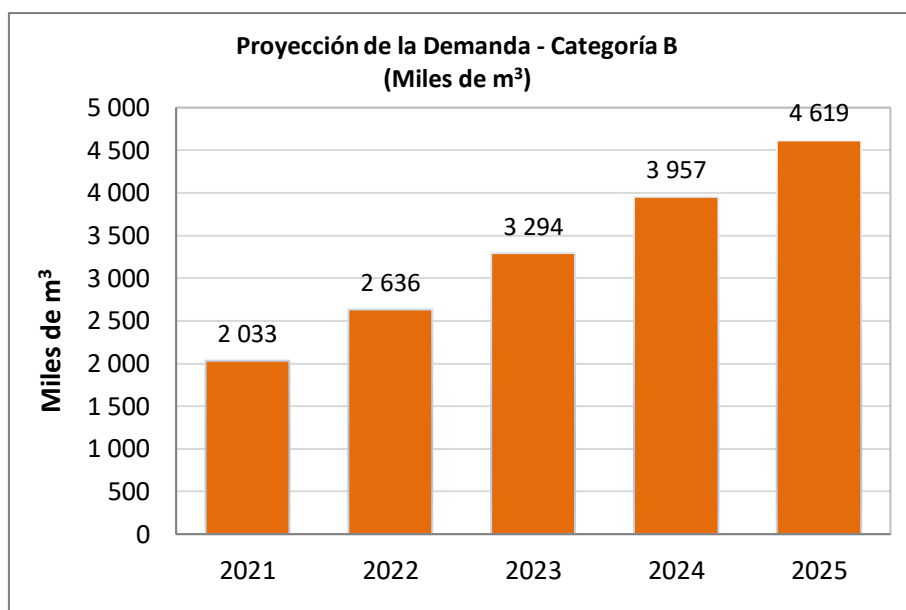


Gráfico N° 8



4.2.2 Categorías C, D y E

La demanda del sector industrial (demanda de la Categoría C y D) se estimó tomando como base a la demanda histórica de cada una de las categorías, cabe señalar que no se espera la inclusión de nuevos clientes dentro del periodo regulatorio.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos realizada para las categorías C y D se presentan en el Gráfico N° 9, Gráfico N° 10, Gráfico N° 11 y Gráfico N° 12:

Gráfico N° 9

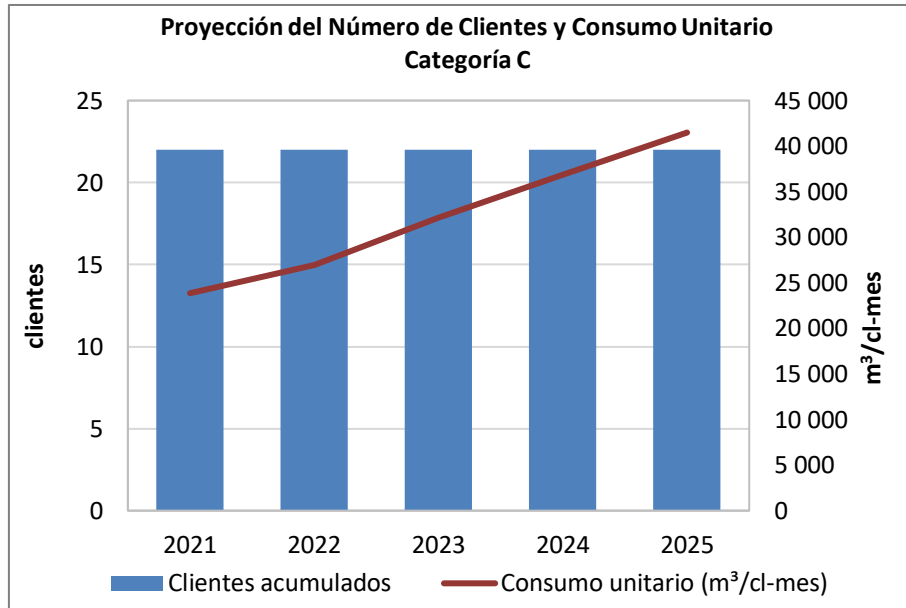


Gráfico N° 10

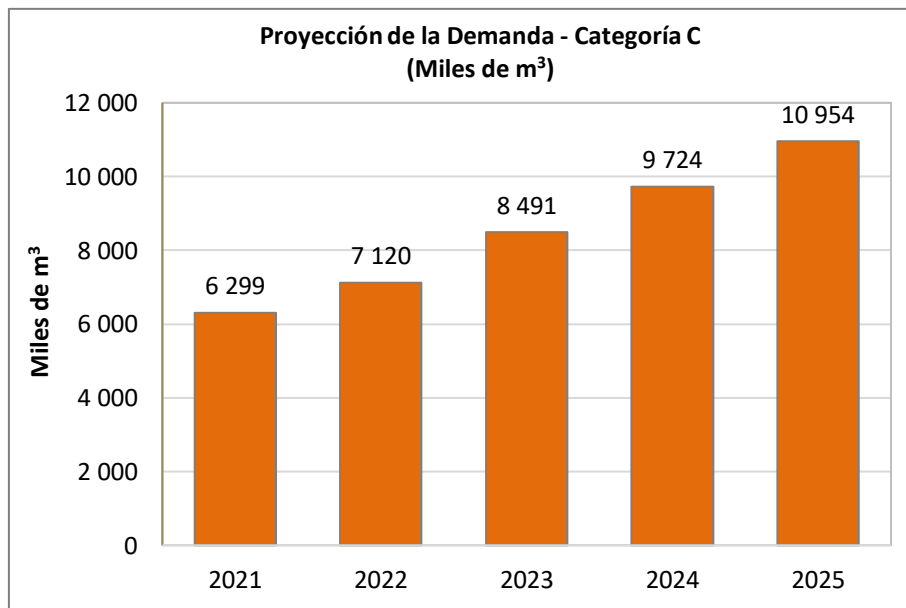


Gráfico N° 11

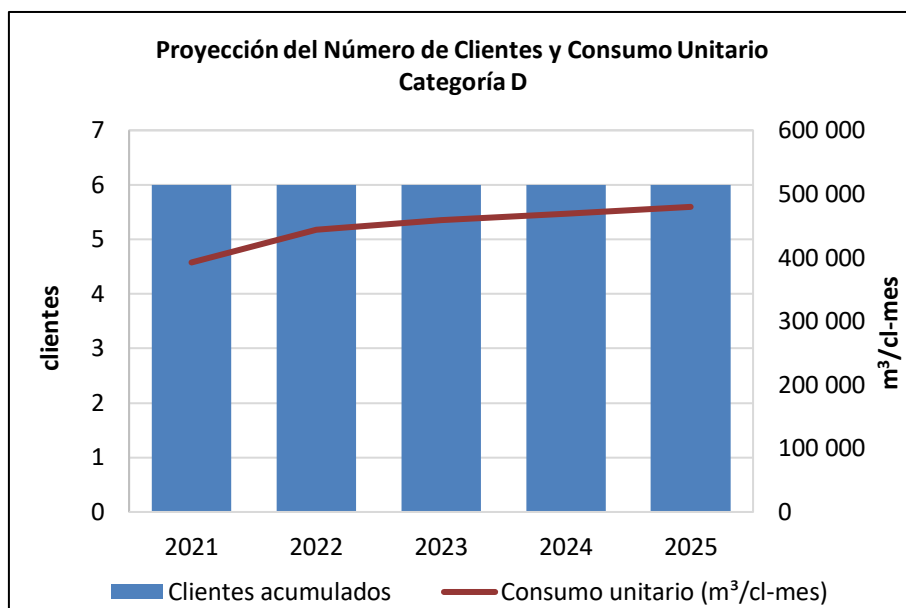
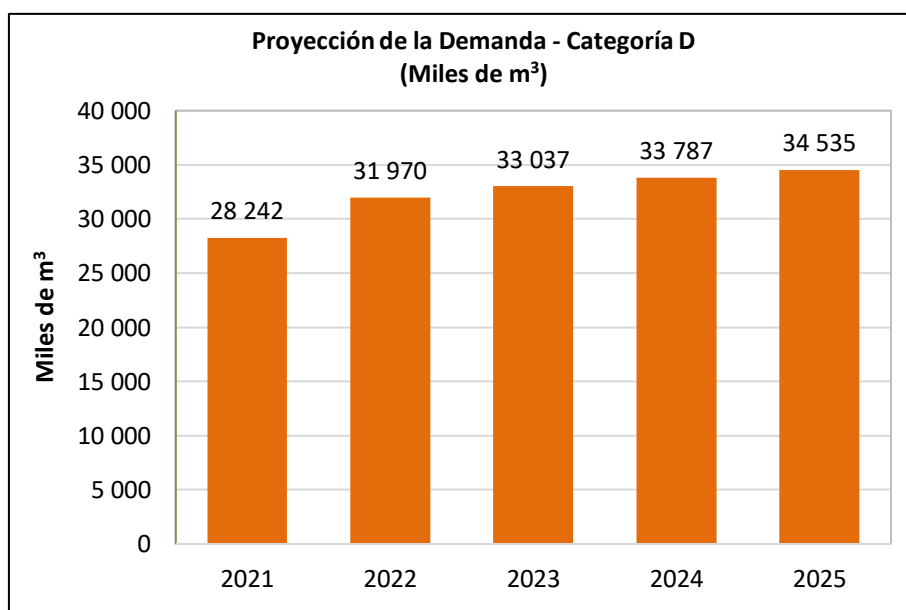


Gráfico N° 12



La demanda de la categoría E (E1 y E2) se estimó en función de la capacidad firme que cada cliente tiene contratado con el Concesionario. Cabe señalar que los clientes que se encuentran en la Categoría E se definen como Clientes Independientes, y para dichos clientes, de acuerdo con la Norma de Estudios Tarifarios, la proyección de su consumo se basa en la capacidad que hayan contratado.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos realizada para la Categoría E (E1 y E2) se presentan en el Gráfico N° 13 y Gráfico N° 14:

Gráfico N° 13

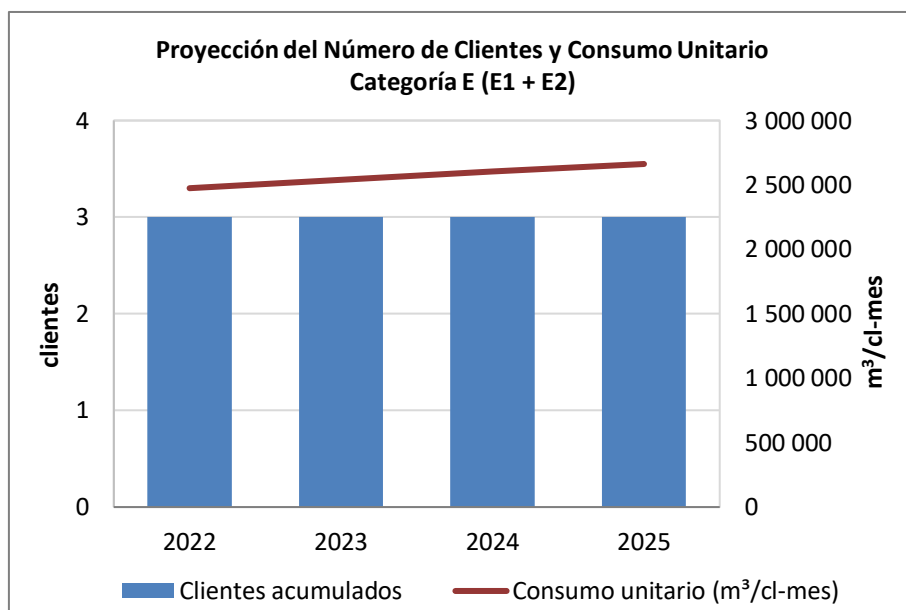
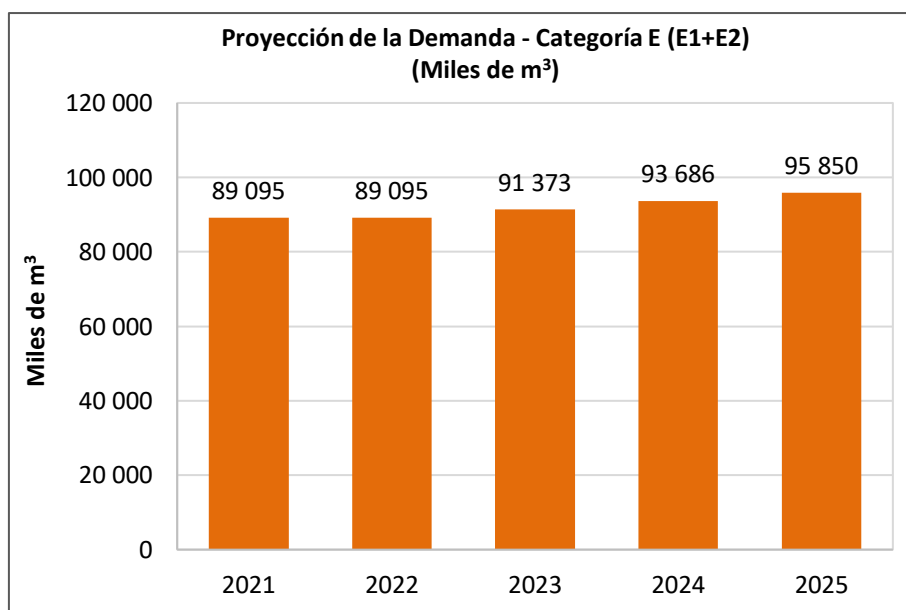


Gráfico N° 14



4.2.3 Categoría GNV

La demanda del sector vehicular se estimó tomando en consideración la demanda histórica de la categoría. Cabe señalar que esta demanda está representada por el número de vehículos a gas natural, la cual se ve impulsada por la conversión del parque automotor.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos realizada para la categoría GNV se presentan en el Gráfico N° 15 y Gráfico N° 16.

Gráfico N° 15

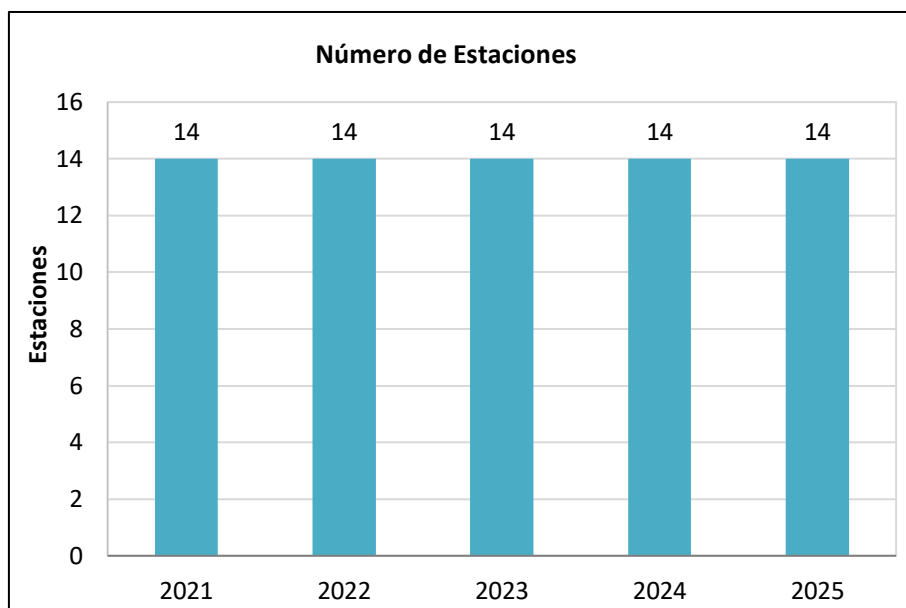
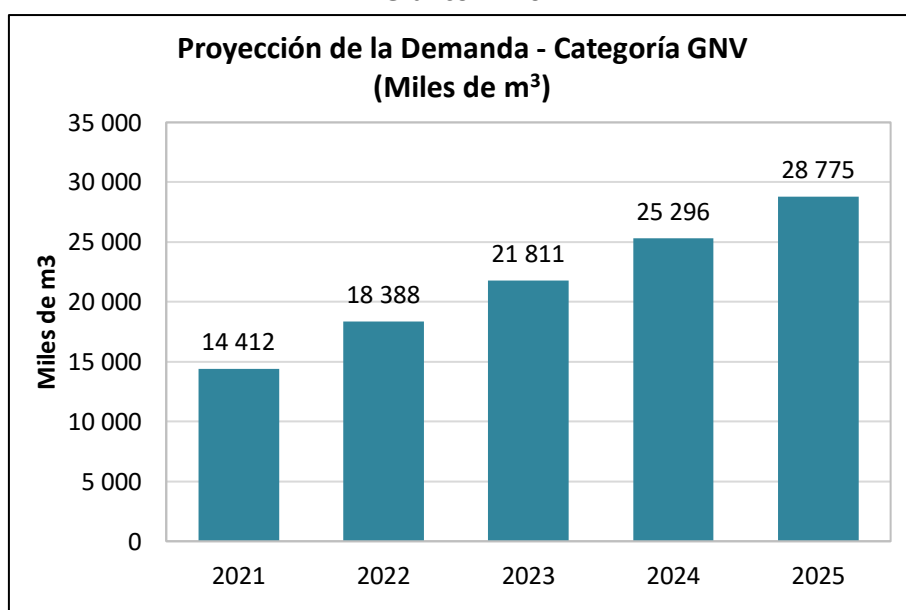


Gráfico N° 16



4.2.4 Categoría Pesca

En la demanda de la Categoría Pesca se encuentran todas las industrias que procesan productos marinos. Dicha categoría ha sido creada a propuesta del Concesionario, identificándose las industrias que realizan esta actividad. La demanda de la Categoría Pesca se estimó tomando en consideración la tendencia de la demanda histórica de dicha categoría de los clientes que y se encuentran operando en la actualidad.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos realizada para la Categoría Pesca se presentan en el Gráfico N° 17 y Gráfico N° 18.

Gráfico N° 17

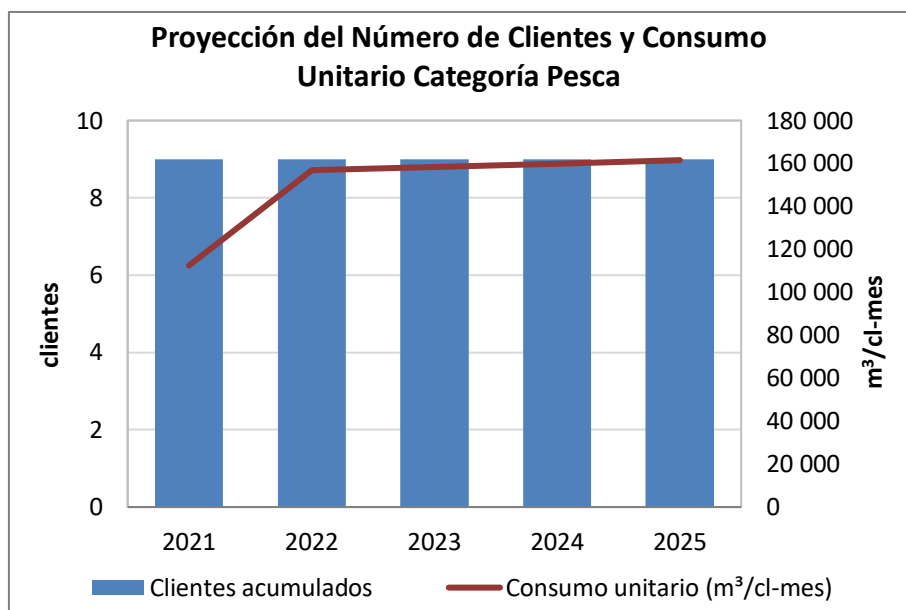
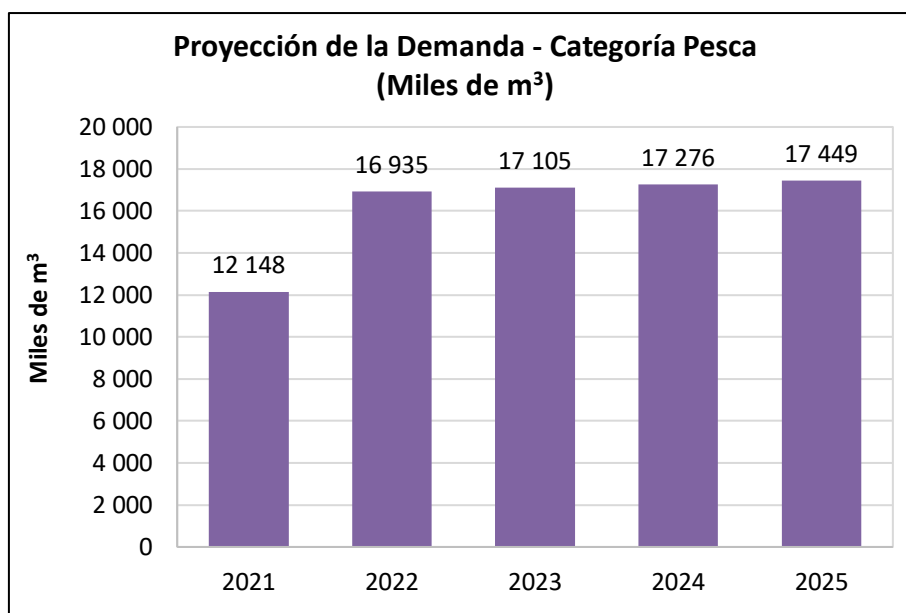


Gráfico N° 18



4.2.5 Categoría Instituciones Públicas (IP)

La demanda de la Categoría Instituciones Públicas se encuentran instituciones que brindan servicios de forma masiva a la población, cuya demanda se estimó tomando como base la información histórica. Considerando que es una categoría tarifaria nueva y los clientes en la actualidad son Npocos (no habiendo se conectado los importantes), la demanda historica evaluada se está incorporando a la categoría tarifaria C a efectos de establecer una tarifa promocional para la categoria especial IP.

Los resultados de la proyección de los clientes y consumos realizada para la categoría IP se presentan en el Gráfico N° 19 y Gráfico N° 20.

Gráfico N° 19

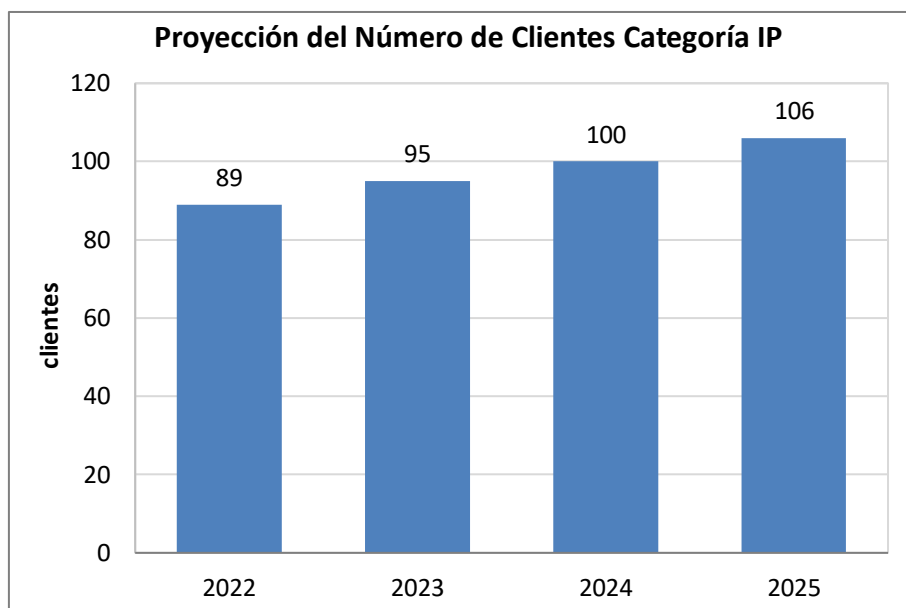
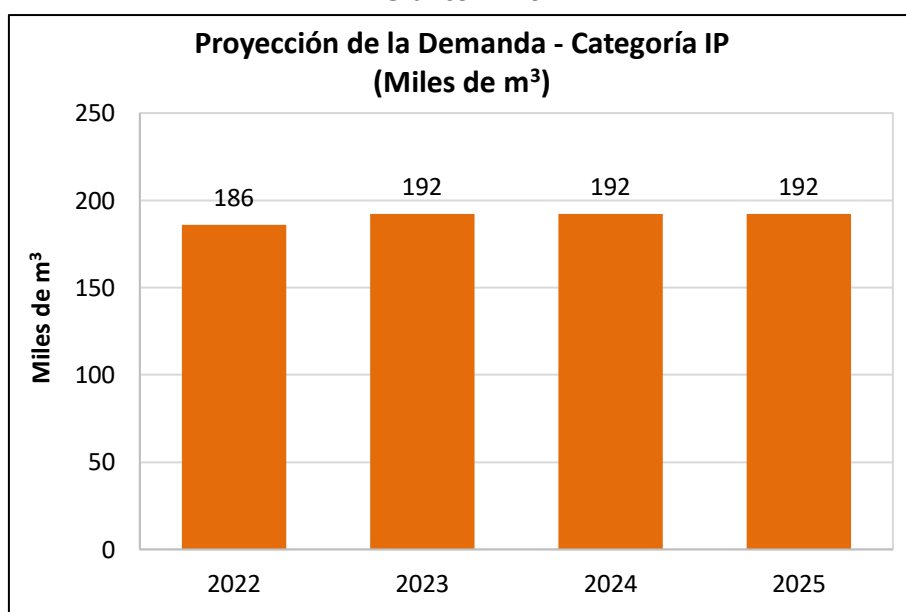


Gráfico N° 20



4.2.6 Categoría Generadores Eléctricos (GE)

Entre los principales demandantes de gas natural de la Concesión se tiene a los generadores eléctricos, quienes tienen una alta volatilidad debido a que su operación depende de factores muy variables como la producción de la generación hidroeléctrica y el crecimiento de la demanda eléctrica.

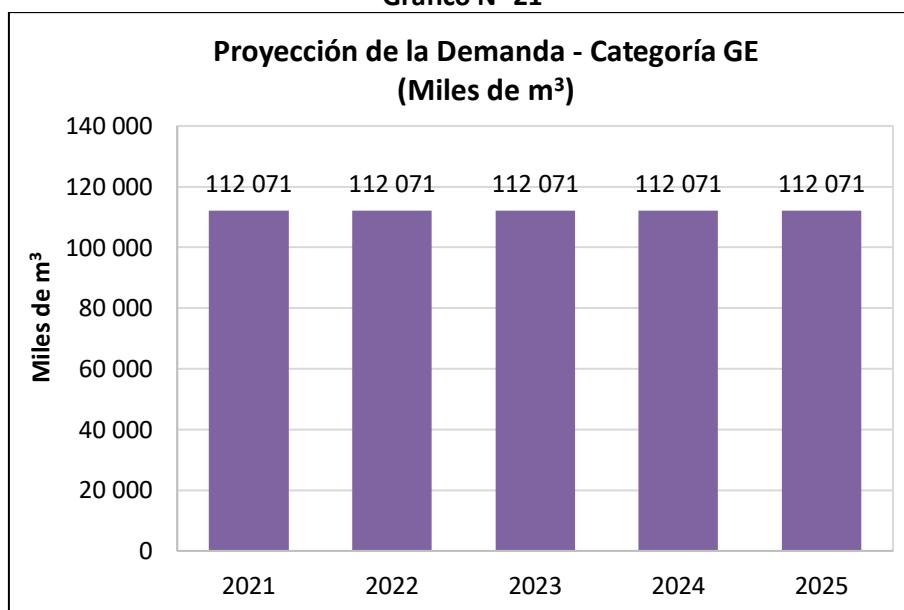
En la Categoría GE, se cuentan con generadores regulados e independientes, estos últimos cuentan con capacidad contratada con el Concesionario la misma que se ha incluida en la demanda de la presente categoría.

Los resultados de la proyección de consumos realizada para la Categoría GE se presentan en el Cuadro N° 6 y Gráfico N° 21:

Cuadro N° 6
Proyección de la Demanda de Gas Natural de la Generación Eléctrica

Año	GGEE Millón m³	AUTOGENERACIÓN Millón m³	Demanda GGEE Millón m³
2021	99 571	12 500	112 071
2022	99 571	12 500	112 071
2023	99 571	12 500	112 071
2024	99 571	12 500	112 071
2025	99 571	12 500	112 071

Gráfico N° 21



4.3 Valorización de las Inversiones

La valorización de las inversiones se ha seguido la metodología y criterios explicados en el capítulo 3 del presente documento. El sustento en el cual se basa los costos para valorizar las inversiones se encuentra en el Anexo N° 1 y Anexo N° 4 del presente documento.

4.3.1 Costos Unitarios

Las inversiones se reportan y valorizan en base a los criterios establecidos en el Procedimiento VNREGN y sus modificatorias.

De acuerdo con la norma mencionada, la valorización se realiza a partir del metrado reportado por Contugas correspondiente a: (i) las instalaciones reconocidas desde el inicio de la concesión hasta el 30 de junio de 2021, (ii) las instalaciones proyectadas y/o reportadas reconocidas desde 01 de julio de 2021 hasta el 30 de abril de 2022, y (iii) las instalaciones proyectadas en el PQI correspondientes al periodo regulatorio.

Para la valorización de las instalaciones se ha utilizado el Baremo de Costos Unitarios, el mismo que está sustentado con los estudios técnicos correspondientes relacionados a costos de los materiales, rendimientos de cada unidad constructiva, costos de personal, costos del contratista

y costos indirectos del Concesionario. Dichos costos corresponden a costos eficientes de mercado. Los resultados se presentan Anexo N° 1.

4.3.2 Reconocimiento de la infraestructura del sistema de distribución

Aspectos Conceptuales y Legales

Con respecto a la determinación del costo de inversión en la concesión de Ica, resulta necesario señalar que, la concesión culminó el Periodo de Tarifas Iniciales el 30 de abril de 2022. El Concesionario ha instalado infraestructura del sistema de distribución de gas natural en las diferentes localidades que pertenecen al departamento de Ica, como son: Ica, Pisco, Chincha, Nazca y Marcona.

Se debe indicar que, de acuerdo al Reglamento de Distribución, el Regulador debe aprobar el VNR de las instalaciones eficientes que contiene la concesión, por ello, corresponde evaluar las mencionadas instalaciones hasta el 30 de abril de 2022 fecha de culminación del Periodo de Tarifas Iniciales. La infraestructura eficiente de distribución planteada en la Propuesta Tarifaria incluye las instalaciones hasta el 30 de junio de 2021 la cual fue complementada con la infraestructura reportada por el Concesionario hasta el 30 de abril de 2022. Respecto al PQI de forma particular para el presente proceso regulatorio, está iniciando a partir 01 de mayo de 2022, en razón que, el Periodo de Tarifas Iniciales culmina el 30 de abril de 2022, con ello, el primer año de la PQI será del 1 mayo de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022, en los sucesivos años el plan anual inicio el 1 de enero y culmina el 31 de diciembre.

Asimismo, se debe indicar que actualmente la concesión no cuenta con un VNR aprobado previo, por ello, el VNR del presente proceso regulatorio corresponde al primero que será aprobado en la concesión de distribución de Ica y contendrá la valorización de las instalaciones eficientes que presenta dicha concesión.

En ese sentido, para determinar del costo de inversión se ha evaluado la magnitud de la infraestructura existente relacionada con los niveles de demanda y necesidades de la concesión. Para ello, se identificó la infraestructura que se encontraría sobredimensionada y no utilizada.

En aplicación del Reglamento de Distribución se ha procedido con la adaptación de la infraestructura existente, para ello se han utilizado modelos para obtener al diseño más eficiente para coberturar la demanda de la concesión, así como se ha adicionado la infraestructura proyectada en el PQI y finalmente se ha retirado del inventario, la infraestructura existente que no está siendo utilizada.

Modelamiento de la infraestructura eficiente del sistema de distribución

- **Red de Ductos**

A efectos de evaluar la infraestructura de acero, se realizó el modelamiento hidráulico para determinar los diámetros óptimos, necesarios para distribuir los volúmenes de gas definidos como caudales de diseño proyectados, los cuales reflejan el máximo volumen a distribuir en las condiciones actuales por parte del Concesionario.

El modelamiento se realizó con las condiciones operativas para la validación o determinación de los diámetros eficientes de cada sistema, identificándose las siguientes adaptaciones del sistema de distribución en red de acero por subsistemas.

En el Cuadro N° 7 se muestran los resultados de la adaptación de redes del tramo Humay – Pisco.

Cuadro N° 7
Gasoducto del tramo Humay – Pisco

Tramo		Red Actual		Red Eficiente	
		Diámetro	Longitud km	Diámetro	Longitud km
Humay	CG Pisco	14"	36,5	8"	36,5
CG Pisco	Reducción 1	12"	3,3	6"	3,3
Reducción 1	Reducción 2	10"	2,4	6"	2,4
Reducción 2	Reducción 3	8"	1,6	6"	1,6
Derivación 1	Final 1	6"	0,6	4"	0,6
Derivación 2	Final 2	4"	0,3	4"	0,3

En el Cuadro N° 8 se muestran los resultados de la adaptación de redes del tramo Humay – Marcona – Nazca.

Cuadro N° 8
Gasoducto del tramo Humay - Marcona - Nazca

Tramo		Red Actual		Red Eficiente	
		Diámetro	Longitud km	Diámetro	Longitud km
Humay	Marcona	20"	200,1	10"	44,8
				8"	149,4
Derivación Ica	CG Ica	6"	6,3	6"	6,4
Derivación Nazca	CG Nazca	6"	46,5	4"	46,5
CG Nazca	Ramal	4"	0,4	4"	0,4

En el Cuadro N° 9 se muestran los resultados de la adaptación de redes del tramo ramal del gasoducto de transporte (TGP) - Chincha.

Cuadro N° 9
Gasoducto del ramal Chincha

Chincha	Red Actual		Red Eficiente	
	Diámetro	Longitud km	Diámetro	Longitud km
Red Acero Chincha	14"	9,8	6"	9,8
	12"	3,1	6"	3,1
	10"	4,7	4"	4,7
	8"	3,4	4"	3,4
	6"	1,3	4"	1,3
	4"	2,2	4"	2,2

En el Cuadro N° 10 se muestran los resultados de la adaptación de redes del tramo ramal Ica.

Cuadro N° 10
Gasoducto del ramal Ica

Ica	Red Actual		Red Eficiente	
	Diámetro	Longitud km	Diámetro	Longitud km
Red Acero Ica	10"	8,6	6"	8,2
			4"	0,4
	8"	3,2	4"	3,2
	6"	3,8	4"	3,8
	4"	2,5	4"	2,5

En el Cuadro N° 11 se muestran los resultados de la adaptación de redes del tramo ramal gasoducto de transporte hacia el City Gate Independencia.

Cuadro N° 11
Gasoducto del ramal Independencia

Independencia	Red Actual		Red Eficiente	
	Diámetro	Longitud km	Diámetro	Longitud km
TGP – City Gate Ind.	8"	3,9	6"	3,9

En el Cuadro N° 12 se presenta el resume de la infraestructura actual y la infraestructura adaptada de gasoductos de acero.

Cuadro N° 12
Red eficiente equivalente Gasoducto

Tuberías Instaladas		Tuberías Adaptadas*	
Diámetro	Longitud (km)	Diámetro	Longitud (km)
20"	200,1	10"	44,8
14"	46,3	8"	185,9
12"	6,4	6"	39,1
10"	15,7	4"	65,9
8"	12,7	Total	335,7
6"	58,5		
4"	5,4		
Total	345,1		

*Considera los retiros de infraestructura no utilizada para el servicio.

- **City Gate y Estaciones**

Respecto a los City Gate y Estaciones, estas fueron adaptadas a los niveles de volúmenes y presiones que actualmente se utilizan en el sistema de distribución de gas natural.

De acuerdo al requerimiento de presiones de entrada, presión de salida y caudal máximo a manejar de acuerdo a las proyecciones futuras de demanda.

El Cuadro N° 13 y el Cuadro N° 14 detallan la lista de City Gates y ERP adoptados bajo el criterio de eficiencia que resulta de diseñarlos en función de la demanda proyectada para satisfacer el consumo de la empresa de referencia.

Cuadro N° 13
City Gate eficiente de acuerdo a la demanda proyectada

Código VNR	City Gate / Centro Operacional	Código VNR Reconocido	Activo Reconocido
020214080302	Centro Operacional - 150/5 50,000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - CENTRO OPERACIONAL CHINCHA	020313050302	City Gate - 150/5 - 20000 Sm ³ /h - Superficial - Terreno Arenoso
020211150302	Centro Operacional - 150/50 350,000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - CENTRO OPERACIONAL HUMAY	020311080302	City Gate - 150/50 - 50000 Sm ³ /h - Superficial - Terreno Arenoso
020204080302	Centro Operacional - 50/19 50,000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - CENTRO OPERACIONAL PISCO	020304050304	City Gate - 50/19 - 20000 Sm ³ /h - Superficial - Terreno Arenoso
020304070302	City Gate - 50/19 40,000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - CITY GATE ICA	020304050304	City Gate - 50/19 - 20000 Sm ³ /h - Superficial - Terreno Arenoso
020311070303	City Gate - 150/50 40,000 Sm ³ /h Superficial Terreno Semi Rocoso - CITY GATE INDEPENDENCIA (EGASA)	020311040303	City Gate - 150/50 - 10000 Sm ³ /h - Superficial - Terreno Semi Rocoso
020306020302	City Gate - 50/5 2000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - CITY GATE MARCONA	020306010302	City Gate - 50/5 - 1000 Sm ³ /h - Superficial - Terreno Arenoso
020304040303	City Gate - 50/19 10,000 Sm ³ /h Superficial Terreno Semi Rocoso - CITY GATE NASCA	020304010303	City Gate - 50/19 - 1000 Sm ³ /h - Superficial - Terreno Semi Rocoso

Cuadro N° 14
ERP eficiente de acuerdo a la demanda proyectada

Código VNR	Estaciones de Regulación de Presión	Código VNR Reconocido	Activo Reconocido
020403020302	ERM - 19/5 2000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - ESTACION DE DISTRITO ACEROS AREQUIPA	020103020302	ERP - 19/5 - 2000 Sm ³ /h - Superficial - Arenoso
020403010302	ERM - 19/5 1000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - ESTACION DE DISTRITO CGIC	020103010302	ERP - 19/5 - 1000 Sm ³ /h - Superficial - Arenoso
020403020303	ERM - 19/5 2000 Sm ³ /h Superficial Terreno Semi Rocoso - ESTACION DE DISTRITO CGNA	020103010303	ERP - 19/5 - 1000 Sm ³ /h - Superficial - Semi Rocoso
020403020302	ERM - 19/5 2000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - ESTACION DE DISTRITO COCH	020103010302	ERP - 19/5 - 1000 Sm ³ /h - Superficial - Arenoso
020403020302	ERM - 19/5 2000 Sm ³ /h Superficial Terreno Arenoso - ESTACION DE DISTRITO COPI	020103020302	ERP - 19/5 - 2000 Sm ³ /h - Superficial - Arenoso
020403040201	ERM - 19/5 10,000 Sm ³ /h Subterránea Terreno Normal - ESTACION DE DISTRITO DE CHINCHA (FATIMA)	020103020201	ERP - 19/5 - 2000 Sm ³ /h - Subterránea - Normal
020403040201	ERM - 19/5 10,000 Sm ³ /h Subterránea Terreno Normal - ESTACION DE DISTRITO DE ICA (PAN)	020103020201	ERP - 19/5 - 2000 Sm ³ /h - Subterránea - Normal
020403040103	ERM - 19/5 10,000 Sm ³ /h Semi-Subterránea Terreno Semi Rocoso - ESTACION DE DISTRITO DE PARACAS (EDPA)	0201030350203	ERP - 19/5 - 20000 Sm ³ /h - Subterránea - Semi Rocoso
020406040301	ERM - 50/5 10,000 Sm ³ /h Superficial Terreno Normal - ESTACION DE DISTRITO DE VILLACURI	0201060630301	ERP - 50/5 - 5000 Sm ³ /h - Superficial - Normal

- **Válvulas de acero**

De acuerdo con los diseños eficientes de cada uno de los tramos, de los nuevos diámetros y de las funciones operativas del Sistema se han reconocido las válvulas que se presentan en el Cuadro N° 15.

Cuadro N° 15
Válvulas reconocidas en las redes de acero

Código	Descripción	Cantidad	Código VNR Reconocido	Válvula Reconocida	Cantidad
40103000801	Válvula de Acero 3" de Acero 50 Bar Bola	1	40103000801	Válvula de Acero 3" de Acero 50 Bar Bola	1
40104000601	Válvula de Acero 4" de Acero 19 Bar Bola	40	40104000601	Válvula de Acero 4" de Acero 19 Bar Bola	66
40104000801	Válvula de Acero 4" de Acero 50 Bar Bola	13	40104000801	Válvula de Acero 4" de Acero 50 Bar Bola	13
40105000601	Válvula de Acero 6" de Acero 19 Bar Bola	17	40104000804	Válvula de Acero 4" de Acero 50 Bar de Línea	3
40105000801	Válvula de Acero 6" de Acero 50 Bar Bola	6	40105000801	Válvula de Acero 6" de Acero 50 Bar Bola	2
40106000601	Válvula de Acero 8" de Acero 19 Bar Bola	12	40105000601	Válvula de Acero 6" de Acero 19 Bar Bola	10
40106000801	Válvula de Acero 8" de Acero 50 Bar Bola	1	40105000804	Válvula de Acero 6" de Acero 50 Bar de Línea	1
40107000601	Válvula de Acero 10" de Acero 19 Bar Bola	4	40106000804	Válvula de Acero 8" de Acero 50 Bar Bola de Línea	10
40108000601	Válvula de Acero 12" de Acero 19 Bar Bola	1	40107000804	Válvula de Acero 10" de Acero 50 Bar Bola de Línea	1
40109000601	Válvula de Acero 14" de Acero 19 Bar Bola	2	Total		107
40109000801	Válvula de Acero 14" de Acero 50 Bar Bola	1			
40111000801	Válvula de Acero 20" de Acero 50 Bar Bola	10			
Total		108			

Retiro de infraestructura del sistema de distribución

- **Red de Ductos**

En el Cuadro N° 16, Cuadro N° 17 y Cuadro N° 18 se muestra la infraestructura retirada basados en los siguientes criterios los cuales se fundamentan en la normativa:

- Gasoductos que no forma parte del sistema de distribución.
- Gasoductos y/o tubería de conexión que no está siendo utilizada.
- Tubería de conexión que no registra Acometida asociada en la base de datos del VNRGN.
- Tubería de conexión vinculada a una Acometida registrada en el VNRGN que no figura en la base de datos del SICOMGN.
- Válvulas asociadas a los tramos retirados (Gasoductos o Tuberías de Conexión).

Cuadro N° 16
Gasoducto y Tubería de Conexión de acero retirada

Tramos Retirados	Longitud (m)	Criterio para su retiro
TGP - CG Humay	259,85	i)
TGP - CG Chíncha	552,43	i)
Derivación Nazca - Marcona	5 867,76	ii)
Derivación Hayduk – Ind. Hayduk	3 037,36	ii)
TC sin Acometida asociada en el reporte VNRGN	479,13	iii)
Total	10 196,53	

Cuadro N° 17
Tubería de Conexión de polietileno retirada

Tramos Retirados	Longitud (m)	Criterio para su retiro
TC sin Acometida asociada en el reporte VNRGN	18 405	iii)
Acometida asociada a una TC reportada en el VNRGN pero no registrada en el SICOMGN	31 425	iv)
Total	49 830	

Cuadro N° 18
Válvula retirada perteneciente a los tramos retirados

Válvulas Retiradas	Unidad	Criterio para su retiro
Derivación Hayduk - Ind. Hayduk	2	v)
Derivación Nazca - Marcona	1	v)
Total	3	

4.3.3 Metrados del sistema de distribución

El metrado utilizado considera las instalaciones adaptadas hasta el 30 de abril de 2022, asimismo el metrado del sistema de distribución considera las redes proyectadas desde el 01 mayo de 2022 a diciembre de 2025.

4.3.3.1 Instalaciones Ejecutadas Reconocidas

Los metrados de las instalaciones ejecutadas reconocidas hasta el 30 de abril de 2022 en cuanto a cantidades y unidades consideradas para la valorización, se presentan en el Cuadro N° 19 y Cuadro N° 20.

Cuadro N° 19
Metrado de instalaciones reconocidas al 30 de abril del 2022

Grupo	SubGrupo	Unidad	Existente							Continúa en el Cuadro N° 20
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Gasoducto	Acero	m	-	-	-	-	95 117	209 701	22 443	
	PE	m	-	-	15 780	57 253	338 596	410 070	105 709	
Tubería de Conexión	Acero	m	3 921	-	-	-	150	1 968	1 233	
	PE	m	-	-	241	4 737	19 189	61 977	18 982	
Estaciones de Regulación	ERP	Unidad	-	-	-	1	1	2	-	
	City Gate	Unidad	1	-	-	-	1	5	-	
Válvulas	Acero	Unidad	-	-	-	-	22	30	43	
	PE	Unidad	-	-	9	46	246	319	61	
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	-	-	-	-	6	4	1	
	Hot Tap	Unidad	-	-	-	-	-	-	2	
	Cruce de Vías	Unidad	-	-	1	-	4	10	18	
	Otras Obras	Unidad	-	-	-	-	4	3	7	

Cuadro N° 20
Metrado de instalaciones reconocidas al 30 de abril de 2022 (continuación)

Grupo	SubGrupo	Unidad		Existente							Total
				2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*	
Gasoducto	Acero	m	Viene del Cuadro N° 19	176	-	56	17	-	-	-	327 508
	PE	m		28 261	108 164	94 711	18 841	66	2 085	-	1 179 536
Tubería de Conexión	Acero	m		253	-	152	-	-	18	-	7 694
	PE	m		8 513	22 756	21 945	22 696	2 901	17 390	3 931	205 258
Estaciones de Regulación	ERP	Unidad		3	-	1	1	-	-	-	9
	City Gate	Unidad		-	-	-	-	-	-	-	7
Válvulas	Acero	Unidad		4	2	3	1	-	2	-	107
	PE	Unidad		23	78	92	17	1	-	-	892
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad		-	-	-	-	-	-	-	11
	Hot Tap	Unidad		1	-	2	-	-	2	-	7
	Cruce de Vías	Unidad		-	-	-	-	-	-	-	33
	Otras Obras	Unidad		2	-	-	-	-	-	-	16

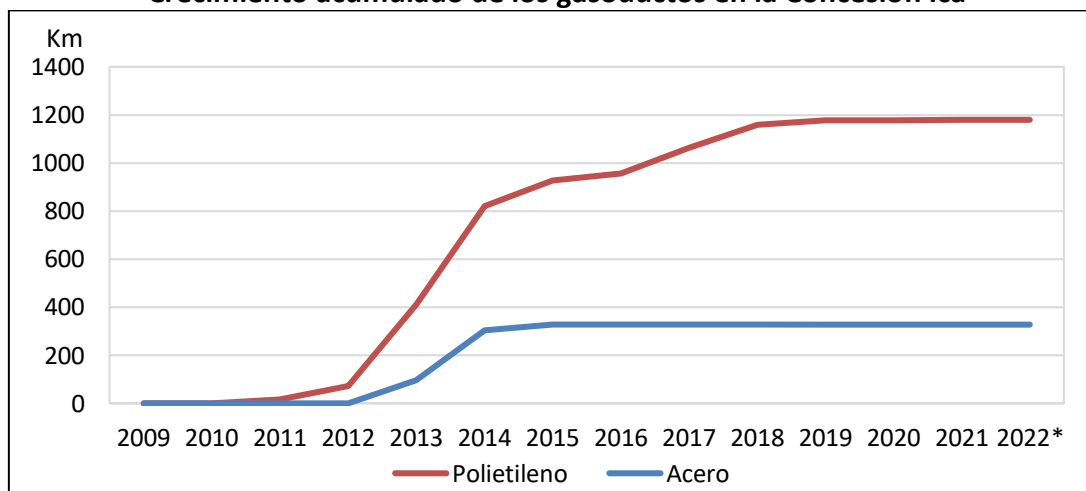
*Considera información hasta el 30 de abril de 2022

Asimismo, se ha evaluado la tendencia del crecimiento anual de las redes de distribución, encontrando que las redes de polietileno del sistema de distribución han registrado crecimientos importantes entre el 2011 y 2014, y crecimientos sostenidos entre el 2014 al 2019, sin embargo, en el 2020 y 2021 el crecimiento ha sido conservador.

Por otro lado, en relación al crecimiento de las redes de acero se ha encontrado que dichas redes han crecido entre el 2009 al 2015, pero sin embargo desde de dicho año las redes de acero no registran ningún crecimiento.

En el Gráfico N° 22 se presenta el crecimiento anual de las redes de polietileno y acero en la Concesión de Ica.

Gráfico N° 22
Crecimiento acumulado de los gasoductos en la Concesión Ica



*Considera información hasta el 30 de abril de 2022.

4.3.3.2 Instalaciones Proyectadas

Las instalaciones proyectadas para la fijación de la tarifa de distribución de la concesión corresponden a los metrados dentro del periodo del 1 de mayo de 2022 a 31 de diciembre de 2025, en particular, el primer año del plan (año 2022), corresponde al periodo comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de diciembre de 2022, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Distribución y la culminación de las tarifas del periodo inicial de la Concesión de Ica.

En el Cuadro N° 21 se presenta el metrado de las instalaciones proyectadas consideradas para la valorización.

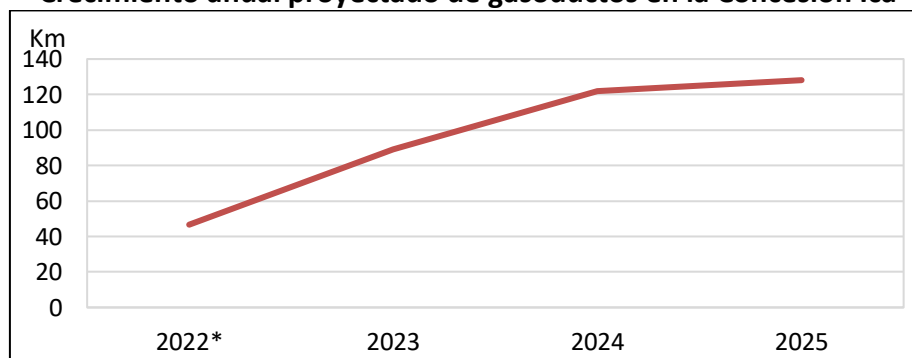
Cuadro N° 21
Metrado de Proyectado del 01 de mayo del 2022 a diciembre del 2025

Grupo	SubGrupo	Unidad	Proyectado				Total
			2022*	2023	2024	2025	
Gasoducto	Acero	m	-	-	-	-	-
	PE	m	46 640	42 430	32 760	6 258	128 088
Tubería de Conexión	Acero	m	-	-	-	-	-
	PE	m	52 707	26 667	24 549	32 172	136 094
Estaciones de Regulación	ERP	m	-	-	-	-	-
	City Gate	m	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	Unidad	-	-	-	-	-
	PE	Unidad	12	9	7	3	31
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	-	-	-	-	-
	Hot Tap	Unidad	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías	Unidad	-	-	-	-	-
	Otras	Unidad	-	2	12	-	14

(*) Corresponden desde 01 de mayo del 2022.

Asimismo, se ha evaluado la tendencia del crecimiento anual de las redes de distribución, observándose únicamente el desarrollo de redes de polietileno entre los años 2022 al 2025. En el Gráfico N° 23 se presenta el crecimiento anual de las redes proyectadas de polietileno en la Concesión de Ica.

Gráfico N° 23
Crecimiento anual proyectado de gasoductos en la Concesión Ica



(*) Corresponden desde 01 de mayo de 2022.

Plano de las Instalaciones de Distribución existentes (reconocidas) y proyectadas

El plano de las Instalaciones de Distribución existentes (reconocidas) y proyectadas, muestra el recorrido de las redes existentes y proyectadas para cada uno de los años diferenciados con colores específicos sobre el ámbito geográfico de la Concesión de Ica.

El Anexo N° 2 del presente informe presenta el plano del Sistema de Distribución de Gas Natural por red de ductos con el detalle de las instalaciones existentes y proyectadas (que incluye el PQI) para el periodo 2022-2026.

4.3.4 Valorización del sistema de distribución

4.3.4.1 Instalaciones Ejecutadas Reconocidas

La valorización de los metrados de las instalaciones ejecutadas reconocidas hasta el 30 de abril del 2022 se ha realizado utilizando el Baremo de Costos Unitarios. Los resultados de la valorización del VNR del sistema de distribución se presenta en el Cuadro N° 22 y Cuadro N° 23.

Cuadro N° 22
Valorización del Metrado Reconocido al 30 de abril de 2022 (USD)

Grupo	SubGrupo	Existente							
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Gasoducto	Acero	-	-	-	-	30 959 006	57 845 094	4 247 675	Continu a en el Cuadro N° 23
	PE	-	-	869 902	2 379 294	15 845 725	21 062 588	6 925 743	
Tubería de Conexión	Acero	916 166	-	-	-	37 089	389 742	206 971	
	PE	-	-	9 986	188 559	796 502	2 569 889	783 412	
Estaciones de Regulación	ERP	-	-	-	366 142	366 142	766 285	-	
	City Gate	2 905 248	-	-	-	3 973 530	8 161 063	-	
Válvulas	Acero	-	-	-	-	691 595	681 435	128 133	
	PE	-	-	2 852	7 726	58 078	64 386	16 743	
Obras Especiales	Cruce de Ríos	-	-	-	-	1 089 365	726 243	181 561	
	Hot Tap	-	-	-	-	-	-	38 969	
	Cruce de Vías	-	-	10 527	-	42 107	105 266	189 480	
	Otras Obras	-	-	-	-	1 137	853	1 990	
Total USD		3 821 415	-	893 266	2 941 721	53 860 276	92 372 845	12 720 675	

Cuadro N° 23
Valorización del Metrado Reconocido al 30 de abril de 2022 (USD)

Grupo	SubGrupo	Existente								Total
		Viene del Cuadro N° 22	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*	
Gasoducto	Acero		29 882	-	12 106	3 247	-	-	-	93 097 010
	PE		1 508 889	5 558 511	5 498 603	878 222	3 992	103 192	-	60 634 661
Tubería de Conexión	Acero		43 005	-	25 765	-	-	3 539	-	1 622 277
	PE		355 438	1 023 077	977 938	1 139 494	143 715	858 596	201 469	9 048 074
Estaciones de Regulación	ERP		1 114 078	-	648 799	837 193	-	-	-	4 098 640
	City Gate		-	-	-	-	-	-	-	15 039 842
Válvulas	Acero		11 825	5 877	8 815	2 974	-	5 877	-	1 536 530
	PE		7 531	17 435	23 494	4 795	172	-	-	203 211
Obras Especiales	Cruce de Ríos		-	-	-	-	-	-	-	1 997 169
	Hot Tap		19 484	-	38 969	-	-	38 969	-	136 390
	Cruce de Vías		-	-	-	-	-	-	-	347 379
	Otras Obras		569	-	-	-	-	-	-	4 549
Total USD			3 090 702	6 604 900	7 234 489	2 865 924	147 879	1 010 173	201 469	187 765 733

*Considera información hasta el 30 de abril de 2022.

En el marco de lo establecido en los artículos 110 y 111 del Reglamento de Distribución, se realizó el cálculo del VNR existente hasta el 30 de abril de año 2022. Como resultado de la valorización de las instalaciones (utilizando los costos unitarios BAREMO) y aplicando la metodología dispuesta en el artículo 111 del Reglamento de Distribución; el VNR a ser reconocido resulta USD 192,94 millones, el mismo que incluye las inversiones complementarias acumuladas que asciende a USD 5 173 035.

El VNR de la infraestructura reconocida del periodo 2009 al 30 de abril de 2022 del sistema de distribución es el siguiente:

• Inversiones Complementarias	:	USD	5 173 035
• VNR de la Infraestructura	:	USD	187 765 733
• VNR Total	:	USD	192 938 768

4.3.4.2 Instalaciones Proyectadas

La valorización de los metros de las instalaciones proyectadas desde el 1 de mayo del 2022 hasta el 31 de diciembre de 2025 se ha realizado utilizando el Baremo de Costos Unitarios el cual asciende a 12,01 MMUSD; el detalle de la valorización se presenta en el Cuadro N° 24.

Cuadro N° 24
Valorización del Metrado Proyectado al 2025 (USD)

Grupo	SubGrupo	Proyectado				Total
		2022*	2023	2024	2025	
Gasoducto	Acero	-	-	-	-	-
	PE	2 463 514	3 098 925	1 697 787	324 307	7 584 533
Tubería de Conexión	Acero	-	-	-	-	-
	PE	1 611 425	815 290	750 551	983 612	4 160 878
Estaciones de Regulación	ERP	-	-	-	-	-
	City Gate	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	-	-	-	-	-
	PE	1 705	1 279	994	426	4 404
Obras Especiales	Cruce de Ríos	-	-	-	-	-
	Hot Tap	-	-	-	-	-
	Cruce de Vías	-	-	-	-	-
	Otras	-	569	3 412	-	3 981
Inversiones Complementarias		81 734	79 102	55 125	36 373	252 334
Total		4 158 378	3 995 165	2 507 869	1 344 718	12 006 130

(*) : Corresponden desde el 01 de mayo de 2022.

4.3.5 Anualidad de la Inversión de la infraestructura reconocida

La anualidad de la inversión para el cálculo de la tarifa de distribución, corresponde a la anualización de las inversiones acumuladas considerando una tasa de descuento del 12%⁶ y un periodo de recuperación de 30⁷ años.

El resultado de los cálculos se presenta en el Cuadro N° 25.

Cuadro N° 25
Anualidad de la Inversión Acumulada (USD)

Descripción		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Gasoducto	Acero	11 557 403	11 557 403	11 557 403	11 557 403	46 229 613
	PE	7 833 238	8 217 950	8 428 720	8 468 980	32 948 888
Tubería de Conexión	Acero	201 395	201 395	201 395	201 395	805 582
	PE	1 323 309	1 424 522	1 517 698	1 639 808	5 905 338
Estaciones de Regulación	ERP	508 820	508 820	508 820	508 820	2 035 281
	City Gate	1 867 101	1 867 101	1 867 101	1 867 101	7 468 404
Válvulas	Acero	190 750	190 750	190 750	190 750	763 002
	PE	25 439	25 598	25 721	25 774	102 532
Obras Especiales	Cruce de Ríos	247 936	247 936	247 936	247 936	991 743
	Hot Tap	16 932	16 932	16 932	16 932	67 728
	Cruce de Vías	43 125	43 125	43 125	43 125	172 500
	Otras Obras	565	635	1 059	1 059	3 318
Inversiones Acumuladas Directas		23 816 014	24 302 169	24 606 661	24 769 084	97 493 928
Inversiones Complementarias		652 346	662 166	669 010	673 525	2 657 047
TOTAL Anualidad de Inversiones		24 468 361	24 964 335	25 275 671	25 442 609	100 150 976
TOTAL Anualidad de Inv. Actualizadas		23 120 428	21 061 678	19 039 592	17 111 913	80 333 611

⁶ Art. 115 Reglamento de Distribución.

⁷ Art. 109 Reglamento de Distribución.

4.4 Costos de explotación

De acuerdo a lo dispuesto en el marco normativo vigente los costos de explotación se determinan empleando el criterio de Empresa Modelo Eficiente.

Esta metodología permite la construcción “*bottom up*” de los costos eficientes en que incurriría una empresa de dimensiones similares a la actual concesionaria de distribución. Para ello, se han considerado las actividades de operación y mantenimiento, actividades comerciales y actividades de administración que permitirían la gestión eficiente de la mencionada concesión.

En ese sentido, los costos de explotación de la Empresa Modelo Eficiente serán estructurados de acuerdo a su naturaleza, partiendo de aquellos que afectan de manera directa la operatividad de la empresa (costos directos), como aquellos cuyo carácter indirecto resultan importantes para dar soporte a las actividades directas operacionales (costos indirectos). Adicionalmente, serán incorporados costos de explotación que están relacionados con los mecanismos promocionales, aspectos regulatorios, entre otros, cuyo detalle será desarrollado más adelante.

En ese contexto, en virtud del análisis desarrollado según el informe que se presenta en el Anexo N° 4, la determinación de la Empresa Modelo Eficiente se basa en los siguientes criterios: a) análisis detallado de los costos de operación y mantenimiento del Concesionario, en función a los costos de una Empresa Modelo Eficiente con características de mercado similares a la de su Concesión; b) análisis de información de costos de operación y mantenimiento registrada en los estados financieros del Concesionario; cuyos resultados se presentan en las secciones que continúan.

4.4.1 Costos Directos

Los costos directos han sido segmentados en dos tipos, los costos asociados a las actividades de distribución y los costos asociados a las actividades de comercialización.

a) Costos Directos de Distribución

Este rubro comprende las actividades señaladas en el Manual de Operación y Mantenimiento y en el Programa de Mantenimiento del Sistema de Distribución presentado por la empresa Contugas. En específico, los costos directos relacionados con las actividades de distribución incluyen:

- Los costos de mantenimiento preventivo y correctivo de las redes de distribución, cuyo detalle proviene de su Programa de Mantenimiento del Sistema de Distribución adaptado a los niveles de las instalaciones reconocidas. Estos incluyen los costos de operación de una línea y una central de emergencias, cuya función es la atención de denuncias y situaciones de emergencia, la solución de reclamos de carácter técnico y/o la atención de fallas en la red de distribución.
- El costo de odorización del gas natural distribuido.
- Los costos de implementación de la Norma API 1162 “*Public Awareness Programs for Pipeline Operators*”, conformado por un programa de actividades de prevención de riesgos para operadores de ductos.
- Los costos del personal asociado a las actividades de distribución (incluidos beneficios sociales). Asimismo, se incorporan los costos no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal a que se hace referencia líneas arriba.
- Como parte del personal técnico reconocido a la empresa de distribución, se incluye aquel necesario para el desarrollo de las actividades de: i) inspección, supervisión y

habilitación de Categoría A1 y A2; y ii) revisión quinquenal de instalaciones internas y mantenimiento de Acometidas para las Categorías A1 y A2.

b) Costos Directos de Comercialización

Este rubro comprende las actividades de carácter comercial desarrolladas por la empresa operadora. En específico, los costos directos relacionados con las actividades de comercialización incluyen:

- Los costos de las actividades de lectura de medidores, reparto de facturas, impresión, facturación y cobranza a los clientes del Concesionario.
- Los costos de implementación y operación de las agencias comerciales (centros de atención al cliente) en cada una de las sedes que atiende el Concesionario y la central de llamadas del mismo tipo (call center).
- Los gastos de marketing, publicidad y comunicación.
- Los costos del personal asociado a las actividades de comercialización (incluidos beneficios sociales). Asimismo, se incorporan costos no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal que realiza actividades de comercialización.

El resumen de los Costos Directos correspondientes a la Empresa Modelo Eficiente se presenta en el Cuadro N° 26.

Cuadro N° 26
Costos Directos de la Empresa Modelo Eficiente (USD)

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
OPEX - Distribución				
Costo Directo	2 350 739	2 391 390	2 423 574	2 459 212
Mantenimiento Preventivo	1 607 312	1 639 483	1 668 224	1 700 817
Mantenimiento Correctivo	340 814	348 254	350 703	352 734
Odorización del Gas	29 938	30 978	31 973	32 986
Otros	372 675	372 675	372 675	372 675
Supervisión Directa + GG	1 426 408	1 426 408	1 426 408	1 426 408
Total OPEX - Distribución	3 777 147	3 817 799	3 849 983	3 885 620
OPEX - Comercialización				
Costo Directo	915 285	990 275	1 059 293	1 166 234
Lectura (A+B)	269 169	292 971	314 880	343 584
Lectura (IP+C+D+GNV+E+Pesca+GE)	462	480	496	515
Reparto (A+B)	213 173	232 024	249 375	272 108
Reparto (IP+C+D+GNV+E+Pesca+GE)	366	381	393	408
Cobranza	246 689	262 610	277 263	312 981
Facturación	185 427	201 809	216 886	236 639
Supervisión Directa	1 172 680	1 172 680	1 172 680	1 172 680
Gastos Diversos y Call Center	330 238	330 238	330 238	333 916
Marketing	133 429	74 796	70 956	89 777
Total OPEX - Comercialización	2 551 632	2 567 989	2 633 167	2 762 607

4.4.2 Costos Indirectos

Los costos indirectos comprenden aquellas actividades de gestión que brindan soporte a las actividades operativas directas de la empresa modelo.

a) Costos Personales de Gestión

Comprende el costo del personal (incluidos beneficios sociales) que conforma la plana administrativa de la empresa.

b) Costos No Personales de Gestión

Comprenden las partidas contables de suministros, alquileres (oficinas, talleres, estacionamientos, etc.), cargas diversas de gestión, servicios prestados por terceros y seguros.

El resumen de los Costos Indirectos se presenta en el Cuadro N° 27.

Cuadro N° 27
Costos Indirectos de la Empresa Modelo Eficiente (USD)

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Costo de Personal	1 297 252	1 297 252	1 297 252	1 297 252
Costos No Personales	1 316 052	1 316 052	1 316 052	1 316 052
Total OPEX - Administración	2 613 304	2 613 304	2 613 304	2 613 304

4.4.3 Otros costos de operación y mantenimiento

Adicionalmente, los costos de explotación de la Empresa Modelo Eficiente de distribución de gas natural incluyen los siguientes rubros:

a) Costo Financiero del Gas Natural

Comprende el costo financiero del gas natural por la diferencia de días que existen entre el pago del suministro al productor, el servicio de transporte al transportista y la venta de dicho gas natural a los clientes regulados de la concesión.

El proceso de pago de la compra de gas y servicio de transporte se encuentra dentro del proceso del ciclo comercial en la cual la empresa desde el punto de vista del sector es la que asegura la cadena de pago de todo el servicio, por un lado realiza la facturación y cobranza por el servicio y por otro lado efectúa el pago a los proveedores del gas y del transporte, estas operaciones se realizan en forma diaria y cíclica, es decir, con ingresos frecuentes de dinero y pagos cíclicos del upstream. Esta operación no requiere de ningún financiamiento de largo plazo ya que se paga directamente con el flujo de dinero de las operaciones diarias. Por ello, resulta razonable el reconocimiento del 3% de costo financiero ya que esta cubre el costo financiero por la diferencia de los días estimados en 15 días, entre el pago a los proveedores y la cobranza de los usuarios.

b) Pérdidas físicas

Las pérdidas físicas que se estiman en un 0,53% anual de los costos pagados por suministro y transporte. Este factor se estima a partir de la información remitida por el Concesionario.

c) Aporte según Ley N° 27332

Estos aportes se estiman en 1% anual de los montos facturados por el Concesionario.

d) Costos de Inspección, Supervisión y Habilitación para consumidores menores a 300 m³/mes (Categorías A1 y A2)

Los costos de la inspección, supervisión y habilitación de Categoría A1 y A2 son incorporados a los costos de operación y mantenimiento. El monto estimado para esta labor asciende a 18,34 USD/cliente.

e) Costos de revisión quinquenal de instalaciones internas y mantenimiento de Acometidas para consumidores menores a 300 m³/mes (Categorías A1 y A2)

Los costos mantenimiento de las Acometidas y revisión quinquenal de las instalaciones internas A1 y A2 son incorporados a los costos de operación y mantenimiento, el monto estimado para esta labor asciende a 27,90 USD/cliente.

f) Gestión de la Promoción

Son los costos relacionados al monitoreo, logística, recepción y entrega de material, así como el monitoreo de la mano de obra, entre otros, que permiten la gestión eficiente de la aplicación del Mecanismo de Promoción.

Finalmente, en el Cuadro N° 28 se presenta el resumen de los otros costos de operación y mantenimiento.

Cuadro N° 28
Otros Costos de la Empresa Modelo Eficiente (USD)

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Costo Financiero del Gas Natural	39 893	41 280	42 605	43 955
Pérdidas	93 543	96 794	99 901	103 069
Aporte por Regulación	339 425	351 222	362 496	373 990
Mant. Acometidas & Rev. Instalación Interna	207 756	190 708	194 503	194 503
Insp., Superv. y Hab. Inst. Interna (Cat. A)	276 229	139 756	128 659	168 610
Gestión de la Promoción	38 387	19 864	17 947	25 023
Total OPEX - Otros	995 232	839 624	846 110	909 150

4.4.4 Costos Totales de Explotación (OPEX)

Los costos de explotación totales resultan de la adición de los costos de Distribución, Comercialización, Administración y Otros Costos, los cuales han sido calculados aplicando el criterio de empresa modelo eficiente. A continuación, el Cuadro N° 29 resume los costos de explotación considerados para la Empresa Modelo Eficiente de distribución de gas natural por red de ductos.

Cuadro N° 29
Costos de Explotación de la Empresa Modelo (USD)

Rubro de Costo	Año				Total
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	
Distribución	3 777 147	3 817 799	3 849 983	3 885 620	15 330 549
Comercialización	2 551 632	2 567 989	2 633 167	2 762 607	10 515 395
Administración	2 613 304	2 613 304	2 613 304	2 613 304	10 453 215
Otros	995 232	839 624	846 110	909 150	3 590 117
OPEX (USD)	9 937 316	9 838 716	9 942 564	10 170 680	39 889 276
OPEX Actualizado (USD)	9 389 881	8 300 636	7 489 509	6 840 485	32 020 512

Los costos de explotación propuestos ascienden a USD 9,94 MM en el primer año y varían progresivamente hasta USD 10,17 MM en el cuarto año de operación. El valor presente del costo del OPEX resulta USD 32,02 MM.

De acuerdo a lo señalado en el numeral 12.3 de la Norma de Estudios Tarifarios se debe descontar todo ingreso que permita recuperar parte de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la Concesión, tal es el caso del Derecho de Conexión cobrado a los clientes el cual se estima en función de los nuevos consumidores del periodo 2022-2026.

El Cuadro N° 30 presenta el detalle de cálculo del descuento de los ingresos proyectados por el Derecho de Conexión a los costos del OPEX.

Cuadro N° 30
Costos de Explotación de la Empresa Modelo descontado el Derecho de Conexión (USD)

Rubro de Costo	Año				Total
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	
OPEX	9 937 316	9 838 716	9 942 564	10 170 680	39 889 276
Derecho de Conexión	-745 208	-374 509	-344 806	-448 219	-1 912 742
Total OPEX (USD)	9 192 108	9 464 207	9 597 758	9 722 461	37 976 534
Total OPEX Actualizado (USD)	8 685 726	7 984 674	7 229 775	6 539 027	30 439 201

El valor presente del costo del OPEX descontado los ingresos proyectados por el Derecho de Conexión resulta USD 30,44 MM.

4.4.5 Gastos de Promoción

Los gastos de promoción se determinan en virtud de la aplicación del Mecanismo de Promoción. Estos son el resultado de multiplicar el número de beneficiarios anuales del Mecanismo de Promoción por el Descuento de Promoción.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 112a del Reglamento de Distribución, el Descuento de Promoción que es aplicado a cada beneficiario, es determinado como la suma del cargo por Derecho de Conexión más el costo de la Acometida (ambos son regulados por Osinergmin).

El Descuento de Promoción es aplicable a todos aquellos usuarios pertenecientes a los niveles socioeconómicos medio, medio bajo y bajo, sin distinción.

En los Cuadro N° 31, Cuadro N° 32 y Cuadro N° 33, se presenta el resumen de resultados obtenidos para la proyección del Gasto de Promoción requerido para el periodo regulatorio 2022 – 2026. En el Informe N° 168-2022-GRT se sustenta la propuesta para la proyección del Gasto de Promoción señalado.

Cuadro N° 31
Descuento de Promoción

Concepto	Descuento de Promoción de una vivienda típica
Derecho de Conexión	57,02
Acometida	79,94
Descuento de Promoción (USD/Cliente)	136,96

Cuadro N° 32
Número de beneficiarios del Mecanismo de Promoción

Tipo de Red	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Redes Existentes	2 931	3 124	3 202	3 265	12 522
Redes FISE	7 169	-	-	-	7 169
Redes Nuevas	1 298	2 774	2 127	4 165	10 364
Beneficiarios	11 398	5 898	5 329	7 430	30 055

Cuadro N° 33
Gasto de Promoción (USD)

Item	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Beneficiarios	11 398	5 898	5 329	7 430	30 055
Gasto Total (USD)	1 561 070	807 790	729 860	1 017 613	4 116 333
Gasto Total Actualizado (USD)	1 475 073	681 509	549 787	684 415	3 390 783

El valor presente del Gasto de Promoción para el periodo regulatorio 2022 - 2026 resulta USD 3,39 MM.

4.5 Cálculo de las Tarifas de Distribución

4.5.1 Tarifa media de Distribución del modelo tarifario

El resultado de la Tarifa Media, es calculada en base a los costos de inversión y los costos de explotación para los 4 años del periodo regulatorio y asciende a 115,39 USD/mil m³, correspondientes al periodo regulatorio de 4 años. Dicha tarifa corresponde a un Costo de Servicio actualizado de 114,16 MMUSD y a una Demanda actualizada de 989,39 millones m³. En el Cuadro N° 34 se muestra el cálculo de la Tarifa Media de Distribución.

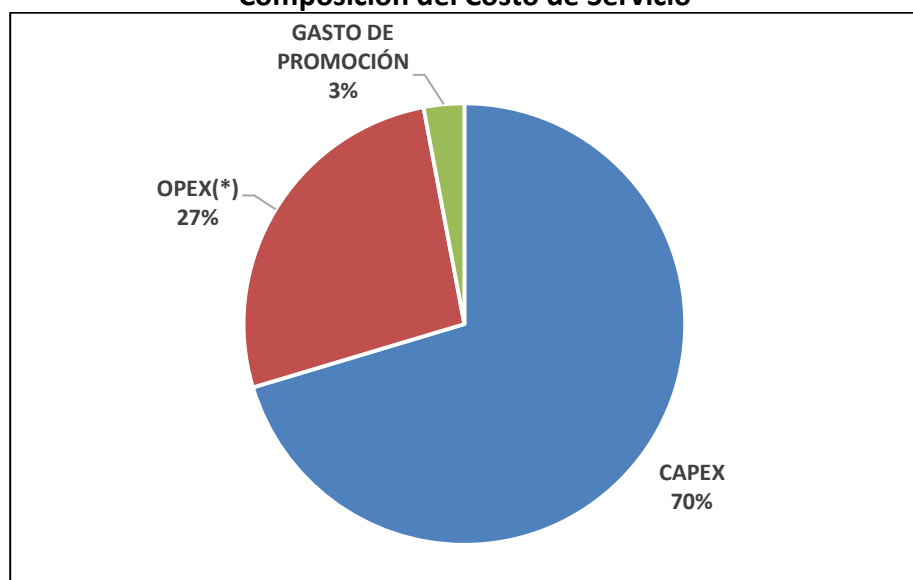
Cuadro N° 34
Cálculo de la Tarifa Media del Sistema de Distribución

ítem	Unidad	Total	Acero	Polietileno
CAPEX	Miles USD	80 334	46 048	34 285
OPEX(*)	Miles USD	30 439	17 448	12 991
GASTO DE PROMOCIÓN	Miles USD	3 391		
COSTO DEL SERVICIO	Miles USD	114 164	63 496	47 276
DEMANDA	Mil m ³	989 391	921 879	67 512
TARIFA MEDIA DE DISTRIBUCIÓN	USD/Mil m³	115,39	68,88	700,26

(*): Al valor incluye el descuento del derecho de conexión (USD 1,58 millones)

En el Gráfico N° 24 se muestra que la participación del CAPEX representa el 70% del Costo de Servicio, mientras que el OPEX y el Costo de Promoción representan el 27% y 3%, respectivamente.

Gráfico N° 24
Composición del Costo de Servicio



La Tarifa Media del sistema de distribución, que es igual a 115,39 USD/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.

4.5.2 Diseño tarifario

Para el presente proceso regulatorio, se han seguido los siguientes pasos para actualizar las tarifas con la nueva información de costos y demanda:

1. Se toma como base las tarifas vigentes que se viene aplicando a cada categoría tarifaria, ello con la finalidad de establecer un balance tarifario preservando el criterio de competitividad frente a los sustitutos que se consideran para cada una de las categorías tarifas vigentes.
2. Se verifica la existencia del Equilibrio Tarifario entre Ingreso Medio y Costo Medio.

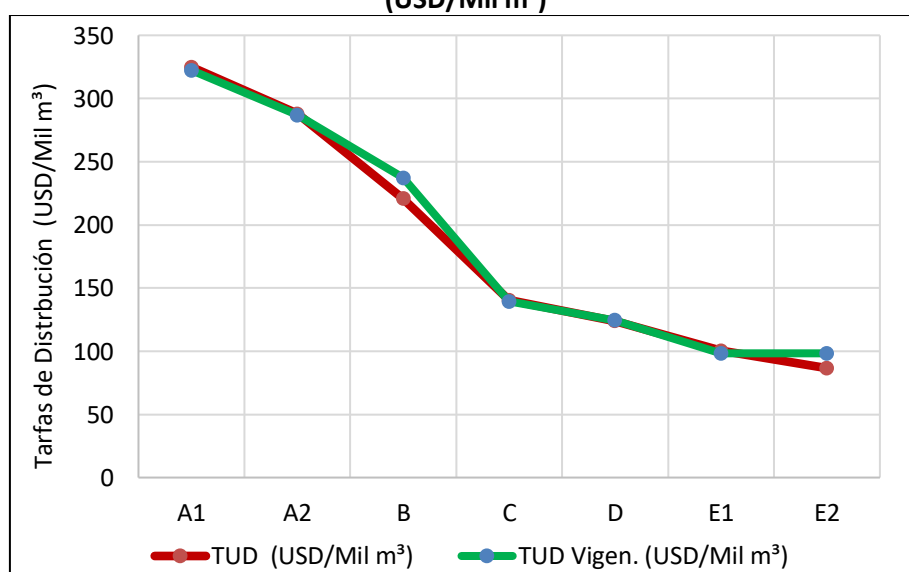
3. En base al déficit o superávit del balance señalado en el paso anterior, se obtiene un factor de ajuste para determinar las nuevas tarifas por categoría de la concesión, tal como se aprecia en el Cuadro N° 35.

Cuadro N° 35
Cuadro de Equilibrio Tarifario de la Concesión

Categoría	Demanda actualizada (Miles m ³)					Tarifa sin ajuste de equilibrio tarifario (USD/Mil m ³)	Ingresos sin ajuste de equilibrio tarifario (Miles USD)
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total		
A1	12 412,17	12 112,75	11 661,62	11 405,75	47 592,27	322,34	15 340,86
A2	2 476,65	2 238,63	2 022,63	1 823,84	8 561,76	286,88	2 456,22
B	2 491,22	2 779,29	2 981,03	3 106,81	11 358,36	237,20	2 694,21
C	6 728,16	7 163,73	7 324,57	7 367,19	28 583,65	139,31	3 982,12
D	30 209,18	27 871,99	25 450,67	23 227,34	106 759,18	124,44	13 284,72
E1	31 701,73	28 305,11	25 272,42	22 564,66	107 843,92	98,31	10 602,63
E2	52 485,38	48 783,29	45 298,77	41 901,36	188 468,80	98,31	18 529,23
IP	175,72	162,07	144,75	129,27	611,82	139,31	85,24
GNV	17 375,34	18 401,62	19 055,15	19 353,12	74 185,22	142,20	10 548,83
Pesca	16 002,47	14 430,80	13 013,49	11 735,38	55 182,14	140,36	7 745,41
GE	105 897,13	94 551,01	84 420,54	75 375,48	360 244,16	76,08	27 407,69
TOTAL INGRESO SIN AJUSTE TARIFARIO							112 677,15
COSTO TOTAL (Miles USD)							114 163,59
FACTOR DE AJUSTE PROMEDIO QUE EQUILIBRA LOS INGRESOS							1,0132

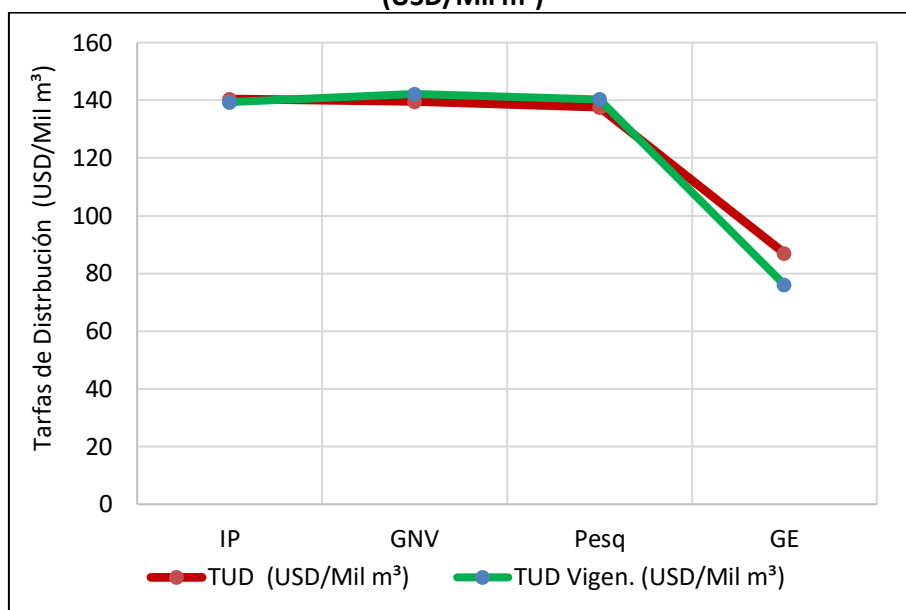
Respecto a las Categorías Tarifarias se definieron las categorías relacionadas con los clientes residenciales (categoría A1 y A2), a efectos de mantener una mejor focalización del Mecanismo de Promoción. El resultado de dicha comparación se muestra en el Gráfico N° 25 y Gráfico N° 26.

Gráfico N° 25
Comparación de las Tarifas de Distribución por Volumen (USD/Mil m³)



*TUD Vigen. Resolución N° 047-2022-OS/CD.

Gráfico N° 26
Comparación de las Tarifas de Distribución Especiales
(USD/Mil m³)



*TUD Vigen. Resolución N° 047-2022-OS/CD.

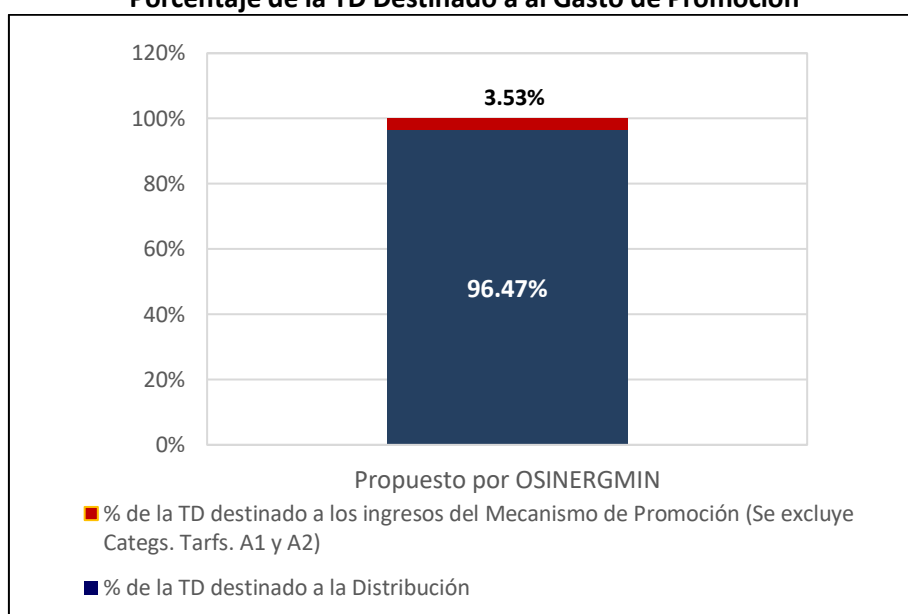
4.5.3 Porcentaje de la Tarifa de Distribución destinado a los ingresos del mecanismo de promoción

Las Tarifa de Distribución permiten remunerar los ingresos requeridos para cubrir: i) los costos totales del servicio de distribución, y ii) los costos asociados al mecanismo de Promoción.

En ese sentido, en adición al Margen de Distribución que retribuye puramente el servicio de distribución brindado por el Concesionario, se tiene un porcentaje que está asociado al literal ii) del párrafo anterior, y ambos componen la TD para todas las categorías de consumo. Este porcentaje depende de las proyecciones de clientes beneficiarios del Mecanismo de Promoción y de los Gastos por Promoción por cliente.

Para el presente proceso regulatorio, la Propuesta de Osinergmin determina una participación de 3,53% de la TD, que resulta de considerar lo requerido para cubrir el monto que se requiere para los beneficiarios de promoción del periodo 2022-2026. Ver Gráfico N° 27.

Gráfico N° 27
Porcentaje de la TD Destinado a al Gasto de Promoción



4.5.4 Resultados Tarifarios

En base a los pasos señalados anteriormente se han calculado las tarifas medias de cada categoría tarifaria, cuyo resultado se presenta en el Cuadro N° 36.

Cuadro N° 36
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria

Categorías Tarifarias	Consumo Promedio Mensual (m³/Ciente)	TUD Media (USD/Mm³)
A1	13,46	324,88
A2	45,94	287,80
B	1 318,79	220,75
C	33 682,94	140,46
D	461 284,61	123,79
E1	1 397 914,72	100,24
E2	4 886 011,37	86,58
Categorías Especiales		
IP	164,01	140,46
GNV	137 373,95	139,52
Pesca	158 953,85	137,52
GE	1 867 849,78	87,02

A partir de las tarifas medias presentadas en el Cuadro N° 36 se han calculado los márgenes de distribución y comercialización para cada categoría tarifaria, así como los cargos fijos y variables. Estos resultados se presentan en Cuadro N° 37.

Cuadro N° 37
Tarifas de Distribución propuestas para la Concesión de Ica del
Periodo 2022-2026

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		USD/mes	USD/(Sm ³ /d)-mes	USD/(Sm ³ /d)-mes	USD/Mil Sm ³
A1	0 m ³ - 30 m ³	0,60			280,51
A2	31 m ³ - 300 m ³	0,60			274,79
B	301 m ³ - 10 000 m ³	7,55			215,02
C	10 001 m ³ - 100 000 m ³		0,0737	0,4917	121,88
D	100 001 m ³ - 900 000 m ³		0,0278	0,4370	108,51
E1	900 001 m ³ - 2 700 000 m ³		0,4470	2,6020	100,24
E2	2 700 001 m ³ a más		0,3940	2,2396	86,58
Categorías Especiales					
IP	Instituciones Públicas		0,0737	0,4917	121,88
GNV	Especial GNV		0,0727	0,4847	121,19
Pesca	Industria Pesquera				137,52
GE	Generador Eléctrico		0,3960	2,2508	87,02

4.5.5 Impacto en los precios finales a los usuarios

Considerando las variaciones de TD propuesta respecto de la TD vigente, en el Cuadro N° 38 se presenta a continuación la cuantificación del impacto en el precio final por categoría.

Cuadro N° 38
Impacto en los precios finales a los usuarios

Categoría Tarifaria	Precio Final Propuesto USD/MMBTU	Precio Final Vigente USD/MMBTU	Variación %
A1	11,24	11,17	0,60%
A2	10,26	10,23	0,24%
B	8,80	9,23	-4,71%
C	6,67	6,64	0,46%
D	6,23	6,25	-0,27%
E1	5,61	5,56	0,92%
E2	5,25	5,56	-5,58%
Categorías Especiales			
IP	6,67	6,64	0,46%
GNV	6,65	6,72	-1,05%
Pesca	6,59	6,67	-1,13%
GE	5,26	4,97	5,82%

*Tarifas vigentes Resolución N° 047-2022-OS/CD.

4.5.6 Verificación de la Competitividad de las tarifas

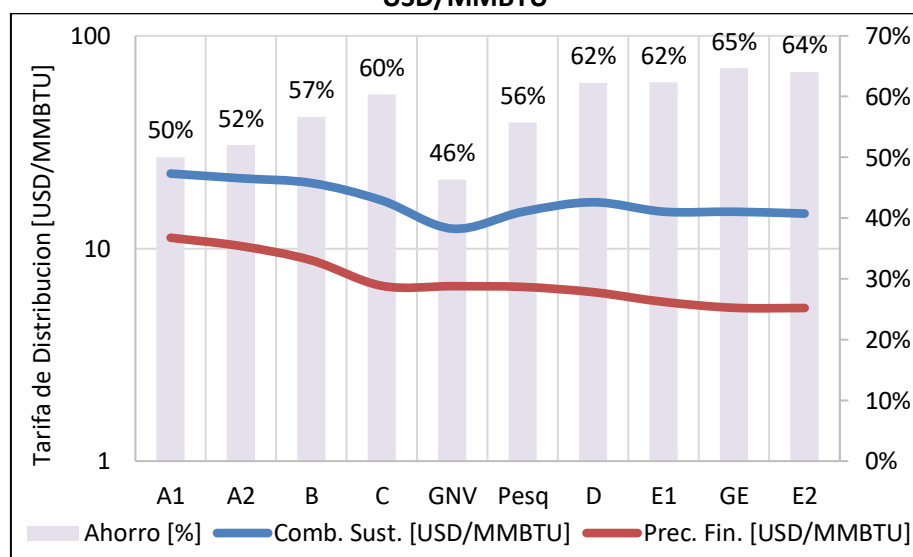
En el Cuadro N° 39 se puede apreciar que con las tarifas planteadas existen niveles de ahorro superiores al 46% para cada categoría tarifaria.

Cuadro N° 39
Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto

Categoría Tarifaria	Sustituto		Porcentaje de Ahorro Vigente Tarifa Final	Osinermin	
	Combustible	USD/MMBTU		Porcentaje de Ahorro	Variación
			%	%	%
A1	GLP-10kg	22,5	50,4%	50,1%	-0,3%
A2	GLP-45kg	21,4	52,1%	52,0%	-0,1%
B	GLP-Granel	20,3	54,6%	56,7%	2,1%
C	GLP, D2, Res6	16,8	60,5%	60,3%	-0,2%
D	Res6, D2	16,5	62,1%	62,2%	0,1%
E1	Res500	14,9	62,7%	62,3%	-0,3%
E2	Res6	14,6	61,9%	64,0%	2,1%
Categorías Especiales					
IP	GLP-Granel	20,3	67,3%	67,1%	-0,1%
GNV	GLP Vehic.	12,4	45,8%	46,4%	0,6%
Pesca	Res6	14,9	55,2%	55,7%	0,5%
GE	Res6	13,9	64,1%	64,7%	0,5%

El Gráfico N° 28 presenta el ahorro obtenido para cada una de las categorías tarifas, así como los precios finales del gas natural por cada categoría tarifaria comparada con su respectivo combustible sustituto.

Gráfico N° 28
Comparación de Tarifa de Distribución Respecto al Combustible Sustituto
USD/MMBTU



4.5.7 Ingresos estimados con las tarifas propuestas

Con las tarifas propuestas se calculó los ingresos que tendría el concesionario y se comparó las tarifas vigentes. En el Cuadro N° 40 se presentan los resultados.

Cuadro N° 40
Estimación de los Ingresos actualizados del periodo tarifario provenientes de la
Tarifa de Distribución

Categoría Tarifaria	Consumo m³/mes	Ingresos actualizados (Millones USD)			Variaciones respecto a la Tarifa Vigente	
		Contugas	Propuesta	A Tarifa Vigente	Propuesta Contugas (%)	Propuesta OSINERGMIN (%)
A1	13,5	20,70	15,46	15,34	35,0%	0,8%
A2	45,9	3,72	2,46	2,46	51,6%	0,3%
B	1 319	4,06	2,51	2,69	50,8%	-6,9%
C	33 683	9,80	4,01	3,98	146,2%	0,8%
D	461 285	32,86	13,22	13,28	147,4%	-0,5%
E1	1 397 915	33,19	10,81	10,60	213,1%	2,0%
E2	4 886 011	44,27	16,32	18,53	138,9%	-11,9%
Categorías Especiales						
IP	164,0	0,22	0,09	0,09	155,7%	0,8%
GNV	137 373,9	23,58	10,35	10,55	123,5%	-1,9%
Pesca	158 953,9	17,16	7,59	7,75	121,6%	-2,0%
GE	1 867 849,8	80,12	31,35	27,41	192,3%	14,4%
TOTAL		269,69	114,16	112,68	139,35%	1,32%

Nota: Se utilizó la demanda que indica cada caso. Para el cálculo de la tarifa vigente de la Resolución N° 047-2022-OS/CD, se usó la demanda propuesta por Osinergrmin.

5 Factores de Actualización y Procedimiento de Ajuste

La determinación del valor del Factor de Actualización de Costos Unitarios (FA), se efectuará de acuerdo a lo siguiente:

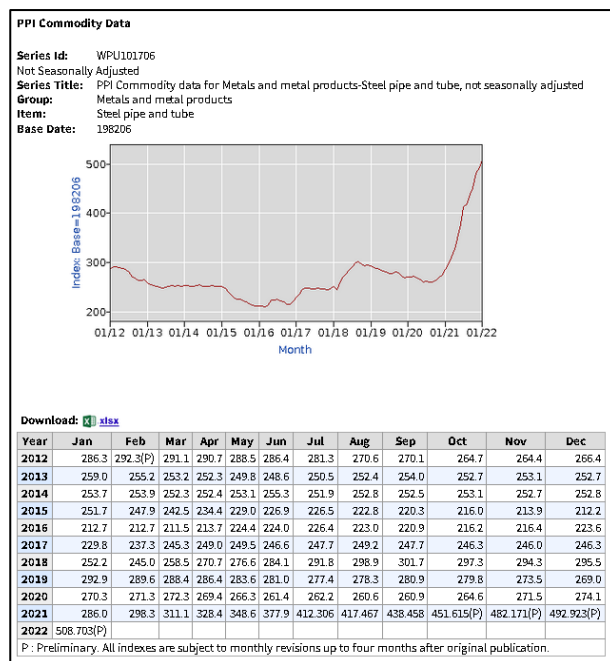
$$FA = a \times \frac{PPI_a}{PPI_0} + b \times \frac{IAC_a}{IAC_0} + c \times \frac{IPE_a}{IPE_0} + d \times \frac{IPM_a}{IPM_0}$$

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.

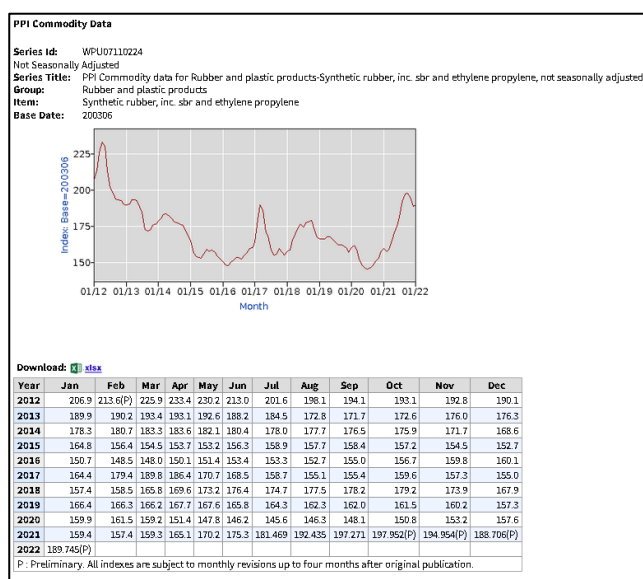
IAC_a: Índice de Acero equivalente al WPU101706 publicado por el “U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics” y disponible su página web: www.bls.gov.

IAC₀: Índice de Acero correspondiente al mes de setiembre de 2021, estableciéndose su valor base igual a 438,458.



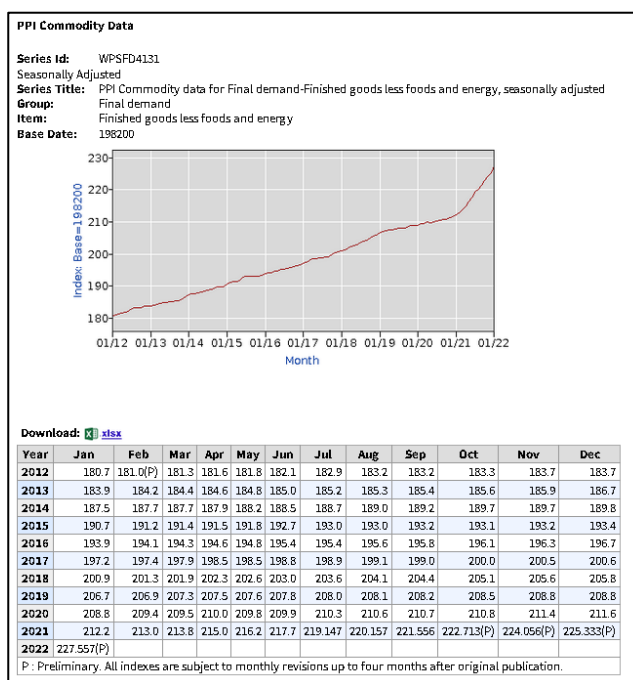
IPE_a: Índice de Polietileno equivalente al WPU07110224 publicado por el “U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics” y disponible su página web: www.bls.gov.

IPE₀: Índice de Polietileno correspondiente al mes de setiembre de 2021 estableciéndose su valor base igual 197,271.



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.

PPI₀: Valor Base a setiembre de 2021 igual a 221,556.



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 a setiembre de 2021 igual a 123,389081.

Año	Mes	Índice
2021	Enero	111,618515
	Febrero	112,808299
	Marzo	114,623015
	Abril	114,611266
	Mayo	115,857859
	Junio	117,973983
	Julio	119,753337
	Agosto	121,969409
	Septiembre	123,389081

Los coeficientes de participación a, b, c y d respectivos para cada componente, se indican en el Cuadro N° 41:

Cuadro N° 41
Coeficientes de las Fórmulas de Actualización

VNR EXISTENTE				
Parámetro	a	b	c	d
VNR Existente y Liquidación de PQI	1	0	0	0
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
MD y MC	0,6744	0	0,0287	0,2969

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0,7330	0	0	0,2670
G 4	0,7758	0	0	0,2242
G 6	0,9038	0	0	0,0962

DERECHO DE CONEXIÓN				
Categorías	a	b	c	d
A, B e IP	0	0	1	0
C, D, E, GNV, Pesca y GE	0	1	0	0

INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE REDES INTERNAS				
Categorías	a	b	c	d
C, D, E, IP, GNV, Pesca y GE	0	0	0	1

CORTE Y RECONEXIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
CORTE	0	0	0	1
RECONEXIÓN	0	0	0	1

6 Determinación de la Demanda Anual Proyectada para el reconocimiento de los costos de suministro y transporte de gas natural

La determinación de la Demanda Anual Proyectada a que se refiere el artículo 107 del Reglamento de Distribución⁸, ha sido calculada con base en lo dispuesto en la Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final”, aprobada con Resolución N° 054-2016-OS/CD y sus modificatorias.

De acuerdo al artículo 107 del Reglamento de Distribución, el Concesionario debe hacer una contratación eficiente y a su vez diligente de manera que los costos por la compra de suministro

⁸ “Artículo 107.- (...)”

de gas y capacidad de transporte no signifiquen un sobre costo para los Consumidores bajo su responsabilidad.

En ese sentido, se prevé que el Concesionario contrate una cantidad y/o capacidad en firme eficiente y prevea la contratación de una capacidad o volumen interrumpible para aquella parte de la demanda de riesgo (Consumidores con demandas estacionales y Consumidores Independientes).

En relación a los Consumidores Independientes que son atendidos por el Concesionario de Distribución para el suministro y transporte de gas, se debe tener en cuenta que al tener estos libertad para resolver sus contratos de suministro y/o transporte, el Concesionario de Distribución debe procurar no afectar a los Consumidores Regulados y otros Consumidores Independientes que quedan bajo su responsabilidad, con el objeto de no trasladar sobre costos por cantidades y/o capacidades contratadas no utilizadas.

El Concesionario de Distribución debe prever que en sus contratos de suministro y transporte que tenga con los Consumidores Independientes se incluyan mecanismos que no afecten el volumen de compra necesario para atender a aquellos consumidores que se encuentren bajo su responsabilidad en el caso que estos Consumidores Independientes decidan resolver sus contratos.

En el Cuadro N° 41 y Cuadro N° 42 se presentan los valores de la Demanda Anual Proyectada para el suministro de gas natural y para el servicio de transporte, los cuales se encuentran sustentados en el Anexo N° 3 del presente informe.

Cuadro N° 42
Demanda Anual Proyectada para el reconocimiento del costo del Suministro de Gas Natural (Mil Sm³/d)

Tipo de Consumidor	Descripción / Código del Contrato	2022	2023	2024	2025
Consumidores Regulados	Todos, incluido consumidores Pesqueros	337,95	366,55	393,36	421,41
Consumidores Independiente	2940	38,40	38,40	38,40	38,40
	159673	25,30	25,30	25,30	25,30
	2937	129,97	129,97	129,97	129,97
	169368	71,40	71,40	71,40	71,40
	159690	71,40	71,40	71,40	71,40
Demanda Anual Proyectada		674,42	703,02	729,83	757,88

Nota: Los códigos corresponden a los contratos suscritos a la fecha de la emisión de la presente resolución entre el Concesionario de Ica y los Consumidores Independientes.

Todos los Consumidores, sean estos Consumidores Regulados o Consumidores Independientes, y que contratan los Servicios de Transporte y/o Suministro de Gas Natural al Concesionario pagan el Costo de Transporte y/o Costo de Suministro de Gas Natural con criterios de eficiencia. Para ello, los volúmenes de Suministro y capacidad de Transporte contratados por el Concesionario de Distribución, son eficientes, siempre que garanticen la seguridad y disponibilidad de la atención hasta la demanda anual proyectada de los Consumidores cuyo Suministro de gas natural y Servicio de Transporte sea proveído directamente por el Concesionario, la cual es aprobada por el OSINERGMIN y/o el ente promotor en los procesos regulatorios y/o procesos de promoción, de corresponder. Para tal efecto, el Concesionario de manera diligente determina los volúmenes de Suministro y/o capacidad de Transporte a contratar buscando siempre preservar la competitividad de las tarifas finales del gas natural.

En caso dichos volúmenes sean superiores a la demanda anual proyectada del mercado de los Consumidores cuyo Suministro de gas natural y Servicio de Transporte sea proveído directamente por el Concesionario, dichos costos no podrán ser trasladados a los Consumidores Regulados o Consumidores Independientes que contratan con el Concesionario. (...)"

Cuadro N° 43
Demanda anual proyectada para el reconocimiento del costo del Servicio de
Transporte (Mil Sm³/d)

Tipo de Consumidor	Descripción / Código del Contrato	2022	2023	2024	2025
Consumidores Regulados	Todos, incluido consumidores Pesqueros	337,95	366,55	393,36	421,41
Consumidores Independiente	159673	32,88	32,88	32,88	32,88
	2937	129,97	129,97	129,97	129,97
	169368	71,40	71,40	71,40	71,40
	159690	71,40	71,40	71,40	71,40
Demanda Anual Proyectada		643,60	672,19	699,01	727,05

Nota: Los códigos corresponden a los contratos suscritos a la fecha de la emisión de la presente resolución entre el Concesionario de Ica y los Consumidores Independientes.

Finalmente, las Demandas Anuales Proyectadas de los Consumidores Independientes consignadas en el Cuadro N° 42 y Cuadro N° 43 serán periódicamente evaluadas y modificadas, de ser el caso, de acuerdo a la Norma “Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final”, aprobada con Resolución N° 054-2016-OS/CD y sus modificatorias.

En caso, el Consumidor Independiente decidiera dejar ser atendido para el suministro y servicio de transporte por el Concesionario de Ica, la demanda de este será retirada del Cuadro N° 42 y Cuadro N° 43 según corresponda. Lo antes señalado conllevará a la correspondiente actualización de la Demanda Anual Proyectada.

7 Cargos Tarifarios Complementarios

Los Cargos Tarifarios Complementarios representan los cargos adicionales a las tarifas de distribución que deben también ser regulados por el Osinergmin. Los cargos que se presentan como propuesta para el presente proceso regulatorio son los siguientes:

- Inspección, Supervisión y Habilitación de las Instalaciones Internas para Consumidores Mayores a 300 m³/mes.
- Corte y Reconexión.
- Topes máximos de Acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes.
- Derecho de Conexión y Factor K.

El detalle de la determinación de dichos cargos se desarrolla en el informe N° 296-2022-GRT, sin embargo, resulta pertinente indicar que para la elaboración de los cargos mencionados se tuvo en cuenta la determinación y valorización de las actividades involucradas, la mano de obra, los equipos y recursos que se requieren de manera eficiente para su ejecución.

Los resultados obtenidos para los Cargos Tarifarios Complementarios se presentan en las siguientes secciones:

7.1 Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna para Consumidores Mayores a 300 m³/mes

Para el caso de los presentes cargos, en virtud de los criterios de eficiencia y en observancia de los supuestos asumidos en procesos regulatorios previos, se ha visto por conveniente la diferenciación de los cargos de ISH en 2: i) para clientes comerciales; y ii) para clientes industriales y GNV.

Es importante indicar que, desde el punto de vista normativo, la Norma de Estudios Tarifarios⁹ establece pautas para la determinación de dichos cargos; sin embargo, este no precisa que deba aplicarse un único cargo por ISH para todos los consumidores mayores a 300 m³/mes. En ese sentido, se realiza la propuesta focalizada de los referidos cargos, obteniéndose lo siguiente:

Cuadro N° 44
Propuesta de cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna para Consumidores Mayores a 300 m³/mes

Cargo	Clientes Comerciales USD	Clientes Industriales y GNV USD
Inspección	36,89	55,70
Supervisión	47,84	97,37
Habilitación	61,71	252,15
Total	146,44	405,22

Nota. La calificación de las Instalaciones Internas de los clientes, como Comerciales, Industriales o GNV, se hará conforme a lo establecido en las Normas Técnicas NTP 111.011; NTP 111.010 y NTP 111.019

7.2 Cargos por Corte y Reconexión

Para los cargos de corte y reconexión, estos se determinan sobre la base de un análisis de tiempos y movimientos para la ejecución de las actividades asociadas a dichos cargos. Los resultados obtenidos se resumen en el Cuadro N° 45 y

Cuadro N° 46:

⁹ Capítulo Sexto: Otros Cargos Regulados.

Cuadro N° 45
Propuesta de Cargos por Corte

Tipo	Descripción	Categoría	USD
I	Cierre del servicio	A	4,07
		B y IP	4,07
		C y GNV	66,38
		D y Pesca	66,38
II	Retiro de los componentes de la acometida	A	6,10
		B y IP	6,10
		C y GNV	82,46
		D y Pesca	82,46
III	Corte del servicio	A	113,99
		B y IP	116,64
		C y GNV Acero	195,96
		C y GNV Polietileno	122,87
		D y Pesca Acero	195,96
		D y Pesca Polietileno	122,87

Cuadro N° 46
Propuesta de Cargos por Reconexión

Tipo	Descripción	Categoría	USD
I	Reconexión por cierre del servicio	A	4,77
		B y IP	4,77
		C y GNV	36,84
		D y Pesca	36,84
II	Reconexión de los componentes de la acometida	A	10,66
		B y IP	10,66
		C y GNV	
		D y Pesca	
III	Reconexión por corte del servicio	A	122,75
		B y IP	122,75
		C y GNV Acero	166,71
		C y GNV Polietileno	139,63
		D y Pesca Acero	166,71
		D y Pesca Polietileno	139,63

7.3 Topes máximos de Acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes

Para el caso de los Topes máximos de Acometida se ha verificado la información de los costos de los componentes a través de las publicaciones de importaciones; en lo que respecta a los costos de instalación, estos fueron determinados sobre la base de la revisión y el análisis de la consistencia de las actividades y rendimientos involucrados en cada tipo de cargo. Los resultados se presentan en el Cuadro N° 47.

Cuadro N° 47
Propuesta de Topes máximos de Acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes

Tipo de Medidor	Tope Máximo de Acometida en gabinete de uso individual o compartido (USD/Acometida)			
	Uso Individual	Uso Compartido(*)		
		Doble	Triple	Cuádruple
G1.6 (2.5 Sm³/h)	79,56	65,98	60,06	56,47
G4 (6 Sm³/h)	94,76	81,18	75,26	71,67
G6 (10 Sm³/h)	227,45			

Nota: No se incluye obras civiles para instalación ni gabinete.

(*): los montos señalados corresponden al pago por cada usuario compartido.

7.4 Derecho de Conexión y Factor K

En el caso de los cargos por Derecho de Conexión y los Factores K por categoría tarifaria, se presenta en el Cuadro N° 48.

Cuadro N° 48
Propuesta de Cargos por Derechos de Conexión y Factores K

Categoría	Derecho de Conexión	Factor K
	(USD/m³-día)	
A1 y A2	108,35	9
B	5,27	3
C	2,86	3
D	3,34	3
E1 y E2	1,25	3
Categorías Especiales		
IP	2,86	3
GNV	8,70	3
Pesca	4,62	3
GE	1,53	3

Nota:

- Para las categorías A1 y A2 se considera un consumo promedio mensual de 0,5263 m³/d.

Anexo N° 1

Lista de Costos Unitarios 2021

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/ ml
010103110201	Tubería de Acero de 3" 3=8,74mm Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	166,96
010104010101	Tubería de Acero de 4" Sch 20 Terreno Normal Pavimento Afirmado	159,15
010104010102	Tubería de Acero de 4" Sch 20 Terreno Normal Pavimento Flexible	180,87
010104010202	Tubería de Acero de 4" Sch 20 Terreno Arenoso Pavimento Flexible	187,95
010104020101	Tubería de Acero de 4" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Afirmado	170,26
010104020201	Tubería de Acero de 4" Sch 40 Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	177,33
010104020401	Tubería de Acero de 4" Sch 40 Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	202,65
010104110201	Tubería de Acero de 4" e=8,74mm Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	190,45
010104140101	Tubería de Acero de 4" e=11,13mm Terreno Normal Pavimento Afirmado	195,95
010104140102	Tubería de Acero de 4" e=11,13mm Terreno Normal Pavimento Flexible	217,67
010104140201	Tubería de Acero de 4" e=11,13mm Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	203,02
010104190201	Tubería de Acero de 4" e=8,65mm Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	190,45
010105010101	Tubería de Acero de 6" Sch 20 Terreno Normal Pavimento Afirmado	206,53
010105010102	Tubería de Acero de 6" Sch 20 Terreno Normal Pavimento Flexible	232,60
010105010202	Tubería de Acero de 6" Sch 20 Terreno Arenoso Pavimento Flexible	243,96
010105010301	Tubería de Acero de 6" Sch 20 Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	229,25
010105020101	Tubería de Acero de 6" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Afirmado	233,65
010105020201	Tubería de Acero de 6" Sch 40 Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	245,01
010105020301	Tubería de Acero de 6" Sch 40 Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	256,37
010105110201	Tubería de Acero de 6" e=8,74mm Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	251,45
010105140101	Tubería de Acero de 6" e=11,13mm Terreno Normal Pavimento Afirmado	263,65
010106020101	Tubería de Acero de 8" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Afirmado	297,30
010106020201	Tubería de Acero de 8" Sch 40 Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	309,06
010106020301	Tubería de Acero de 8" Sch 40 Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	320,82
010106020401	Tubería de Acero de 8" Sch 40 Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	344,35
010106140101	Tubería de Acero de 8" e=11,13mm Terreno Normal Pavimento Afirmado	327,75
010106140102	Tubería de Acero de 8" e=11,13mm Terreno Normal Pavimento Flexible	353,82
010107020101	Tubería de Acero de 10" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Afirmado	360,08
010107020201	Tubería de Acero de 10" Sch 40 Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	372,25
010108140102	Tubería de Acero de 12" e=11,13mm Terreno Normal Pavimento Flexible	490,58
010108140202	Tubería de Acero de 12" e=11,13mm Terreno Arenoso Pavimento Flexible	501,33
010109140101	Tubería de Acero de 14" e=11,13mm Terreno Normal Pavimento Afirmado	512,94
010109140102	Tubería de Acero de 14" e=11,13mm Terreno Normal Pavimento Flexible	552,04

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/ml
010201010101	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	35,75
010201010102	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	51,28
010201010103	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	46,19
010201010104	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	61,67
010201010201	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	40,56
010201010202	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	56,08
010201010301	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	45,36
010201010302	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	60,88
010201010303	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	55,80
010201010304	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	71,28
010201010401	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	64,57
010201010402	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	80,09
010202010101	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	36,29
010202010102	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	51,82
010202010103	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	46,73
010202010104	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	62,21
010202010201	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	41,13
010202010202	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	56,65
010202010203	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	51,57
010202010301	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	45,96
010202010302	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	61,49
010202010303	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	56,40
010202010401	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	65,30
010202010402	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	80,83
010202010403	Tubería de Polietileno de 25 mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Rígido	75,74
010203010101	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	37,28

010203010102	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	52,81
010203010103	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	47,72
010203010104	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	63,21
010203010201	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	42,17
010203010202	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	57,69
010203010301	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Afirmado	47,05
010203010303	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Rígido	57,49
010203010401	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Afirmado	66,57
010203010402	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Flexible	82,10
010206010101	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	48,84
010206010102	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	67,24
010206010103	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	61,22
010206010201	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	54,87
010206010301	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Afirmado	60,90
010206010302	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Flexible	79,29
010206010303	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Rígido	73,27
010206010401	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Afirmado	85,00
010206010402	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Flexible	103,40
010206010403	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Rígido	97,38
010207010101	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	57,64
010207010102	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	77,18
010207010103	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	70,78
010207010201	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	64,26
010207010401	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Afirmado	97,40
010207010402	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Flexible	116,95
010208010101	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	65,67
010208010102	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	86,94
010208010103	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	79,97
010208010201	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	72,09
010208010202	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	93,36
010208010401	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Afirmado	104,20
010208010402	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Rocosos Pavimento Flexible	125,47
010209010101	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	84,78
010209010102	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	106,06
010209010103	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	99,09
010209010104	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	120,31
010209010201	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	91,60
010209010303	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Rígido	112,72
010210010101	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	107,27
010210010102	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	131,42
010210010103	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	123,51
010210010104	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	147,59
010301010201	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 20mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	35,75
010302010101	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	36,29
010302010102	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	51,82
010302010103	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	46,73
010302010104	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	62,21
010302010201	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	41,13
010302010202	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	56,65
010302010203	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	51,57
010302010301	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Afirmado	45,96
010302010303	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 25mm Alta Densidad Terreno Semi Rocosos Pavimento Rígido	56,40
010303010101	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 32mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	37,28
010303010102	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 32mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	52,81
010303010103	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 32mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	47,72

010303010201	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 32mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	42,17
010303010301	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 32mm Alta Densidad Terreno Semirocoso Pavimento Afirmado	47,05
010306010101	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 63mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	48,84
010306010102	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 63mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	67,24
010306010103	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 63mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	61,22
010306010104	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 63mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	79,56
010306010201	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 63mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	54,87
010306010301	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 63mm Alta Densidad Terreno Semirocoso Pavimento Afirmado	60,90
010307010101	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 90mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	57,64
010307010102	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 90mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	77,18
010307010103	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 90mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	70,78
010307010201	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 90mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	64,26
010307010202	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 90mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	83,81
010307010203	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 90mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	77,41
010308010101	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 110mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	65,67
010308010102	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 110mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	86,94
010308010103	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 110mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	79,97
010308010201	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 110mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	72,09
010309010101	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 160mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	84,78
010309010102	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 160mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	106,06
010309010103	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 160mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	99,09
010309010201	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 160mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	91,60
010309010303	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 160mm Alta Densidad Terreno Semirocoso Pavimento Rígido	112,72
010310010101	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 200mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	107,27
010310010102	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 200mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	131,42
010310010103	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 200mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	123,51
010310010104	Tubería de Polietileno Distribución Horizontal 200mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	147,59
010402010101	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 25mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	36,29
010402010102	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 25mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	51,82
010402010103	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 25mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	46,73
010402010201	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 25mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	41,13
010402010401	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 25mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	65,30
010402010402	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 25mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	80,83
010403010101	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 32mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	37,28

010403010102	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 32mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	52,81
010403010201	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 32mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	42,17
010403010401	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 32mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	66,57
010403010402	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 32mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	82,10
010406010101	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 63mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	48,84
010406010102	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 63mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	67,24
010406010103	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 63mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	61,22
010406010201	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 63mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	54,87
010406010401	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 63mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	85,00
010406010402	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 63mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	103,40
010407010101	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 90mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	57,64
010407010102	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 90mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	77,18
010407010201	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 90mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	64,26
010407010402	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 90mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	116,95
010408010101	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 110mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	65,67
010408010102	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 110mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	86,94
010408010201	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 110mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	72,09
010408010401	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 110mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	104,20
010408010402	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 110mm Alta Densidad Terreno Rocoso Pavimento Flexible	125,47
010409010102	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 160mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	106,06
010410010102	Tubería de Polietileno Distribución Vertical 200mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	131,42

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/Und
020313050302	City Gate - 150/5 - 20000 Sm3/h - Superficial - Terreno Arenoso	3 973 530,09
020311080302	City Gate - 150/50 - 50000 Sm3/h - Superficial - Terreno Arenoso	3 633 693,90
020304050302	City Gate - 50/19 - 20000 Sm3/h - Superficial - Terreno Arenoso	1 208 592,71
020304050302	City Gate - 50/19 - 20000 Sm3/h - Superficial - Terreno Arenoso	1 208 592,71
020311040303	City Gate - 150/50 - 10000 Sm3/h - Superficial - Terreno Semi Rocoso	2 905 248,44
020306010302	City Gate - 50/5 - 1000 Sm3/h - Superficial - Terreno Arenoso	932 395,27
020304010303	City Gate - 50/19 - 1000 Sm3/h - Superficial - Terreno Semi Rocoso	1 177 788,81

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/Und
020103020302	ERP - 19/5 - 2000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	366 141,99
020103010302	ERP - 19/5 - 1000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	366 141,99
020103010303	ERP - 19/5 - 1000 Sm3/h - Superficial - Semi Rocoso	400 143,46
020103010302	ERP - 19/5 - 1000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	366 141,99
020103020302	ERP - 19/5 - 2000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	366 141,99
020103020201	ERP - 19/5 - 2000 Sm3/h - Subterránea - Normal	373 968,14
020103010201	ERP - 19/5 - 1000 Sm3/h - Subterránea - Normal	373 968,14
020103050203	ERP - 19/5 - 20000 Sm3/h - Subterránea - Semi Rocoso	648 799,46
020106030301	ERP - 50/5 - 5000 Sm3/h - Superficial - Normal	837 192,90

CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/Und
040103000801	Válvula de Acero 3" de Acero 50 Bar Bola	2 326,40
040104000601	Válvula de Acero 4" de Acero 19 Bar Bola	2 938,40
040104000801	Válvula de Acero 4" de Acero 50 Bar Bola	2 974,33
040104000804	Válvula de Acero 4" de Acero 50 Bar de Línea	70 865,99
040105000601	Válvula de Acero 6" de Acero 19 Bar Bola	3 334,00

040105000801	Válvula de Acero 6" de Acero 50 Bar Bola	3 928,62
040105000804	Válvula de Acero 6" de Acero 50 Bar de Línea	83 637,12
040106000804	Válvula de Acero 8" de Acero 50 Bar de Línea	87 351,32
040107000804	Válvula de Acero 10" de Acero 50 Bar de Línea	90 657,71
040208010401	Válvula de Polietileno 110mm Alta densidad 5 Bar Bola	383,01
040209010401	Válvula de Polietileno 160mm Alta densidad 5 Bar Bola	751,31
040210010401	Válvula de Polietileno 200mm Alta densidad 5 Bar Bola	945,82
040202010401	Válvula de Polietileno 25mm Alta densidad 5 Bar Bola	102,80
040203010401	Válvula de Polietileno 32mm Alta densidad 5 Bar Bola	142,06
040206010401	Válvula de Polietileno 63mm Alta densidad 5 Bar Bola	172,18
040207010401	Válvula de Polietileno 90mm Alta densidad 5 Bar Bola	290,66

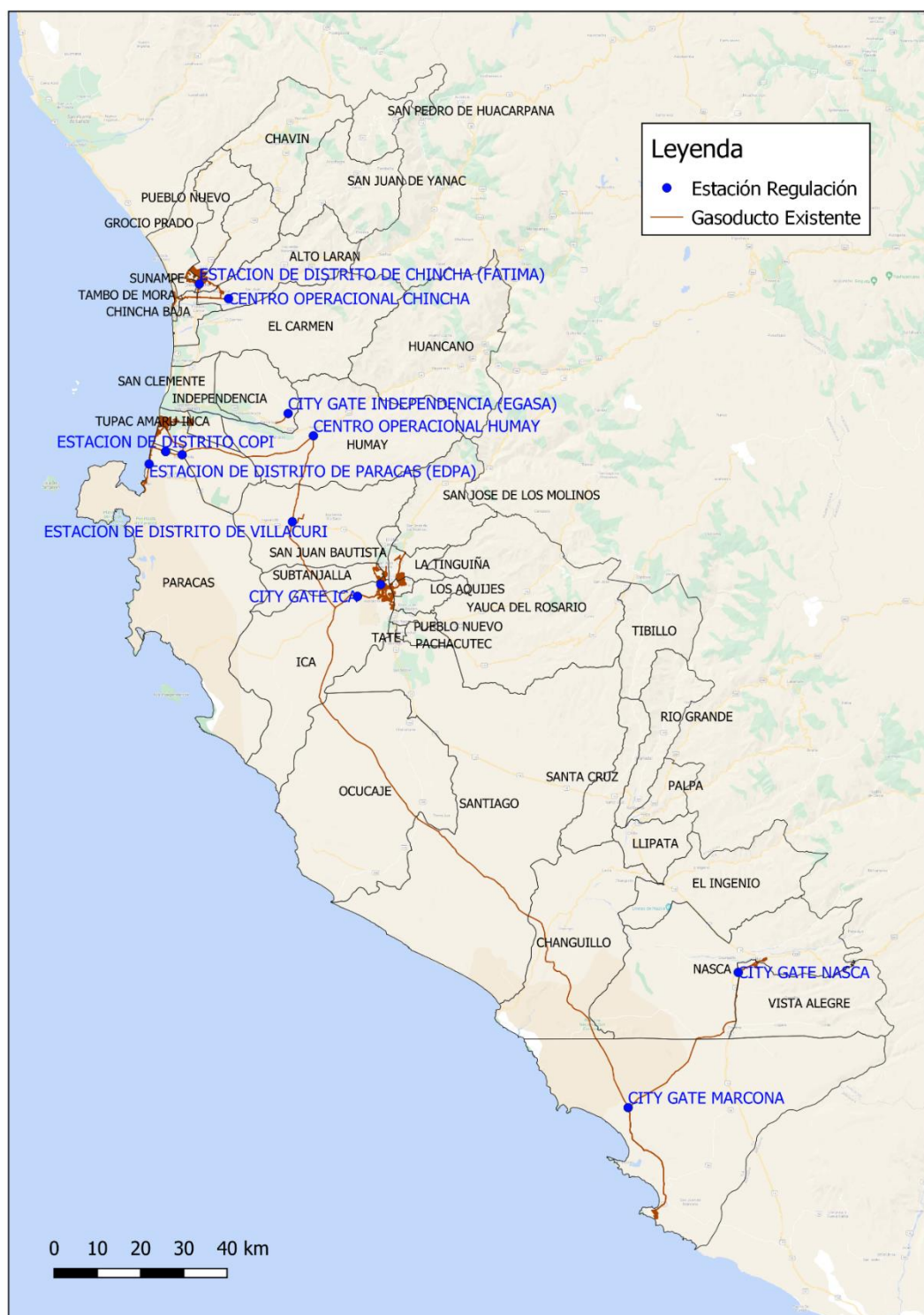
CÓDIGO VNR	DESCRIPCIÓN	USD/Und
301	Cruces de Rio	181 560,80
303	Hot Tap	19 484,34
304	Otros (Cruces de Canal)	284,30
305	Cruces de Vías	10 526,64

Anexo N° 2
Plano de las instalaciones existentes (reconocidas)
y proyectadas para el periodo 2022-2026

Anexo N° 2.A

Plano de las instalaciones existentes reconocidas

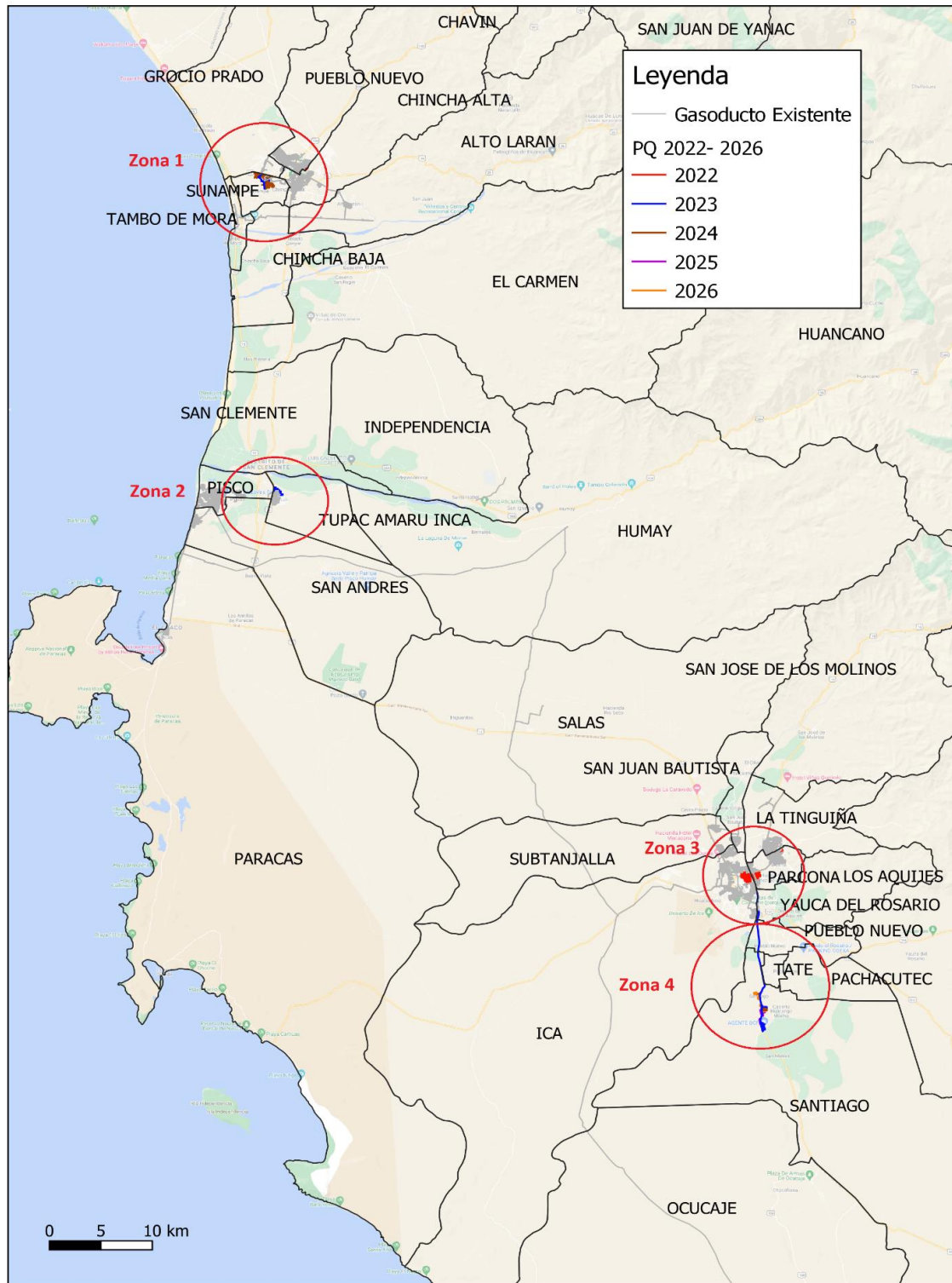
(Link: <https://agol-osinergmin.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=c99ab2264c6f4ff588f16e238e25e6fd>)



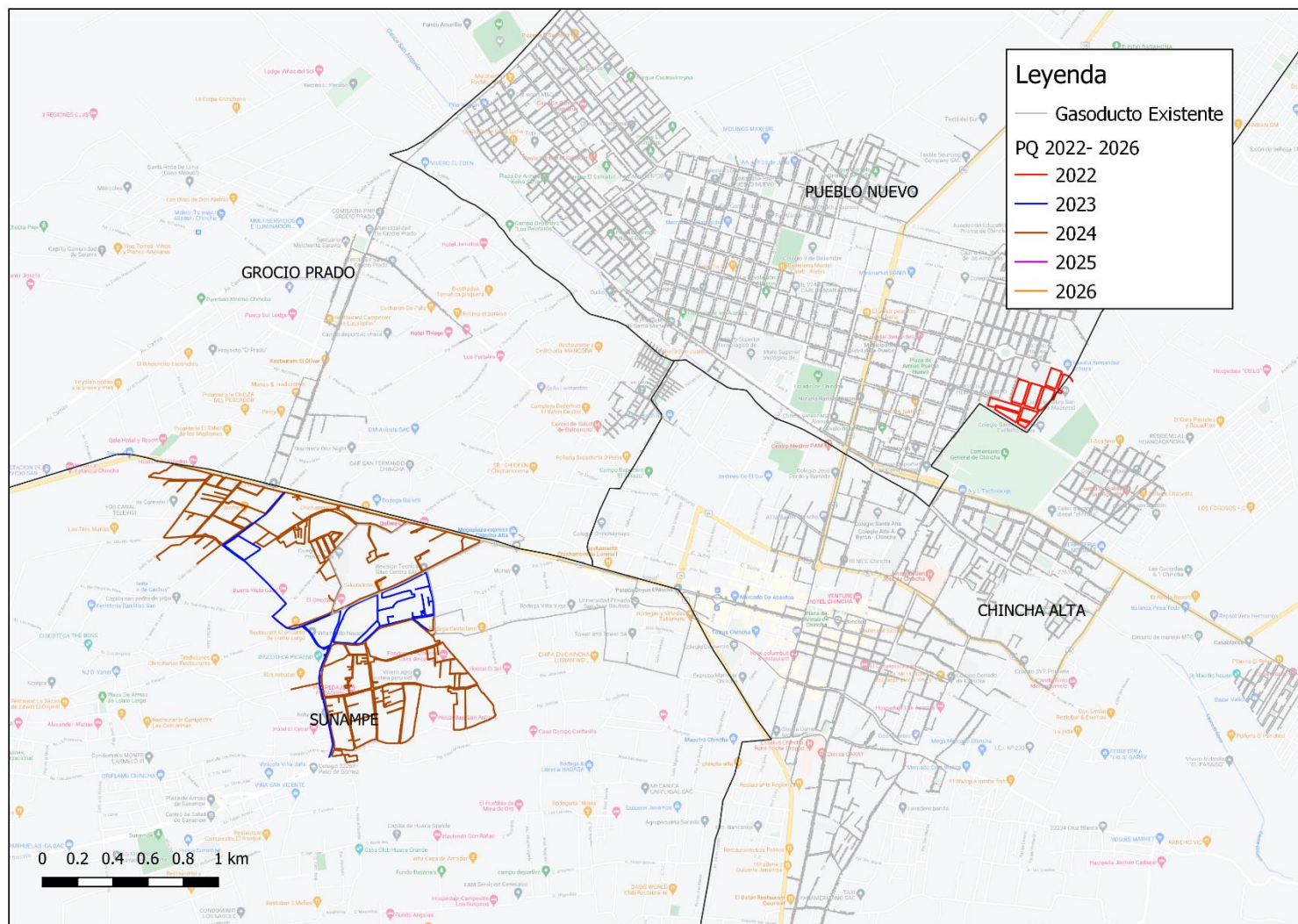
Anexo N° 2.B

Plano de las instalaciones del PQI 2022 -2026

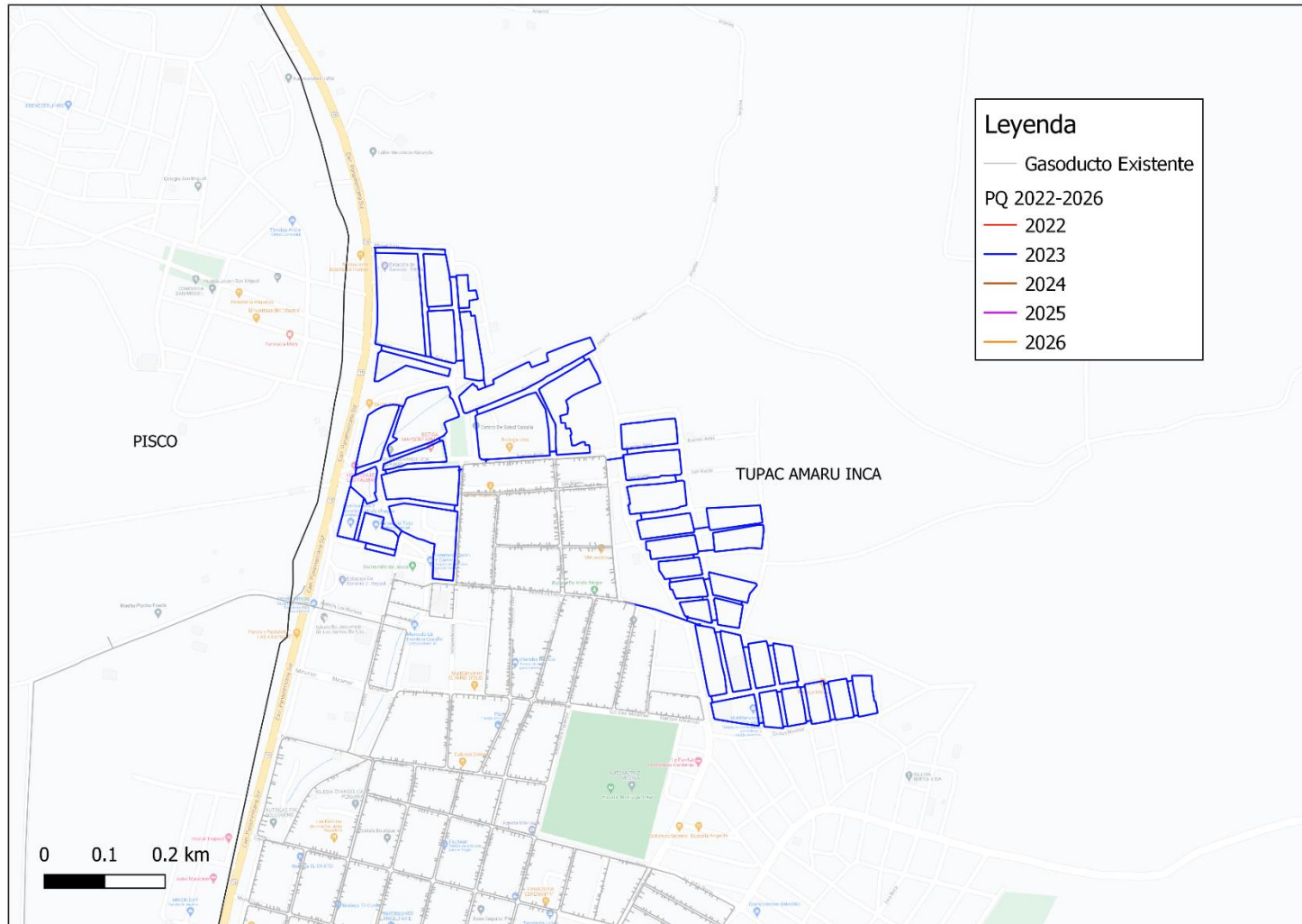
(Link: <https://agol-osinergmin.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=9c4b6f85c5eb484c9f524c63f2f79594>)



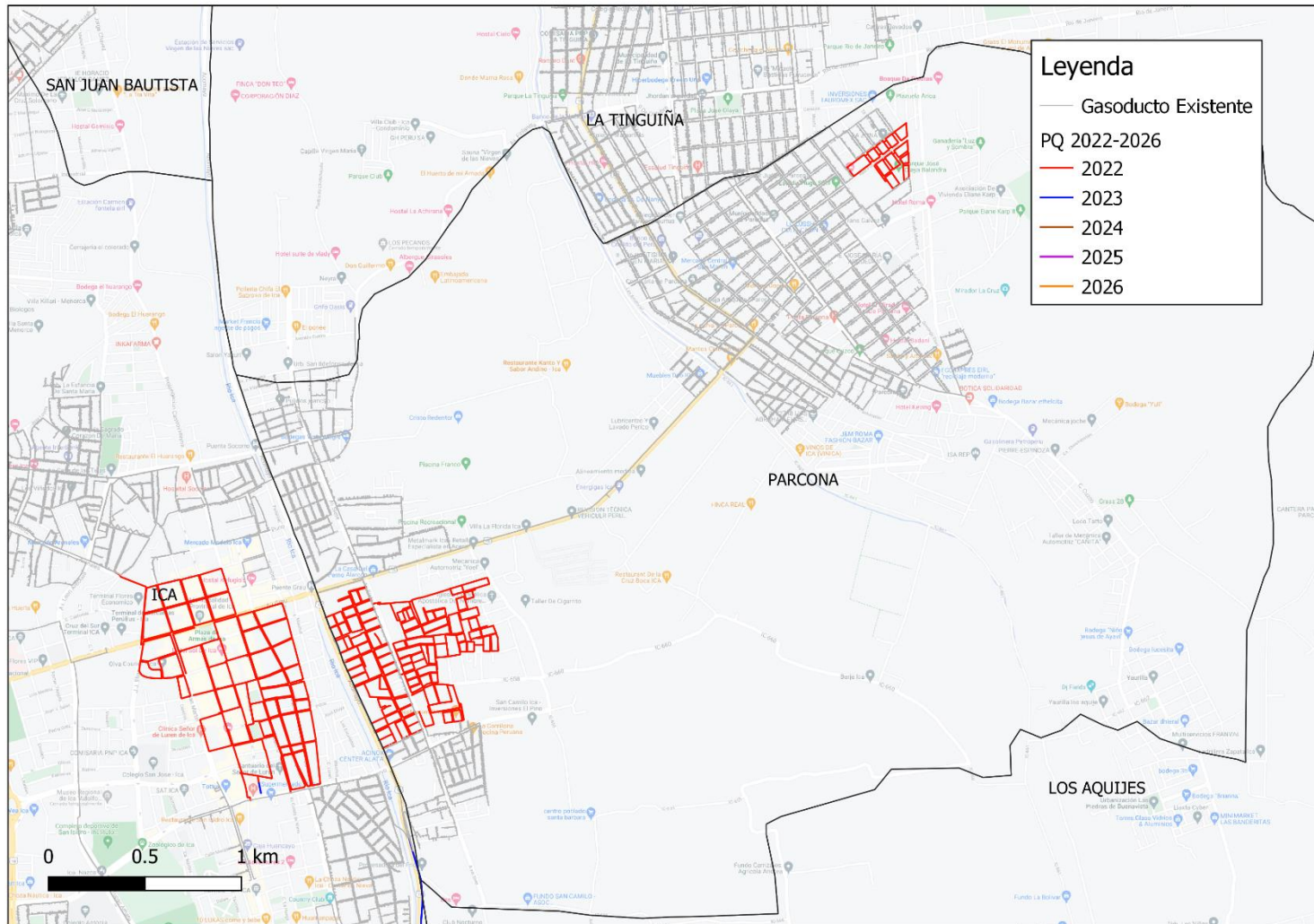
Plano de las instalaciones del PQI 2022 -2026 – Zona 1



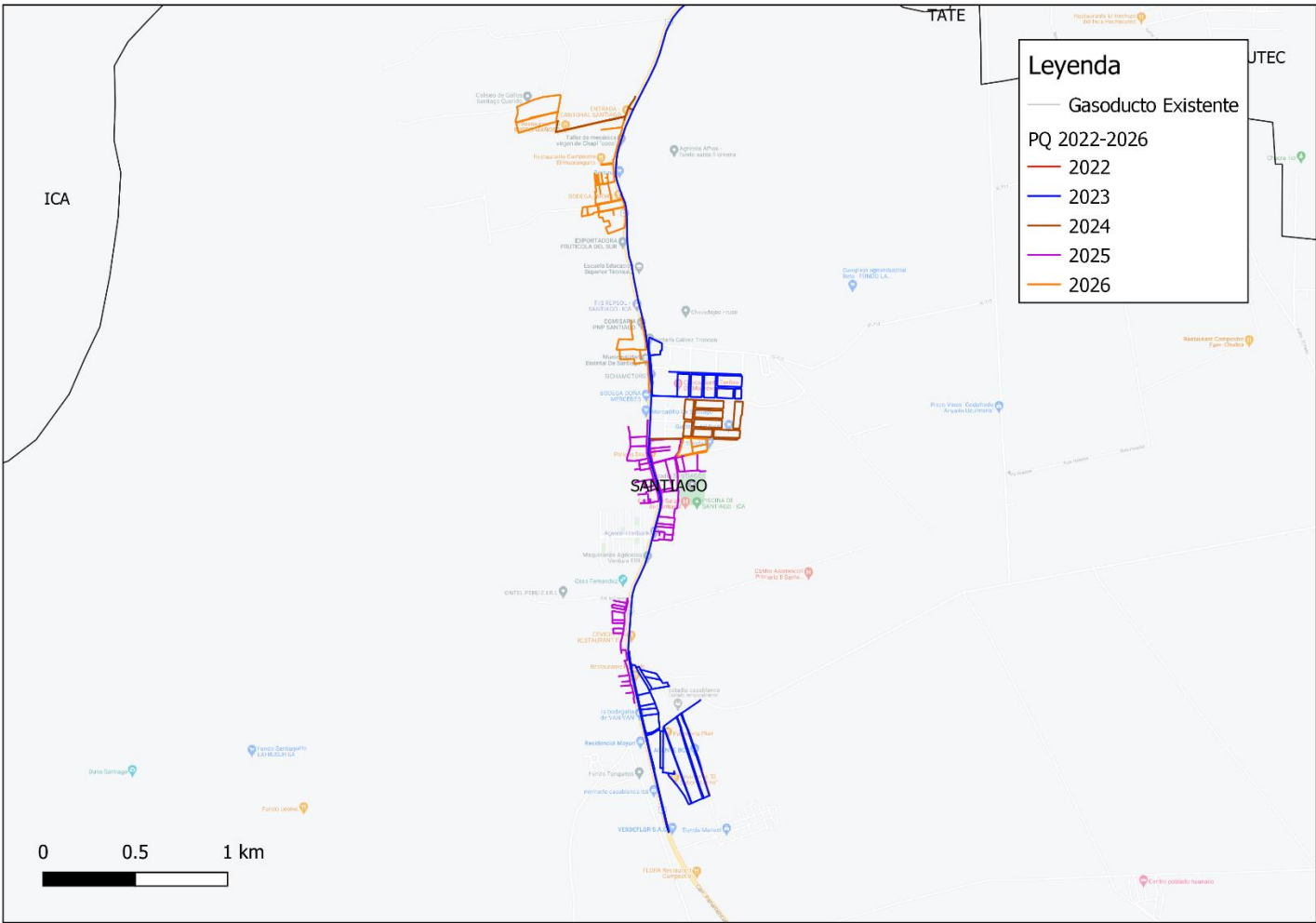
Plano de las instalaciones del PQI 2022 -2026 – Zona 2



Plano de las instalaciones del PQI 2022 -2026 – Zona 3



Plano de las instalaciones del PQI 2022 -2026 – Zona 4



Anexo N° 3

Informe “Análisis demanda a considerar en aplicación artículo 107 del Reglamento de Distribución”

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA DE LA CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR DUCTOS DEL DEPARTAMENTO DE ICA

Para la formulación de la metodología propuesta es imperativo la comprensión de la industria del gas natural y sus interacciones entre los Productores, Transportistas, Distribuidores y los Consumidores. Por ello, se describe la cadena de valor del gas natural, la estructura del mercado y la estructura tarifaria. Luego se desarrolla el marco conceptual de la metodología.

1 Cadena de Valor de la Industria del Gas Natural

La cadena de valor de la industria del gas natural se compone de la exploración y explotación, el transporte y la distribución y comercialización.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos compuesto principalmente de metano y en menor proporción de etano, propano y algunas impurezas, tales como el nitrógeno, sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono.

1.1 Exploración y Explotación

Las actividades de exploración y explotación pertenecen al Upstream de la cadena de valor del gas natural, y comprenden desde la evaluación geológica de áreas, perforación de pozos hasta la producción y procesamiento del gas natural. Estas actividades hacen posible el descubrimiento de nuevos recursos.

Estas actividades del Upstream del gas natural son realizadas mediante contratos de Licencia o Servicios celebrados entre el Estado Peruano quien es propietario de los yacimientos y recursos del subsuelo (representado mediante Perupetro S.A.) y las compañías petroleras, siendo el principal contratista el Consorcio Camisea.

El Lote 88 es el mayor yacimiento de gas natural, cuya producción total es destinada al mercado nacional con un promedio de 690 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) en el año 2021, lo cual representó el 63% de la producción en dicho año.

El precio del gas natural del Lote 88 es determinado de acuerdo al Contrato de Licencia entre el Estado Peruano y el Consorcio Camisea.

1.2 Transporte

El transporte del gas natural y sus derivados desde las áreas de su producción hasta las áreas donde se encuentran los Consumidores se realizan mediante ductos de transporte y/o transporte virtual.

1.2.1 Ductos de transporte

El Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea a Lima (City Gate) ha sido concesionado a la empresa Transportadora de Gas Natural del Perú S.A. (TGP), quien transporta la producción del gas natural seco.

El Sistema de Transporte de Gas Natural tiene una longitud de 730 km parte de la selva de Cusco, atraviesa la cordillera de los Andes, y desciende hasta la localidad de Humay, y continúa su recorrido hasta el City Gate de Lurín en Lima, entre otros, prestan el servicio de transporte a las empresas concesionarias de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao e Ica.

1.2.2 Gasoducto Virtual

El transporte virtual del gas natural se realiza a través de camiones, ya sea en forma comprimida (GNC) o en forma líquida (GNL o LNG).

El GNC requiere la compresión del gas natural a 250 bar, lo cual permite la reducción del volumen en 250 veces.

El GNL requiere del transporte criogénico para mantener el gas natural a -162°C , temperatura a la cual el gas cambia a estado líquido, y reduce su volumen 600 veces, con ello se hace eficiente su transporte, como es el caso del abastecimiento de gas natural de las Concesiones de Distribución de Gas Natural del Norte y del Sur Oeste.

1.3 Distribución y Comercialización

La Distribución y Comercialización de gas natural por red de ductos es el último eslabón de la cadena de valor del gas natural, y consiste en el tendido de redes en las ciudades, de acero y polietileno, para el suministro de gas natural a los consumidores finales, sean estos residenciales, comerciales, industriales, instituciones públicas, estaciones de gas natural vehicular y generadores eléctricos (GGEE).

Actualmente, existen 5 concesiones de distribución de gas natural en el Perú en operación comercial:

- Dos tienen contrato de suministro por ductos con TGP (Cálidda y Contugas),
- Dos tienen suministro de transporte virtual (Norte y Sur), y
- Una se abastece directamente del Productor de la región (Piura).

Actualmente, el Sistema de Distribución atiende a 1,45 millones de Consumidores.

2 Estructura del Mercado de Consumo

Los Consumidores en el mercado de gas natural se clasifican de acuerdo a su consumo según el Reglamento de Distribución, como Consumidor Regulado y Consumidor Independiente.

2.1 Consumidor Regulado

El Consumidor Regulado es aquel que adquiere gas natural por un volumen igual o menor a 30 mil $\text{m}^3/\text{día}$. En esta clasificación se encuentran, entre otros, los consumidores residenciales, comercios, pequeñas industrias y el GNV.

A diciembre del 2021, el número de consumidores residenciales en las Concesiones de Distribución de Lima y Callao e Ica superaron los 1,3 millones de Consumidores, mientras que en las Concesiones Norte y Sur Oeste el número de consumidores conectados superan los 150 000.

2.2 Consumidor Independiente

Los Consumidores Independientes son aquellos que adquiere gas natural directamente del Productor, Comercializador o Concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a 30 mil m³/día y por un plazo contractual no menor a 6 meses. En esta clasificación se encuentran normalmente las grandes industrias y los generadores eléctricos.

Para mantener la condición de Consumidor Independiente, el Reglamento de Distribución establece que se efectuará una estimación del consumo para los primeros 6 meses contratados. Si transcurrido el plazo señalado, el consumo real hubiera sido menor al mínimo requerido, se perderá la condición de Consumidor Independiente, resolviéndose los contratos que correspondan. A partir de este momento, el Consumidor pasará a ser un Consumidor Regulado debiendo para ello, suscribir el respectivo Contrato de Suministro.

3 Estructura Tarifaria del Consumidores Final

3.1 Tarifas por Compra de Gas Natural

Acorde a los contratos de concesión entre el Estado Peruano y el Concesionario de Camisea (Pluspetrol) se ha establecido un precio máximo de la molécula de gas para los Consumidores de la generación eléctrica, otros Consumidores, además de tarifas especiales aplicables a las regiones y una tarifa promocional para los primeros 100 mil Consumidores residenciales.

De acuerdo al Reglamento de Distribución, el Concesionario de Distribución debe contratar con el Productor la cantidad de gas que garantice y asegure el abastecimiento de dicha molécula a sus Consumidores dentro del área de su concesión.

La existencia de Consumidores Regulados e Independientes, indica que los Consumidores independientes tienen la libertad de contratar su suministro de gas con el Productor o con el Distribuidor; mientras que, los consumidores regulados están sujetos al Contrato que el Concesionario efectúa con el Productor.

En ese sentido, para aquellos Consumidores Regulados es primordial que el Concesionario de Distribución contrate el suministro de gas natural bajo principios de eficiencia y mostrando durante el proceso la diligencia que permita asegurar una compra del suministro de gas eficiente.

Además, el Concesionario de Distribución efectúa normalmente la contratación del suministro de gas en nombre de los Consumidores Regulados y adicionalmente, puede comprar el gas en nombre de aquellos Consumidores Independientes que han decidido contratar dicho suministro con el Concesionario de Distribución.

Es importante señalar que, los Consumidores Independientes que no contratan el suministro de gas natural con el Concesionario de Distribución, asumen sus propios riesgos en cuanto al precio y la garantía (disponibilidad) del suministro.

Por lo indicado, el Concesionario de Distribución debe contratar diligentemente con los Consumidores Independientes que hayan decidido firmar el contrato de suministro con él de forma que una posterior decisión de resolver el referido contrato, la capacidad que se contrató no afecte el precio medio de gas (PMG) que se traslada a los Consumidores Regulados y/o Independientes que permanezcan bajo su responsabilidad de atención.

En resumen, el Concesionario debe contratar el suministro de gas para los Consumidores que se encuentren bajo su responsabilidad, bajo los principios de eficiencia y diligencia, cuidando que:

- El volumen contratado sea lo más próximo posible al volumen consumido;
- Los contratos de suministro que tenga con Consumidores independientes no afecten el volumen de compra necesario para atender a aquellos consumidores que se encuentren bajo su responsabilidad en el caso que estos Consumidores Independientes decidan resolver el contrato de suministro con el Concesionario de Distribución.

3.2 Tarifas por Compra de Capacidad de Transporte

El servicio de transporte es brindado por el Concesionario Transportadora de Gas del Perú (TGP) quien aplica una tarifa que resulta del costo del servicio reconocido en su Contrato de Concesión y es aplicada bajo el concepto de una tarifa estampilla para todos los Consumidores que contraten el servicio de capacidad para hacer uso del ducto de transporte.

De acuerdo a ello, la tarifa de transporte es única para todos los consumidores; sin embargo, la cantidad de la capacidad es distinta, dependiendo de cada consumidor que requiera del servicio.

Los Consumidores pueden mostrar un comportamiento estacional, por lo que en algunas temporadas pueden consumir capacidades que llegan a valores máximos y otras donde el consumo puede ser mínimo o nulo. En ese sentido, cada consumidor desarrolla una estrategia para determinar las cantidades de capacidad firme e interrumpible que hacen eficiente el uso de la capacidad que contratan, dado que en esta parte de la industria opera el concepto ship or pay.

Por lo señalado, un Concesionario de Distribución al haber suscrito contratos con Consumidores Independientes está sujeto a la estacionalidad que ocurre dentro de su mercado. Por dicha razón debe contratar con el Transportista de gas natural por red de ductos, una capacidad que sea eficiente para lo cual debe determinar qué parte de esa capacidad será firme y/o interrumpible, de forma tal que el Costo Medio de Transporte (CMT) que se traslade a los consumidores bajo su responsabilidad se ajuste en lo posible a los consumos realizados.

Finalmente, respecto de los Consumidores Independientes que resuelvan el contrato con el Concesionario de Distribución, estos deben ser realizados diligentemente de forma tal que la parte contratada para el servicio de transporte no se convierta en un sobre costo para los Consumidores Regulados y otros Consumidores Independientes que quedan bajo su responsabilidad.

3.3 Tarifas de Distribución

En el segmento de distribución se aplica una tarifa regulada la cual es fijada en forma administrativa por el regulador o fijada en su contrato de concesión por el Organismo Promotor de la Inversión Privada (Proinversión).

Los componentes que se reconocen en la Tarifa de Distribución (TD) son el CAPEX, OPEX, el PQI, el Plan de Promoción y la demanda.

Conceptualmente, la TD es un valor medio que es calculado reconociendo la infraestructura, las inversiones futuras y la incorporación de futuros Consumidores sobre la demanda total que resulta de la proyección de los consumos y la incorporación de nuevos Consumidores en el horizonte de cinco (5) años.

Un aspecto importante de la industria del gas natural es que las tarifas aplicables a los Consumidores finales en cada una de las categorías tarifarias deben ser competitivas respecto de su combustible sustituto, por lo que se realiza una asignación del precio medio en cada una de las categorías tarifarias de forma tal que el equilibrio económico dentro del Concesionario de Distribución no se afecte.

Cabe precisar que los componentes de suministro y transporte son fijos para todas las categorías tarifarias, es decir, no importando la categoría tarifaria, a excepción de la categoría de generación eléctrica, pagan una tarifa estampilla cuyo valor es el PMG y el CMT resultante del contrato del Concesionario de Distribución con sus proveedores (producción y transporte).

Por lo expuesto, el Concesionario de Distribución debe contratar eficientemente la capacidad de transporte evaluando qué parte del contrato debe ser firme e interrumpible. Asimismo, debe actuar con diligencia en la suscripción de contratos con Consumidores Independientes de forma tal que cuando estos decidan resolver sus contratos de distribución, la capacidad que contrataron con sus proveedores no se convierta en un sobre costo para los Consumidores que permanecen bajo su responsabilidad.

4 Marco conceptual del Método Estadístico para la determinación de la cantidad o capacidad máxima a contratar por parte del Concesionario de Distribución

El método se basa en determinar la cobertura segura de la demanda considerando la curva de persistencia de la misma y la disponibilidad de abastecer dicha demanda por medio del mercado secundario.

Debemos tener presente que el total de la demanda abastecida por los Concesionarios de Distribución representa un tercio (33%) de la demanda total de gas natural y por ello existe, con cierta probabilidad, disponibilidad de capacidad de producción y transporte de gas natural.

El análisis estadístico de la demanda parte del hecho que los consumos diarios de gas natural, durante un año, ordenados de mayor a menor tienen el comportamiento de la curva acumulada de la curva normal, y por tanto, se puede determinar la probabilidad de que parte de la demanda supere un cierto valor prefijado.

Para estandarizar los valores de una población se utiliza el parámetro “Z” el cual se basa en la siguiente fórmula:

$$Z = \frac{(Valor - Media)}{Desviación Estándar}$$

La estandarización de valores facilita la comparación de una población respecto a la curva normal. Por ejemplo, en las Figuras 1 y 2 se muestran las curvas de la demanda total y de los Generadores Eléctricos (GGEE) comparadas con la curva normal. Se aprecia una gran coincidencia y por ello siempre se asume que el consumo de gas natural sigue el comportamiento de una curva normal.

Figura N° 1. Curva Normal y Demanda Total y del GEE (Excedencia)

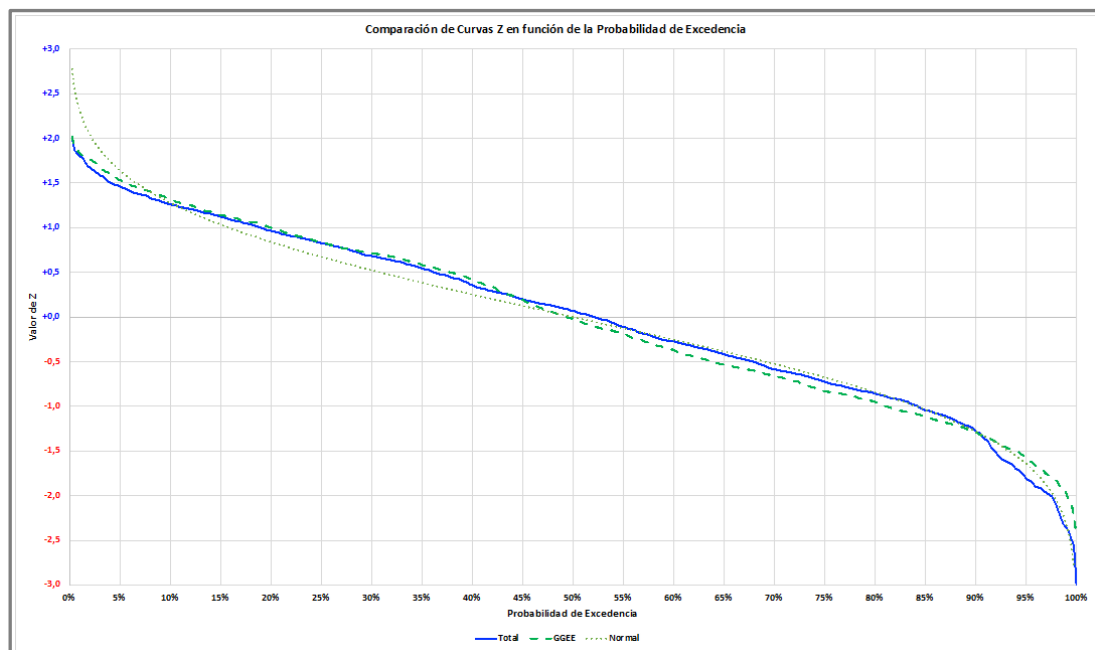
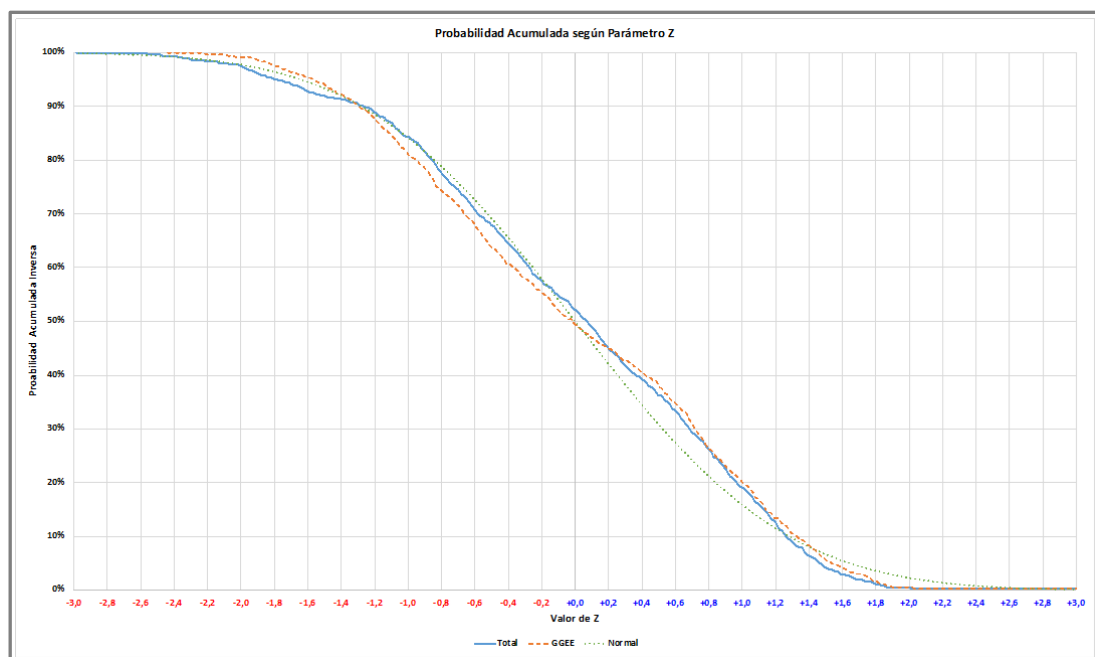


Figura N° 2. Curva Normal y Demanda Total y del GEE (Valor de Z)



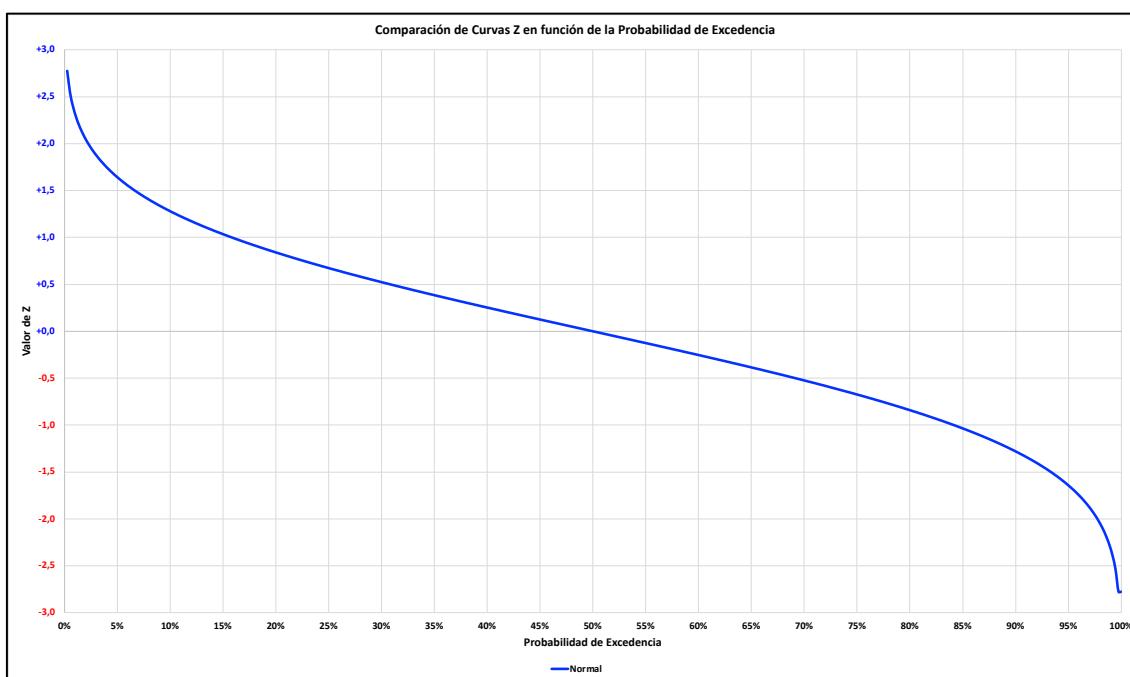
El trabajar con una curva normal facilita el trabajo de estimación dado que sólo se necesita definir el valor medio y la desviación estándar para poder estimar, como mucha certeza, los valores límites de la demanda, por ejemplo, el valor máximo y mínimo.

El cálculo de la desviación estándar se realiza con los consumos registrados en los últimos cinco (5) años, para lo cual se puede construir la curva estándar en valores por unidad (curva monótona de consumo o acumulada de la demanda ordenada de mayor a menor).

La curva monótona o acumulada permite calcular la capacidad firme y la capacidad interrumpible óptima para garantizar el suministro y transporte de gas natural para los consumidores de gas natural dentro del área de concesión de distribución.

La monótona de consumo representa la demanda anual de todos los consumidores que se encuentren bajo responsabilidad del Concesionario de Distribución. Por ejemplo, en la Figura N° 3 se aprecia que para un valor de Z igual a 3 se tendría el valor máximo casi al 100% de certeza o con un error mínimo. En otra situación si el valor de Z es igual a 2, el error de estimación del máximo sería del 2,5% o que es lo mismo que decir que existe la probabilidad de atender al 97,5% de la población sin ningún problema y podría existir el riesgo de racionar al 2,5%.

Figura N° 3. Monótona de Consumo de la Curva Normal



Por tanto, el valor máximo de la demanda para una probabilidad de ocurrencia o probabilidad de excedencia permite tener una cobertura la demanda segura, y si a esto se le agrega el hecho de que existe un mercado secundario de gas natural, donde se puede comprar gas y transporte de forma también segura, entonces se tendría una cobertura segura y eficiente de la demanda y con ello se satisface los requerimientos impuestos por el Reglamento de Distribución.

También en cuanto a la seguridad del suministro se debe señalar que este se encuentra garantizado, dado que a nivel de la producción se reinyecta hasta un tercio del volumen extraído de los pozos; y en cuanto a la capacidad de transporte, se tiene una capacidad disponible en el corto plazo y para el año 2028 se prevé la ampliación de dicha capacidad por el término del contrato con Perú LNG.

Por lo señalado, la metodología que se propone contiene criterios que conducen a una eficiente contratación del suministro y capacidad de transporte, así como garantiza su trazabilidad y objetividad en cuanto al reconocimiento de las capacidades y volúmenes contratados, de forma tal que, los contratos que tienen la naturaleza de interés público, para los Consumidores Regulados e Independientes atendidos por el Concesionario de Distribución, sean verificadas y supervisadas por el Regulador de forma tal que se garantice el traslado eficiente de los costos

de suministro de gas y servicio de transporte a los Consumidores que se encuentran bajo responsabilidad del Concesionario.

4.1 Motivación de la adecuación del artículo 12 de la Norma de Condiciones Tarifarias

El artículo 107¹⁰ del Reglamento señala que el costo del suministro y del transporte debe hacerse con criterios de eficiencia y a la vez se debe tener la seguridad de contar con la capacidad necesaria para atender la demanda máxima de los Consumidores.

El Concesionario de Distribución debe ser diligente, es decir, comprar las cantidades de gas y capacidad de transporte necesarias de acuerdo con la disponibilidad y composición del mercado, de tal forma de no comprar en demasía una capacidad fija que sería asumida por los Consumidores Regulados.

Asimismo, se debe tener en cuenta el artículo 106 del Reglamento de Distribución, el cual dispone que el Concesionario de Distribución solo puede facturar los costos por el suministro de gas natural y por el servicio de transporte que se requieren para atender a los Consumidores, es decir solo se debe cobrar por los volúmenes necesarios para atender a estos. De este modo, el citado artículo 106, implícitamente le exige al Concesionario que sus contrataciones de suministro de gas y servicio de transporte sean eficientes, resultando, por tanto, en un lineamiento o criterio de eficiencia adicional a tomar en cuenta.

4.2 Cálculo de la Demanda Máxima

Un componente relevante es la determinación de la cantidad y capacidad a contratar con los suministradores de gas natural y del servicio de transporte.

Producto de la diversidad de Consumidores y por la particularidad de cuándo y cómo utilizan el gas natural, se produce en el mercado una demanda máxima del sistema que difiere de la demanda contratada; por dicha razón, una contratación eficiente por parte del Concesionario de Distribución, en representación de los Consumidores bajo su responsabilidad, no puede estar exenta de este análisis.

Como se muestra en la Figura N° 4, la suma de las Demandas Máximas de los Consumidores es superior a la Máxima Demanda del sistema. Esta situación se produce porque las máximas

¹⁰ Artículo 107 del Reglamento de Distribución
(...)

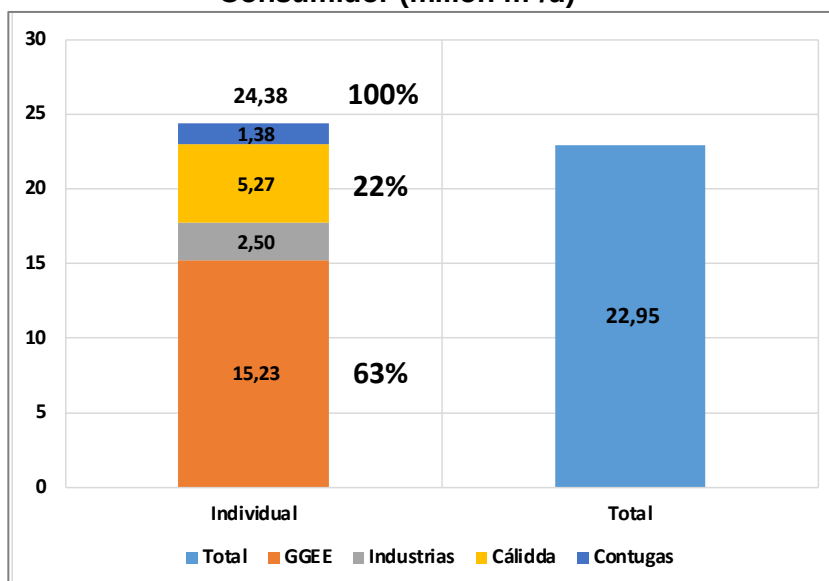
Todos los Consumidores, sean estos Consumidores Regulados o Consumidores Independientes, y que contratan los Servicios de Transporte y/o Suministro de Gas Natural al Concesionario pagan el Costo de Transporte y/o Costo de Suministro de Gas Natural con criterios de eficiencia. Para ello, los volúmenes de Suministro y capacidad de Transporte contratados por el Concesionario de Distribución, son eficientes, siempre que garanticen la seguridad y disponibilidad de la atención hasta la demanda anual proyectada de los Consumidores cuyo Suministro de gas natural y Servicio de Transporte sea proveído directamente por el Concesionario, la cual es aprobada por el OSINERGMIN y/o el ente promotor en los procesos regulatorios y/o procesos de promoción, de corresponder. Para tal efecto, el Concesionario de manera diligente determina los volúmenes de Suministro y/o capacidad de Transporte a contratar buscando siempre preservar la competitividad de las tarifas finales del gas natural.

En caso dichos volúmenes sean superiores a la demanda anual proyectada del mercado de los Consumidores cuyo Suministro de gas natural y Servicio de Transporte sea proveído directamente por el Concesionario, dichos costos no podrán ser trasladados a los Consumidores Regulados o Consumidores Independientes que contratan con el Concesionario.

(...)

individuales de los Consumidores no ocurren en el mismo momento, y por tanto, existe un factor de coincidencia en las Máximas Demanda que permite señalar la existencia de holgura de capacidad en el sistema.

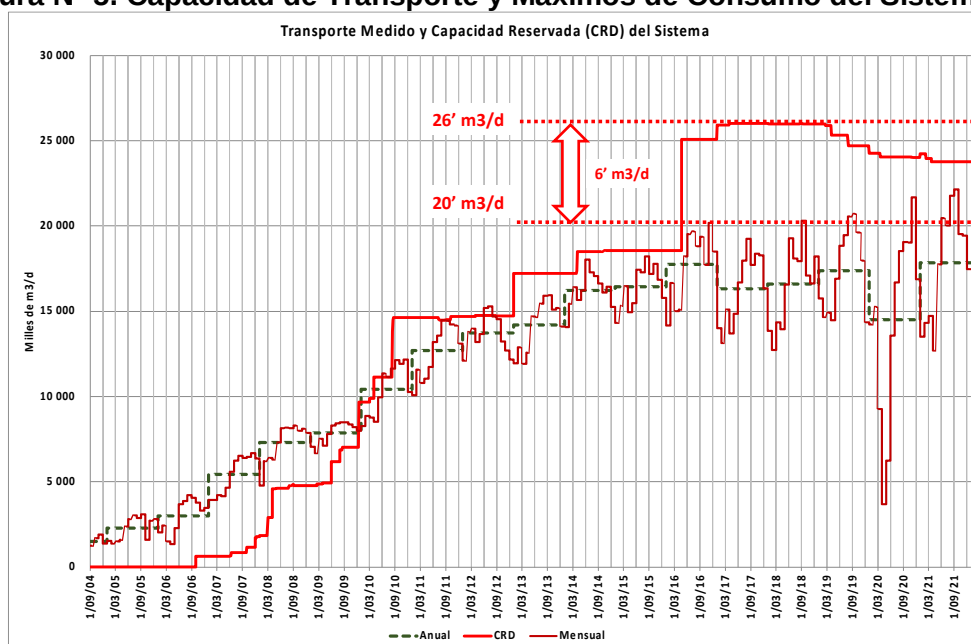
Figura N° 4. Comparación entre máximas demandas del conjunto y por Tipo de Consumidor (millón m³/d)



Además, Cálidda representa el 22% de la demanda total mientras que la Generación Eléctrica representa el 63%, por tanto, existe capacidad sobrante en el sistema si se tiene en cuenta las coincidencias.

Asimismo, el Concesionario de Distribución debe evaluar la capacidad de transporte existente con la finalidad de verificar la disponibilidad de la capacidad del gasoducto. En la Figura N° 5 se aprecia que el sistema de transporte de TGP tiene una capacidad de 26 millones de m³/d (aproximadamente 920 Millones de pies cúbicos por día) y la demanda máxima mensual en el 2021 ha sido de 23 millones de m³/d.

Figura N° 5. Capacidad de Transporte y Máximos de Consumo del Sistema



Por tanto, existe una holgura en el sistema de transporte de gas natural por red de ductos, lo cual es un indicador que permitirá contratar una capacidad firme eficiente y, asimismo, prever la capacidad interrumpible de forma tal que la combinación de la contratación sea eficiente sin el riesgo de no disponer de capacidad en el ducto de transporte.

Además, según la Figura N° 6 se puede apreciar que dentro del conjunto de generadores eléctricos existe holgura, ello debido al factor de coincidencia que puede llegar a un 90% (casi 1,5 millones de m³/día).

Figura N° 6. Comportamiento de los Generadores Eléctricos

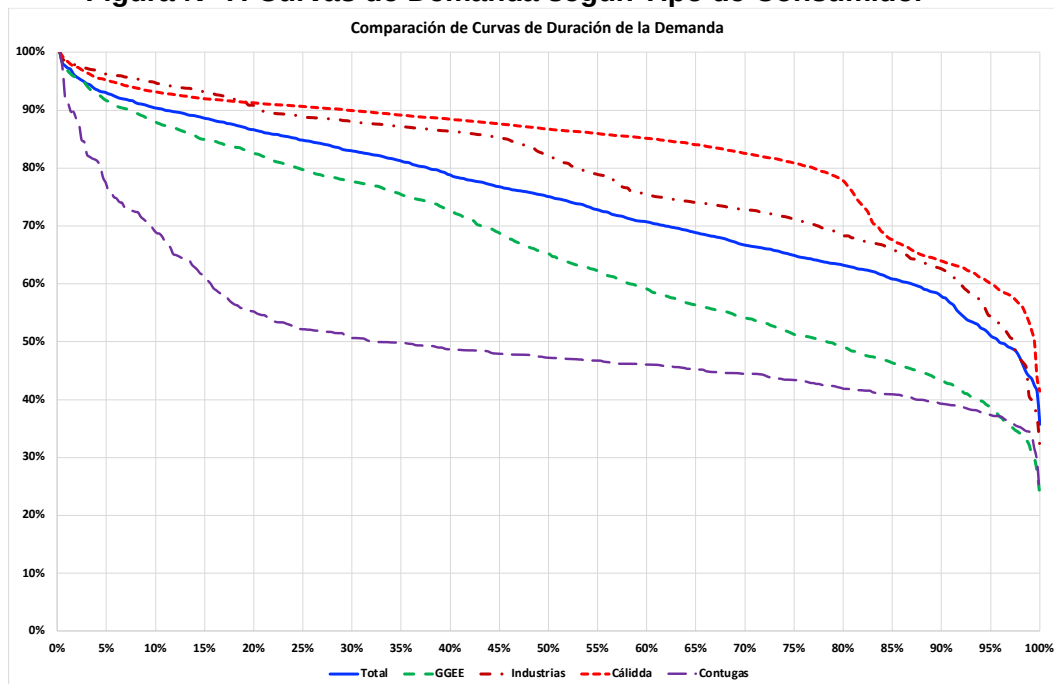
Generadores: Características de Consumo y Contratación												
	Consumo (millón m3/d)				CRD (millón m3/d)			Factor de Carga	Max Individual	Máximo Conj/Ind	Max Conj sobre CRD	Exceso Individual
	Promedio	Máximo	Mínimo	Max - Min	Promedio	Máximo	Mínimo					
2 004	1,1	2,4	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	45%	2,4	100%		0,0
2 005	1,7	2,8	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	60%	2,8	100%		0,0
2 006	1,8	3,4	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	54%	4,5	76%		1,1
2 007	3,6	5,7	1,4	4,3	0,0	0,0	0,0	62%	6,6	86%		0,9
2 008	4,7	6,0	0,2	5,9	2,2	2,8	0,0	79%	6,9	87%	217%	0,9
2 009	5,0	6,2	2,2	4,0	3,9	5,7	2,8	81%	9,3	66%	108%	3,2
2 010	6,8	9,3	2,4	6,9	8,6	10,4	6,6	74%	11,3	82%	89%	2,0
2 011	8,3	10,9	2,1	8,8	10,4	10,4	10,2	76%	12,6	87%	105%	1,7
2 012	8,8	10,9	1,1	9,8	10,4	10,4	10,4	81%	11,5	95%	105%	0,6
2 013	8,9	12,1	4,1	8,0	12,7	12,7	12,7	74%	14,3	85%	95%	2,2
2 014	10,4	13,7	5,6	8,1	12,8	12,9	12,7	76%	16,6	82%	106%	2,9
2 015	10,6	14,1	4,9	9,2	12,9	12,9	12,9	75%	16,4	86%	109%	2,3
2 016	11,8	16,3	5,4	10,9	15,5	16,6	12,9	72%	17,9	91%	98%	1,5
2 017	9,8	14,3	4,5	9,8	16,6	16,6	16,6	69%	15,8	90%	86%	1,5
2 018	9,6	14,9	3,5	11,4	16,6	16,6	16,6	64%	17,0	87%	89%	2,1
2 019	10,1	15,1	3,0	12,0	16,0	16,6	15,5	67%	17,0	89%	91%	1,9
2 020	8,5	16,2	0,1	16,1	14,8	15,0	14,8	52%	17,3	93%	108%	1,2
2 021	10,3	16,7	3,1	13,6	14,6	15,0	14,5	62%	17,1	97%	111%	0,4
2014 a 2021	10,1	15,1	3,8	11,4	15,0	15,3	14,6	67%	16,9	90%	99%	1,7
2017 a 2021	9,7	15,4	2,9	12,6	15,7	16,0	15,6	63%	16,9	92%	97%	1,4

4.3 Análisis de las Curvas de Duración de la Demanda

A partir de la demanda de cada uno de los tipos de Consumidores se elabora la respectiva curva de duración de cada tipo de consumidor, así como la curva de duración total, la cual tiene el comportamiento de la monótona de consumo. Es este comportamiento, el cual nos permite determinar el valor de la demanda fija e interrumpible eficiente que debe ser contratada.

En la Figura N° 7 se muestran las curvas de duración de la demanda de los diversos tipos de Consumidores. Por ejemplo, se aprecia que los Consumidores Regulados de Cálidda tienen la mejor curva de duración, con un factor de carga alto que le permite trasladar de mejor forma los costos fijos del servicio de transporte. Asimismo, en el otro extremo se tiene a Contugas, donde su curva de duración refleja la existencia de Consumidores con consumos estacionales como la pesca, lo cual indica que no es razonable contratar mucho transporte fijo que no sería utilizado buena parte del año.

Figura N° 7. Curvas de Demanda según Tipo de Consumidor



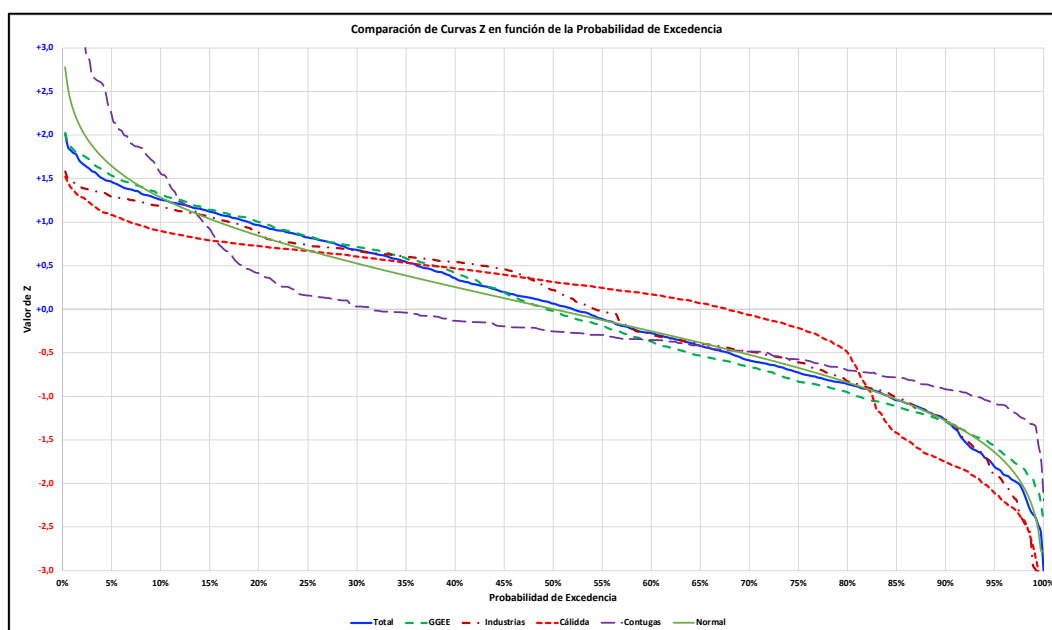
Las curvas de duración son curvas acumuladas de la curva normal, y por ello es conveniente tener presentes algunos conceptos asociados a dicha curva.

Por ejemplo, en la Figura N° 8 se muestra la curva estandarizada de los diversos tipos de clientes que consumen gas natural. Se aprecia en esta figura que Contugas tiene una mayor desviación respecto a la curva normal, lo cual indicaría el ingreso de algún tipo de cliente con una mayor dispersión.

Es conocido que la Pesca al ser estacional, es decir, trabaja unos cuantos meses al año, produce una curva de demanda que se aleja del valor normal. Por tanto, no es que la curva normal no se pueda utilizar sino lo contrario, que el contratar demanda fija para la Pesca es ineficiente.

En el caso de Cálidda ocurre lo contrario, donde para un valor de Z igual a 1,6 se tendría el máximo de demanda lo cual indicaría que su curva de demanda muestra una menor dispersión que la curva normal.

Figura N° 8. Curvas de Duración o Persistencia de los tipos de Clientes



4.4 Determinación del Valor Máximo

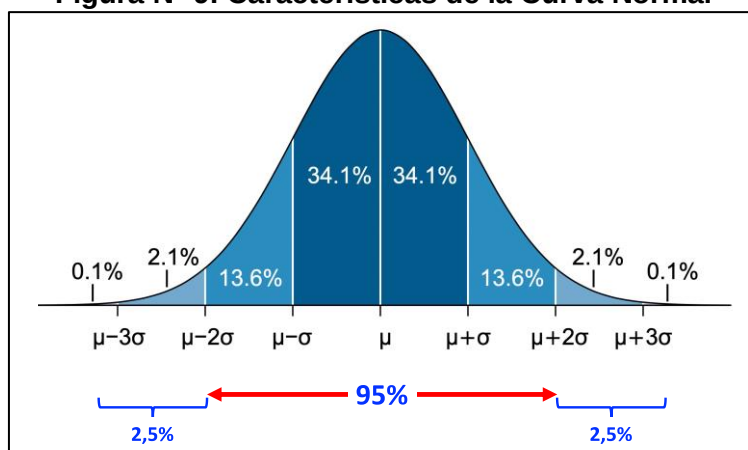
Para determinar el valor máximo o mínimo que podría contratarse con un cierto nivel de confianza, primero se debe determinar la desviación estándar (DSTD) de la muestra de datos, y luego considerando las propiedades de la curva normal se puede definir la amplitud que debería tener el máximo respecto a la media.

Por ejemplo, en la siguiente ecuación se indica el consumo al valor del parámetro “Z”, donde Z se determina para la cobertura que se desea obtener.

$$\text{Consumo}_Z = \text{Consumo Medio} \times (1 + Z \times \text{DSTD})$$

En la Figura N° 9 se muestra una curva normal estándar, parametrizados con la media (μ) y la desviación estándar (sigma o DSTD). En la curva normal estándar, se sabe que para un intervalo de confianza del 95% el valor de Z tiene que ser igual a 2, esto quiere decir, que el valor máximo y mínimo se ubica a la misma distancia del valor medio. Esta distancia es igual a $Z \times \text{DSTD}$.

Figura N° 9. Características de la Curva Normal

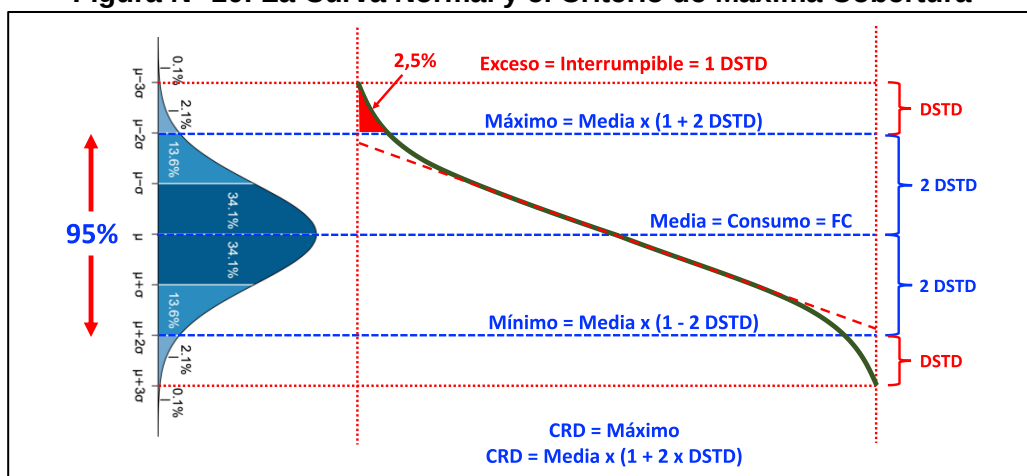


En la Figura N° 10 se presenta a la curva normal y su desarrollo como una curva acumulada denominada comúnmente curva de duración o monótona de consumo.

Si se quisiera tener un error de estimación del 2,5% en la cobertura del valor máximo, se debería asumir como consumo máximo garantizado, un valor igual a la media más dos desviaciones estándar. Esta asunción permite minimizar el error de no poder cubrir la demanda en caso de no tener capacidad.

Sin embargo, se debe tener presente que la demanda del Concesionario de Distribución no es la única que existe en el mercado, y por tanto, existen otros Consumidores que también tienen un máximo de consumo y dado el comportamiento estadístico de los datos, los máximos no ocurren al mismo tiempo.

Figura N° 10. La Curva Normal y el Criterio de Máxima Cobertura



En resumen, el método estadístico consiste en determinar la curva de duración o monótona de consumo, la que a su vez sirve de base para determinar el valor del consumo medio y el valor extremo de los datos según el número de desviación estándar con las cuales se quiere apartar del valor medio.

Los parámetros básicos del cálculo son la media y la desviación estándar, pero si dicha DSTD se determina como un porcentaje del valor medio, entonces sólo se necesita definir dicho porcentaje y se podría estimar el valor máximo en función del parámetro "Z" y el valor medio.

De la aplicación de la curva normal extendida a la monótona de carga o a la curva de duración se colige que la capacidad reservada diaria máxima eficiente es igual al consumo promedio más "Z" desviaciones estándar; mientras que, la capacidad interrumpible es igual a los valores superiores a este máximo.

4.5 Aplicación de la Metodología considerando la Disponibilidad de Otros Consumidores

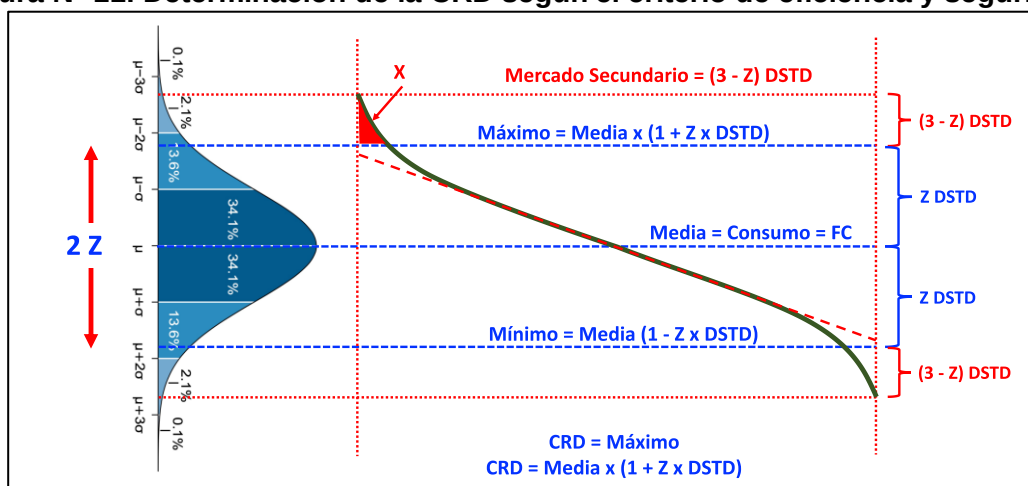
En el caso de Cálidda y Contugas, estos Concesionarios de Distribución no son usuarios únicos del Transportista, dado que los consumidores categorizados como generadores eléctricos representan dos tercios (2/3) de la demanda y por consiguiente siempre existe holgura en el sistema porque la demanda máxima no ocurre en el mismo momento.

Ante este hecho fáctico, el Concesionario de Distribución debe tener el objetivo de calcular una capacidad máxima eficiente a contratar con el Transportista, es decir una capacidad garantizada

diaria (CRD) con el Concesionario de Transporte y la diferencia adquirirlo en el Mercado Secundario dado que existe holgura en las demandas máximas por los factores de coincidencia cuando dos o más consumidores están conectados a un mismo ducto de transporte.

Esta situación se aprecia en la Figura N° 11, donde para un valor “Z” se puede determinar la CRD y la diferencia puede ser adquirida en el Mercado Secundario.

Figura N° 11. Determinación de la CRD según el criterio de eficiencia y seguridad



El criterio de la variable normal estándar “Z” se calcula bajo el supuesto que la muestra es grande, con lo cual la distribución muestral se aproxima muy bien a una curva normal, con media y distribución estándar.

Entonces, para determinar la cantidad de la capacidad sobrante del Sistema (área X) se toma en consideración el valor de “Z”, dado que la curva de consumo de la población muestreada se acerca a la curva normal debido a que el tamaño de la muestra es grande.

En la siguiente ecuación, la DSTD es la desviación estándar expresada en porcentaje del consumo medio, de tal forma que el Consumo Máximo (Consumo al valor de “Z”) sólo requiere de la proyección del Consumo Medio dado que los otros factores serían constantes.

$$\text{Consumo}_Z = \text{Consumo Medio} \times (1 + Z \times DSTD)$$

4.6 Análisis de Factores de Coincidencias de la Demanda

A partir de los consumos registrados por los Consumidores del gas natural en el periodo 2014-2021, se ha calculado el exceso de capacidad por el efecto de que el consumo de los distintos Consumidores ocurre en momentos distintos.

Tal es así que el exceso en todo el Sistema de Transporte es del 14% del Máximo, el mismo que se muestra en la Figura N° 12, con lo cual el factor de coincidencia promedio de todo el sistema es del 86% (100% - 14%).

Figura N° 12. Análisis de los Factores de Coincidencias en el Mercado del Gas

Consumos Máximos (Millón m3/d)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	19,82	20,24	23,12	21,97	22,93	22,53	23,49	24,37	22,73
EGESUR	0,13	0,13	0,13	0,15	0,12	0,12	0,13	0,13	0,12
EGASA	0,58	0,56	0,57	0,58	0,54	0,24	0,00	0,00	0,39
ENEL	4,04	4,18	4,47	3,48	4,21	4,25	4,85	4,61	4,23
ENGIE	3,46	3,42	3,95	3,92	3,74	3,72	3,80	3,88	3,73
FENIX	2,29	2,38	2,39	2,37	2,39	2,37	2,35	2,35	2,38
KALLPA	4,62	4,32	4,83	3,82	4,54	4,79	4,76	4,68	4,66
SDF Energía	0,20	0,20	0,21	0,22	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
TERMOCHILCA	1,27	1,18	1,30	1,28	1,28	1,27	1,27	1,27	1,28
Industrias	1,87	1,51	2,14	2,34	2,57	2,40	2,55	2,68	2,49
Cálidda	5,33	5,11	4,85	4,89	5,40	5,37	5,03	5,43	5,39
Contugas	0,60	1,19	0,75	2,02	1,16	1,11	1,05	1,22	1,13
Total	24,39	24,19	25,59	25,06	26,16	25,84	25,98	26,46	26,00
Exceso	4,57	3,95	2,47	3,09	3,23	3,31	2,49	2,09	3,27
Exceso	23%	20%	11%	14%	14%	15%	11%	9%	14%

Entonces, se puede indicar que el exceso real del sistema de transporte es de 3 millones de m³/d o del 14% del máximo detectado.

4.7 Cálculo de la máxima capacidad a contratar en modalidad firme

En la Figura N° 13 se observa el consumo promedio y en la Figura N° 14 la desviación estándar de los diversos tipos de Consumidores. Con estos parámetros y el Valor Máximo detectado se puede calcular el parámetro “Z” máximo.

Figura N° 13. Valores medios por Tipo de Consumidor

Consumos Medios (Millón m3/d)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	16,21	16,43	17,76	16,30	16,54	17,15	14,20	17,51	16,84
EGESUR	0,11	0,09	0,09	0,10	0,10	0,04	0,02	0,06	0,07
EGASA	0,48	0,47	0,48	0,45	0,08	0,03	0,00	0,00	0,05
ENEL	2,47	2,11	2,32	1,84	2,12	1,89	1,52	2,02	2,00
ENGIE	3,04	2,95	3,05	2,90	1,96	2,60	2,63	2,73	2,28
FENIX	0,80	1,77	1,74	2,00	1,90	1,84	1,39	1,67	1,87
KALLPA	3,05	2,69	3,10	1,82	2,30	2,69	2,34	3,23	2,50
SDF Energía	0,17	0,19	0,16	0,19	0,17	0,19	0,04	0,10	0,18
TERMOCHILCA	0,27	0,29	0,83	0,48	0,92	0,82	0,55	0,50	0,87
Industrias	1,44	1,19	1,44	1,75	1,95	1,98	1,51	2,25	1,96
Cálidda	4,23	4,31	4,20	4,23	4,46	4,51	3,67	4,31	4,48
Contugas	0,15	0,36	0,33	0,54	0,57	0,55	0,50	0,63	0,56
Total	16,21	16,42	17,75	16,28	16,52	17,14	14,17	17,49	16,83

Figura N° 14. Valores de Desviación Estándar por Consumidor

Desviación Standard (Millón m3/d)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	1,83	2,15	2,57	2,61	3,07	2,94	5,75	3,63	3,00
EGESUR	0,02	0,03	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,05	0,04
EGASA	0,10	0,13	0,13	0,14	0,11	0,06	0,00	0,00	0,08
ENEL	0,66	0,85	0,84	0,95	0,74	0,75	1,06	0,83	0,75
ENGIE	0,46	0,49	0,83	0,70	1,45	0,92	1,11	1,15	1,18
FENIX	0,58	0,58	0,73	0,62	0,71	0,73	0,93	0,78	0,72
KALLPA	0,68	0,84	0,72	0,76	1,23	1,35	1,73	0,77	1,29
SDF Energía	0,06	0,03	0,07	0,03	0,06	0,02	0,08	0,10	0,04
TERMOCHILCA	0,35	0,32	0,49	0,55	0,51	0,55	0,59	0,55	0,53
Industrias	0,19	0,19	0,23	0,28	0,43	0,32	0,58	0,33	0,38
Cálidda	0,57	0,54	0,54	0,56	0,59	0,57	1,08	0,65	0,58
Contugas	0,11	0,19	0,10	0,24	0,15	0,13	0,14	0,14	0,14
Total	3,80	4,19	4,72	4,88	6,02	5,43	7,33	5,35	5,72

En la Figura N° 15 se muestra el máximo valor del parámetro “Z” utilizando las propiedades de la curva normal. Por ejemplo, en el caso del total de la demanda, se observa que el promedio es igual a 1,96, es decir, la máxima de cobertura de la demanda se podría tener si el conjunto contrata una capacidad igual al valor medio más 1,96 veces la desviación estándar.

Figura N° 15. Valor del Z máximo por tipo de Consumidor

Valor del Z Máximo									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	1,97	1,77	2,09	2,17	2,08	1,83	1,62	1,89	1,96
EGESUR	0,98	1,09	1,09	1,81	0,89	1,83	3,78	1,52	1,44
EGASA	0,94	0,71	0,72	0,88	4,14	3,81			4,03
ENEL	2,36	2,43	2,57	1,73	2,82	3,16	3,14	3,14	2,99
ENGIE	0,92	0,96	1,09	1,44	1,23	1,22	1,04	1,00	1,23
FENIX	2,56	1,06	0,89	0,59	0,69	0,73	1,03	0,88	0,71
KALLPA	2,32	1,96	2,40	2,61	1,82	1,55	1,40	1,88	1,68
SDF Energía	0,55	0,51	0,67	1,04	0,46	0,43	2,03	1,02	0,45
TERMOCHILCA	2,84	2,79	0,95	1,46	0,70	0,83	1,23	1,41	0,77
Industrias	2,22	1,67	3,02	2,11	1,44	1,33	1,79	1,30	1,39
Cálidda	1,92	1,48	1,20	1,18	1,60	1,51	1,25	1,71	1,55
Contugas	3,94	4,32	4,10	6,09	3,92	4,43	3,87	4,12	4,15
Total	2,15	1,85	1,66	1,80	1,60	1,60	1,61	1,68	1,60

El análisis de cada generador eléctrico individual lleva a una amplia dispersión del parámetro “Z” el cual, como puede apreciarse, depende de la tecnología de generación (ciclo combinado y ciclo simple). Las empresas que tienen un Z menor a 1, como valor promedio son Fénix y SDF Energía debido a su operación continua.

Por el lado de Cálidda se aprecia que el Z máximo es de 1,55 dado que tiene un mejor comportamiento que la curva normal. Para el caso de Contugas, este tiene la mayor dispersión y eso este dado por los consumos estacionales como es la industria pesquera, tal como se ha explicado en los párrafos que anteceden.

Para determinar el “Z Optimo” se debe tener en cuenta que el objetivo de cada tipo de consumidor es optimizar la compra fija sabiendo que existe el Mercado Secundario o el servicio Interrumpible.

Por lo tanto, el Mínimo “Z” que se debe de contratar, con el objeto de que exista siempre un Exceso de Capacidad Contratada respecto a la Máxima Demanda del Sistema se determina de acuerdo a la siguiente fórmula. Se asume que la Capacidad Contratada Optima de cada tipo de consumidor debe ser igual a la Media más “Z” veces la DSTD de este consumidor.

$$\text{Exceso de Capacidad}_Z: \sum_{i=1}^N \text{Consumo Medio}_i \times (1 + Z \times \text{DSTD}_i) - \text{Demanda Máxima}_{\text{Sistema}}$$

De acuerdo con la expresión anterior, debe existir un valor de “Z”, mayor que 1 y menor al Z del Sistema (1,96) de tal forma que se logre el menor valor positivo para el Exceso de Capacidad.

Si tenemos en cuenta que el máximo del Sistema es igual a:

$$\text{Demanda Máxima}_{\text{Sistema}} = \text{Consumo Medio}_{\text{Sistema}} \times (1 + 1,96 \times \text{DSTD}_{\text{Sistema}})$$

Además:

El Consumo Medio del Sistema es igual a la suma de los valores medios individuales de cada tipo de consumidores:

$$\text{Consumo Medio}_{\text{Sistema}} = \sum_{i=1}^N \text{Consumo Medio}_i$$

Si se coloca todo como una participación del Total:

$$\text{Consumo Medio}_i = FP_i \times \text{Consumo Medio}_{\text{Sistema}}$$

Donde:

$$1.0 = \sum_{i=1}^N FP_i$$

Entonces, el Exceso de Capacidad de Contratación puede ser escrito como:

$$\frac{\text{Exceso de Capacidad}_Z}{\text{Consumo Medio}_{\text{Sistema}}} = \sum_{i=1}^N FP_i \times (1 + Z \times \text{DSTD}_i) - (1 + 1,96 \times \text{DSTD}_{\text{Sistema}})$$

$$\frac{\text{Exceso de Capacidad}_Z}{\text{Consumo Medio}_{\text{Sistema}}} = \sum_{i=1}^N FP_i \times (Z \times \text{DSTD}_i) - (1,96 \times \text{DSTD}_{\text{Sistema}})$$

Se puede demostrar en la ecuación anterior que debe existir un valor de “Z” entre 1,0 y 1,96 que hace que el Exceso de Capacidad sea mínimo (positivo).

Por tanto, de acuerdo con el procedimiento antes indicado, se ha definido en la Figura N° 16 el valor de “Z” que permite minimizar el exceso de capacidad contratada. Para poder lograr que

en cualquier situación exista un excedente de capacidad, el valor mínimo de “Z” debe ser igual a 1,3.

Figura N° 16. Determinación del “Z Optimo”

Demanda Anual (Millón m3/s) = Media + Z x (Desviación Estándar)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total del Conjunto	19,82	20,24	23,12	21,97	22,93	22,53	23,49	24,37	22,73
EGESUR	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,10	0,05	0,12	0,12
EGASA	0,61	0,64	0,64	0,64	0,22	0,10	0,00	0,00	0,16
ENEL	3,34	3,21	3,41	3,07	3,08	2,86	2,90	3,09	2,97
ENGIE	3,64	3,59	4,12	3,81	3,84	3,79	4,08	4,23	3,81
FENIX	1,55	2,52	2,69	2,81	2,82	2,78	2,60	2,68	2,80
KALLPA	3,93	3,77	4,04	2,81	3,90	4,45	4,59	4,24	4,18
SDF Energía	0,25	0,22	0,25	0,23	0,25	0,22	0,14	0,23	0,24
TERMOCHILCA	0,73	0,71	1,47	1,19	1,58	1,54	1,31	1,22	1,56
Industrias	1,69	1,44	1,74	2,11	2,51	2,39	2,27	2,68	2,45
Cálida	4,98	5,02	4,90	4,96	5,23	5,25	5,08	5,16	5,24
Contugas	0,30	0,61	0,47	0,85	0,77	0,71	0,68	0,82	0,74
Total Individual	21,15	21,87	23,88	22,63	24,34	24,19	23,70	24,44	24,27
Exceso	1,33	1,63	0,77	0,66	1,42	1,66	0,21	0,07	1,54
Exceso/Media	8,2%	9,9%	4,3%	4,0%	8,6%	9,7%	1,5%	0,4%	9,1%
Z Optimo	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30

Nota: El "Z Optimo" se logra cuando las diferencias en cualquier año es al menos positivo
El Exceso de Capacidad se calcula restando el Total Individual menos el Total del Conjunto

5 Determinación del Modelo de la Demanda Anual Proyectada (DAP) de Contugas

El Método Estadístico detallado en el numeral 4 del presente Anexo, ha sido detallado en el numeral 2.1 del Anexo N° 1 de la Norma de Condiciones Tarifarias, aprobada con Resolución N° 054-2016-OS/CD, a fin de determinar mediante un procedimiento la Demanda Anual Proyectada (DAP) que estará vigente durante el Periodo Regulatorio 2022-2026.

Entonces, en concordancia con la Norma de Condiciones Tarifarias, la DAP de la Concesión de Ica, se aplican los siguientes pasos:

a) Paso 1. Obtención de información de volúmenes medidos

Se obtienen los volúmenes históricos diarios medidos en los últimos cinco años (Periodo de Análisis) en el Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate (Sistema), operado por Transportadora de gas del Perú S.A. Dicha información se procesa en forma separada para cada Usuario del Sistema.

b) Paso 2. Determinación del “Z del Sistema”

Con la información del Paso 1, se determina para todo el Sistema, lo siguiente:

- El valor promedio anual de los volúmenes totales medidos en el Sistema para cada año del Periodo de Análisis ($Media_{Sist}$), es decir se obtendrán cinco valores de volúmenes medidos promedio.

Esta información se determinó en la Figura N° 13 del presente Anexo, resultando lo siguiente:

Consumos Medios (Millón m3/d)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	16,21	16,43	17,76	16,30	16,54	17,15	14,20	17,51	16,84

- ii. El valor máximo anual de los volúmenes medidos en el Sistema para cada año del Periodo de Análisis (Max_{Sist}), es decir se obtendrán cinco valores de volúmenes máximos.

Esta información se determinó en la Figura N° 12 del presente Anexo, resultando lo siguiente:

Consumos Máximos (Millón m3/d)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	19,82	20,24	23,12	21,97	22,93	22,53	23,49	24,37	22,73

- iii. La desviación estándar anual de los volúmenes medidos en el Sistema para cada año del Periodo de Análisis ($DSTD_{Sist}$), es decir se obtendrán cinco valores de desviación estándar anual.

Esta información se determinó en la Figura N° 14 del presente Anexo, resultando lo siguiente:

Desviación Standard (Millón m3/d)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	1,83	2,15	2,57	2,61	3,07	2,94	5,75	3,63	3,00

- iv. El valor “Z del Sistema” de cada año del Periodo de Análisis, el cual se obtiene como $(Max_{Sist} - Media_{Sist})/DSTD_{Sist}$.

Esta información se determinó en la Figura N° 15 del presente Anexo, resultando lo siguiente:

Valor del Z Máximo									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	1,97	1,77	2,09	2,17	2,08	1,83	1,62	1,89	1,96

c) Paso 3. Determinación del “Z Optimo”

Con la información del Paso 1, se determina para cada Usuario del Sistema, lo siguiente:

- i. El valor promedio anual de los volúmenes medidos a cada Usuario del Sistema y para cada año del Periodo de Análisis, es decir se obtendrán cinco valores de volúmenes medidos promedio por Usuario ($Media_i$).

Esta información se determinó en la Figura N° 13 del presente Anexo, resultando los valores presentados en el recuadro de la siguiente figura:

Consumos Medios (Millón m3/d)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	16,21	16,43	17,76	16,30	16,54	17,15	14,20	17,51	16,84
EGESUR	0,11	0,09	0,09	0,10	0,10	0,04	0,02	0,06	0,07
EGASA	0,48	0,47	0,48	0,45	0,08	0,03	0,00	0,00	0,05
ENEL	2,47	2,11	2,32	1,84	2,12	1,89	1,52	2,02	2,00
ENGIE	3,04	2,95	3,05	2,90	1,96	2,60	2,63	2,73	2,28
FENIX	0,80	1,77	1,74	2,00	1,90	1,84	1,39	1,67	1,87
KALLPA	3,05	2,69	3,10	1,82	2,30	2,69	2,34	3,23	2,50
SDF Energía	0,17	0,19	0,16	0,19	0,17	0,19	0,04	0,10	0,18
TERMOCHILCA	0,27	0,29	0,83	0,48	0,92	0,82	0,55	0,50	0,87
Industrias	1,44	1,19	1,44	1,75	1,95	1,98	1,51	2,25	1,96
Cáhlida	4,23	4,31	4,20	4,23	4,46	4,51	3,67	4,31	4,48
Contugas	0,15	0,36	0,33	0,54	0,57	0,55	0,50	0,63	0,56
Total	16,21	16,42	17,75	16,28	16,52	17,14	14,17	17,49	16,83

- ii. La Desviación Estándar anual de los volúmenes medidos a cada Usuario del Sistema y para cada año del Periodo de Análisis, es decir se obtendrán cinco valores de desviación estándar por Usuario ($DSTD_i$).

Esta información se determinó en la Figura N° 14 del presente Anexo, resultando los valores presentados en el recuadro de la siguiente figura:

Desviación Standard (Millón m3/d)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	1,83	2,15	2,57	2,61	3,07	2,94	5,75	3,63	3,00
EGESUR	0,02	0,03	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,05	0,04
EGASA	0,10	0,13	0,13	0,14	0,11	0,06	0,00	0,00	0,08
ENEL	0,66	0,85	0,84	0,95	0,74	0,75	1,06	0,83	0,75
ENGIE	0,46	0,49	0,83	0,70	1,45	0,92	1,11	1,15	1,18
FENIX	0,58	0,58	0,73	0,62	0,71	0,73	0,93	0,78	0,72
KALLPA	0,68	0,84	0,72	0,76	1,23	1,35	1,73	0,77	1,29
SDF Energía	0,06	0,03	0,07	0,03	0,06	0,02	0,08	0,10	0,04
TERMOCHILCA	0,35	0,32	0,49	0,55	0,51	0,55	0,59	0,55	0,53
Industrias	0,19	0,19	0,23	0,28	0,43	0,32	0,58	0,33	0,38
Cálidda	0,57	0,54	0,54	0,56	0,59	0,57	1,08	0,65	0,58
Contugas	0,11	0,19	0,10	0,24	0,15	0,13	0,14	0,14	0,14
Total	3,80	4,19	4,72	4,88	6,02	5,43	7,33	5,35	5,72

- iii. La Desviación Estándar Porcentual para cada Usuario del Sistema (%DSTD_i) y para cada año del Periodo de Análisis, el cual se obtiene como DSTD_i / Media_i.

Esta información se determina a partir de la Figuras N° 13 y 14 del presente Anexo, resultando los valores presentados en el recuadro de la siguiente figura:

%Desviación Standard									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total	11%	13%	14%	16%	19%	17%	40%	21%	18%
EGESUR	23,7%	36,6%	39,3%	31,0%	30,8%	104,9%	179,9%	81,4%	52,7%
EGASA	21,0%	27,0%	26,2%	32,2%	144,0%	193,5%	-	-	157,6%
ENEL	26,9%	40,2%	36,1%	51,9%	35,2%	39,5%	69,9%	40,9%	37,2%
ENGIE	15,1%	16,7%	27,2%	24,1%	73,9%	35,2%	42,2%	42,2%	51,8%
FENIX	73,0%	32,5%	41,8%	31,1%	37,4%	39,6%	66,9%	46,5%	38,4%
KALLPA	22,2%	31,1%	23,2%	41,9%	53,4%	50,2%	73,8%	23,9%	51,7%
SDF Energía	36,5%	13,8%	46,1%	15,9%	36,2%	10,9%	186,3%	95,2%	22,8%
TERMOCHILCA	128,4%	111,1%	59,1%	116,2%	55,3%	67,7%	106,1%	109,2%	61,1%
Industrias	13,5%	16,1%	16,1%	15,9%	22,3%	16,1%	38,6%	14,8%	19,2%
Cálidda	13,5%	12,6%	12,9%	13,3%	13,2%	12,7%	29,4%	15,2%	12,9%
Contugas	76,9%	53,1%	30,6%	45,6%	26,2%	22,7%	29,0%	22,6%	24,5%

- iv. Para cada Año de Análisis se determina lo siguiente:

$$\text{Exceso de Capacidad} = \sum_i \text{Media}_i * (1 + Z_{\text{Optimo}} \times \% \text{DSTD}_i) - [\text{Max}_{\text{Sist}}] \quad (1)$$

Donde:

Exceso de Capacidad : Es la diferencia entre la suma de las máximas capacidades que deben contratar los Usuarios del Sistema y el máximo volumen medido en el Sistema.

Z Óptimo : Único valor para todos los Usuarios en todos los Años de Análisis. Se determina mediante la optimización con la cual el Exceso de Capacidad resulte el menor valor positivo en el Periodo de Análisis.

Media_i : Valor obtenido en el literal i) del Paso 3.

%DSTD_i : Valor obtenido en el literal iii) del Paso 3.

Max_{Sist} : Valor obtenido en el literal ii) del Paso 2.

i : Usuario del Sistema que destina el gas natural para consumo nacional.

Como resultado de la optimización de los Excesos de Capacidad de cada año del Periodo de Análisis, se obtiene que para un valor de “Z Óptimo” igual a 1.30, los valores de dichos Excesos de Capacidad resulten en los mínimos positivos, los cuales representan las diferencias anuales entre las máximas capacidades contratadas por los Usuarios del Sistema, entre ellos Contugas, y el máximo volumen medido del Sistema.

El valor de “Z Óptimo”, se obtuvo en la Figura N° 16, el cual se muestra en el recuadro de la siguiente figura:

Demanda Anual (Millón m3/d) = Media + Z x (Desviación Estándar)									
	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	Promedio
Total del Conjunto	19,82	20,24	23,12	21,97	22,93	22,53	23,49	24,37	22,73
EGESUR	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,10	0,05	0,12	0,12
EGASA	0,61	0,64	0,64	0,64	0,22	0,10	0,00	0,00	0,16
ENEL	3,34	3,21	3,41	3,07	3,08	2,86	2,90	3,09	2,97
ENGIE	3,64	3,59	4,12	3,81	3,84	3,79	4,08	4,23	3,81
FENIX	1,55	2,52	2,69	2,81	2,82	2,78	2,60	2,68	2,80
KALLPA	3,93	3,77	4,04	2,81	3,90	4,45	4,59	4,24	4,18
SDF Energia	0,25	0,22	0,25	0,23	0,25	0,22	0,14	0,23	0,24
TERMOCHILCA	0,73	0,71	1,47	1,19	1,58	1,54	1,31	1,22	1,56
Industrias	1,69	1,44	1,74	2,11	2,51	2,39	2,27	2,68	2,45
Cálidda	4,98	5,02	4,90	4,96	5,23	5,25	5,08	5,16	5,24
Contugas	0,30	0,61	0,47	0,85	0,77	0,71	0,68	0,82	0,74
Total Individual	21,15	21,87	23,88	22,63	24,34	24,19	23,70	24,44	24,27
Exceso	1,33	1,63	0,77	0,66	1,42	1,66	0,21	0,07	1,54
Exceso/Media	8,2%	9,9%	4,3%	4,0%	8,6%	9,7%	1,5%	0,4%	9,1%
Z Óptimo	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30

Nota: El “Z Óptimo” se logra cuando las diferencias en cualquier año es al menos positivo
El Exceso de Capacidad se calcula restando el Total Individual menos el Total del Conjunto

d) Paso 4. Modelo de la DAP del Concesionario

Con el valor de la Desviación Estándar Porcentual (%DSTD) promedio del Periodo de Análisis del Concesionario y el “Z Óptimo”, se determina el modelo a utilizar para la DAP que aplicará en el Periodo Regulatorio, según lo siguiente:

$$DAP = Demanda_Regulada \times (1 + Z_{\text{Óptimo}} \times \%DSTD) \quad (2)$$

Donde:

Demanda Regulada : Demanda Media de los Consumidores Regulados proyectada en el Periodo Regulatorio

Del literal iii) del Paso 3 precedente, se observa que para el caso de Contugas, los valores de %DSTD son atípicos para los años 2015, 2016 y 2017, ello debido a demandas de alta variabilidad por la presencia de Consumidores de la industria pesquera. Asimismo, los de años 2020 y 2021, también resultan atípicos debido a los efectos del estado de emergencia sanitaria del COVID-19. Por tanto, a fin de mitigar el efecto de estas demandas atípicas, se evalúan únicamente los años 2018 y 2019.

En la siguiente figura, se observa que el valor de %DSTD para Contugas resulta igual a 24,5%.

%Desviación Standard			
	2 018	2 019	Promedio
Contugas	26,2%	22,7%	24,5%

Por tanto, reemplazando los valores de “Z Óptimo” y el %DSTD en la fórmula (2), se obtiene el modelo de Demanda Anual Proyectada (DAP) para la Concesión de Ica en el periodo 2022-2026.

$$DAP = Demanda_Regulada \times (1 + 1,30 \times 24,5\%)$$

$$DAP = Demanda_Regulada \times 1,32$$

6 Cálculo de la DAP de la Concesión de Ica del periodo 2022-2026

Para la determinación de la DAP que estará vigente durante el Periodo Regulatorio 2022-2026, se sigue el procedimiento detallado en el numeral 2.2 del Anexo N° 1 de la Norma de Condiciones Tarifarias, aprobada con Resolución N° 054-2016-OS/CD.

- i. *Se determina el valor medio de las demandas de los Consumidores Regulados a ser atendidas por el Concesionario en el Periodo Regulatorio, ello como resultado del proceso regulatorio de fijación de tarifas de distribución por red de ductos.*

De estos Consumidores Regulados, se debe obtener por separado lo siguiente: i) la demanda de los Consumidores con demanda de alta variabilidad o incertidumbre, como son los Consumidores de la industria pesquera; y, ii) la demanda que no incluya a los Consumidores antes señalados

En la Tabla 1, se presenta la demanda de los Consumidores Regulados considerada en la determinación de la tarifa de distribución de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos del departamento de Ica por categoría tarifaria, para el periodo 2022-2026.

Tabla 1. Demanda anual de los Consumidores Regulados para la determinación de la tarifa de distribución de la Concesión de Ica 2022-2026

Demanda [Miles m³]				
Categoría	2022	2023	2024	2025
A1	13 136	14 357	15 481	16 958
A2	2 621	2 653	2 685	2 712
B	2 636	3 294	3 957	4 619
GNV	18 388	21 811	25 296	28 775
C	7 120	8 491	9 724	10 954
D	31 970	33 037	33 787	34 535
IP	186	192	192	192
GE *	4 561	4 561	4 561	4 561
Pesca	16 935	17 105	17 276	17 449
Total Consumidores Regulados	97 555	105 502	112 959	120 755

Nota: (*) Corresponde a generadores eléctricos pertenecientes a Consumidores Regulados

A partir de la tabla anterior, en la Tabla 2 se muestra la demanda diaria promedio de los Consumidores Regulados durante el periodo regulatorio 2022-2026 de la Concesión de Ica.

Tabla 2. Demanda diaria promedio de los Consumidores Regulados para la Concesión de Ica 2022-2026

Demanda [Miles m ³ /d]				
Categoría	2022	2023	2024	2025
A1	35,99	39,33	42,41	46,46
A2	7,18	7,27	7,36	7,43
B	7,22	9,03	10,84	12,66
GNV	50,38	59,76	69,30	78,84
C	19,51	23,26	26,64	30,01
D	87,59	90,51	92,57	94,62
IP	0,51	0,53	0,53	0,53
GE*	12,50	12,50	12,50	12,50
Pesca	46,40	46,86	47,33	47,80
Total Consumidores Regulados	267,27	289,05	309,48	330,84

Nota: (*) Corresponde a generadores eléctricos pertenecientes a Consumidores Regulados

En la Tabla 3 se muestran la comparación de las demandas de los Consumidores de la industria pesquera respecto de la demanda total de los Consumidores Regulados.

Tabla 3. Demanda de Consumidores Regulados y pesqueros, en Miles m³/d

Tipo de Consumidor	2022	2023	2024	2025
Consumidores Regulados Total	267,27	289,05	309,48	330,84
Consumidores Pesqueros	46,40	46,86	47,33	47,80
Consumidores Regulados sin Pesqueros	220,88	242,18	262,15	283,03
Demanda Pesqueros/ Regulados	17%	16%	15%	14%

- ii. Se obtiene la DAP Preliminar de los Consumidores Regulados, según lo siguiente:
- Si se verifica que la demanda con alta variabilidad no representa más del 10% de la demanda de los Consumidores Regulados, la DAP preliminar se obtiene aplicando la fórmula (2) a la demanda total de los Consumidores Regulados.
 - Si se verifica que la demanda con alta variabilidad representa más del 10% de la demanda de los Consumidores Regulados, se aplica la fórmula (2) a la demanda total de los Consumidores Regulados sin considerar a la demanda con alta variabilidad.

La DAP preliminar resulta de la suma del cálculo antes señalado y la demanda con alta variabilidad

De la Tabla 3, se verifica que la demanda de alta variabilidad (industria pesquera) representa más del 10% de la demanda total de los Consumidores Regulados. Por tanto, se determina la DAP Preliminar según el literal b) antes citado.

Para ello, se aplica la fórmula (2) solo a la demanda media de los Consumidores Regulados de cada año del periodo 2022-2025 exceptuando a la demanda de la industria pesquera. Asimismo, la DAP Preliminar resulta de la suma del cálculo antes señalado y la demanda media de los consumidores pesqueros. En la Tabla 4 se muestra los resultados.

Tabla 4. Determinación de la DAP preliminar, en Miles m³/d

Tipo de Consumidor	2022	2023	2024	2025
Consumidores Regulados sin Pesqueros	220,88	242,18	262,15	283,03
DAP Consumidores Regulados (x 1,32)	291,56	319,68	346,03	373,60
Consumidores Pesqueros	46,40	46,86	47,33	47,80
DAP Preliminar	337,95	366,55	393,36	421,41

- iii. En caso el Concesionario suministre el gas natural y/o brinde el servicio de transporte a Consumidores Independientes, la cantidad y/o capacidad contratada para los Consumidores Independientes será considerada en la DAP siempre que estos asuman el pago del suministro y/o servicio de transporte de acuerdo a su capacidad contratada, y, en caso de no estar esto especificado en el contrato suscrito con el Concesionario, sólo se considerará en la DAP el consumo medio proyectado del Consumidor Independiente.

De existir Consumidores Independientes con contratos con el Concesionario por el suministro de gas y/o servicio de transporte en diferentes periodos, se determinará dos DAP, una para el suministro de gas y otra para el servicio de transporte.

En el caso de la Concesión de Ica, se han identificado cinco (05) Consumidores Independientes que han suscrito contratos con Contugas para el suministro de gas y/o servicio de transporte, con condiciones contractuales en las cuales los pagos de dichos servicios son en función a las capacidades contratadas por estos, es decir son similares a las cláusulas “take or pay” y “ship or pay”. En tal sentido, en la DAP de la Concesión de Ica, se considerará dichas capacidades para el cálculo de la DAP que estará vigente en el Periodo Regulatorio 2022-2026.

Asimismo, se ha identificado que uno de los Consumidores Independientes de la Concesión de Ica, con Código de Contrato N° 2940, tiene contratado con Contugas sólo el suministro de gas en una modalidad similar al “take or pay” y en el caso del servicio de transporte, el referido contrato dice “La Distribuidora facturará solo por la capacidad de transporte que no haya alcanzado para compensar la capacidad contratada”; es sólo factura por volúmenes interrumpible. Además, se debe señalar que el referido Consumidor Independiente tiene contratado el servicio de transporte en modalidad firme (Ship or Pay) con Transportadora de Gas del Perú S.A.

Por tanto, esta situación conlleva a que Osinergmin tenga que aprobar en este caso dos DAP para la Concesión de Ica, una para el suministro de gas y otra para el servicio de transporte, en la cual se consideran las cantidades o capacidades contratadas en modalidad “take or pay” y/o “ship or pay”.

En la Tabla 5 se muestran a los Consumidores Independientes con sus respectivas cantidades take or Pay para el suministro de gas natural contratadas con Contugas.

Tabla 5. Cantidades contratadas para el Suministro de Gas de los Consumidores Independientes, en Miles m³/d

Descripción / Código de Contrato	2022	2023	2024	2025
2940 ⁽¹⁾	38,40	38,40	38,40	38,40
159673 ^{(1) (3)}	25,30	25,30	25,30	25,30
2937 ⁽²⁾	129,97	129,97	129,97	129,97
169368 ⁽¹⁾	71,40	71,40	71,40	71,40
159690 ⁽¹⁾	71,40	71,40	71,40	71,40
Total	336,47	336,47	336,47	336,47

Notas:

(1) Las cantidades anuales de estos Consumidores Independientes resultan de la aplicación de % take or pay de 80%, según sus contratos

(2) Las cantidades de este Consumidor Independiente resulta de la aplicación de % take or pay de 90%, según su contrato

(3) Consumidor con cantidad contratada de suministro en MMBTU/d. Se realizó la conversión a Miles m³/d utilizando un poder calorífico promedio del periodo dic 2020 a nov 2021, consignadas en las facturas del Consorcio Camisea.

En la Tabla 6 se muestran a los Consumidores Independientes con sus respectivas cantidades Ship or Pay para el servicio de transporte contratadas con Contugas.

Tabla 6. Capacidades contratadas para el Transporte de Gas de los Consumidores Independientes , en Miles m³/d

Descripción / Código de Contrato	2022	2023	2024	2025
159673	32,88	32,88	32,88	32,88
2937 ⁽¹⁾	129,97	129,97	129,97	129,97
169368	71,40	71,40	71,40	71,40
159690	71,40	71,40	71,40	71,40
Total	305,65	305,65	305,65	305,65

Notas:

(1) Las cantidades de este Consumidor Independiente resulta de la aplicación de % take or pay de 90%, según su contrato.

- iv. La DAP será la suma de la DAP Preliminar y las demandas de los Consumidores Independientes, determinadas según los literales ii) y iii), respectivamente.

En la Tabla 7 se muestra la Demanda Anual Proyectada (DAP) aplicable al suministro de gas de la Concesión de Ica para el Periodo Regulatorio 2018-2022, ello a partir de las demandas de la Tabla 4 y Tabla 5.

Tabla 7. Demanda Anual Proyectada de la Concesión de Ica para el Suministro de Gas Natural, en Miles m³/d

Tipo de Consumidor	Descripción / Código del Contrato	2022	2023	2024	2025
Consumidores Regulados	Todos, incluido consumidores Pesqueros	337,95	366,55	393,36	421,41
	2940	38,40	38,40	38,40	38,40
	159673	25,30	25,30	25,30	25,30
Consumidores Independiente	2937	129,97	129,97	129,97	129,97
	169368	71,40	71,40	71,40	71,40
	159690	71,40	71,40	71,40	71,40
Total		674,42	703,02	729,83	757,88

En la Tabla 8 se muestra la Demanda Anual Proyectada (DAP) aplicable al servicio de transporte de gas de la Concesión de Ica para el Periodo Regulatorio 2018-2022, ello a partir de las demandas de la Tabla 4 y Tabla 6.

Tabla 8. Demanda Anual Proyectada de la Concesión de Ica para el Servicio de Transporte de Gas Natural, en Miles m³/d

Tipo de Consumidor	Descripción / Código del Contrato	2022	2023	2024	2025
Consumidores Regulados	Todos, incluido consumidores Pesqueros	337,95	366,55	393,36	421,41
	159673	32,88	32,88	32,88	32,88
Consumidores Independiente	2937	129,97	129,97	129,97	129,97
	169368	71,40	71,40	71,40	71,40
	159690	71,40	71,40	71,40	71,40
Total		643,60	672,19	699,01	727,05

El Concesionario debe ser diligente en la contratación de suministro y/o servicio de transporte de gas natural para atender a los Consumidores Independientes, pues al tener dichos Consumidores la libertad para resolver sus contratos de suministro y/o transporte y ser atendidos directamente por el Productor y/o Transportista, debe procurar no afectar a los

Consumidores Regulados y a otros Consumidores Independientes que quedan bajo su responsabilidad.

Es decir, no debe trasladar sobrecostos por cantidades y/o capacidades contratadas ocasionadas por los Consumidores Independientes que decidieron dejar de ser atendidos por el suministro y/o transporte de gas por parte del Concesionario.

El Concesionario debe prever que en sus contratos de suministro y transporte con los Consumidores Independientes se incluyan mecanismos que no afecten el volumen de compra necesario para atender a aquellos consumidores que se encuentren bajo su responsabilidad en el caso que estos Consumidores Independientes decidan resolver sus contratos.

Las demandas de los Consumidores Independientes serán evaluadas cada tres (3) meses, y modificadas de ser el caso, en función de los contratos que estos tengan suscritos con el Concesionario y sus mecanismos de pago contenidos en estos.

En caso un Consumidor Independiente decidiera dejar de ser atendido por el Concesionario en lo que respecta al suministro de gas natural y/o servicio de transporte, la correspondiente demanda será retirada de la DAP.

Anexo N° 4
**Informe “Análisis de propuesta tarifaria de gas
natural periodo 2022 – 2026” del consultor**

1) Relación de Modelos de Cálculos que sustenta los
informes

2) Archivo: Informe_Consultor.pdf