



Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural

Informe N° 0182-2018-GRT

Determinación de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Lima y Callao para el Período 2018-2022

Fecha de elaboración: 06 de abril del 2018

Elaborado: Jorge Sanchez P. Rodrigo Carrillo Michael Moleros Ricardo Pando	Revisado y aprobado por [mrevolo]
--	--------------------------------------

Determinación de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Lima y Callao para el Período 2018-2022

Fecha de elaboración: 06 de abril del 2018

Índice

A. RESUMEN EJECUTIVO	5
B. 1 OBJETIVOS	12
C. 2 ANTECEDENTES	12
2.1 ANTECEDENTES LEGALES	12
2.2 ETAPAS Y ANTECEDENTES DEL PROCESO REGULATORIO	13
D. 3 METODOLOGÍA Y CRITERIOS GENERALES	17
3.1 MARCO NORMATIVO	17
3.2 SOBRE EL NIVEL DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL Y DISEÑO TARIFARIO	18
3.3 DETERMINACIÓN DEL COSTO MEDIO	18
3.3.1 <i>Determinación de la Demanda</i>	19
3.3.2 <i>Determinación de los Costos de Inversión (CAPEX)</i>	20
3.3.3 <i>Determinación de los Costos de Explotación</i>	21
3.4 DETERMINACIÓN DE LA TARIFA ÚNICA DE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA.....	21
3.4.1 <i>Criterios para el diseño tarifario</i>	21
3.4.2 <i>Métodos de asignación tarifaria por categoría</i>	22
3.4.3 <i>Metodología del diseño tarifario</i>	23
3.5 DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS COMPLEMENTARIOS.....	25
E. 4 TARIFA ÚNICA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS DE LA CONCESIÓN DE LIMA Y CALLAO	25
4.1 CATEGORÍAS TARIFARIAS	25
4.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	26
4.2.1 <i>Demanda de Gas Natural de Consumidores Regulados</i>	28
4.2.2 <i>Categoría Generadores Eléctricos</i>	37
4.3 VALORIZACIÓN DE LAS INVERSIONES.....	43
4.4 COSTOS DE EXPLOTACIÓN	51
4.4.1 <i>Costos Directos</i>	52
4.4.2 <i>Costos Indirectos</i>	53
4.4.3 <i>Otros costos de operación y mantenimiento</i>	54
4.4.4 <i>Gastos de Promoción</i>	55
4.4.5 <i>Resumen de los costos de explotación</i>	57
4.5 CALCULO DE LAS TARIFAS POR CATEGORÍAS DE CLIENTES	60
4.5.2 <i>Calculo general de la tarifa media sin promoción</i>	61
4.5.3 <i>Diseño tarifario</i>	61
4.5.4 Resultados Tarifarios	63
4.5.5 <i>Impacto en los precios finales a los usuarios</i>	64
4.5.6 <i>Verificación de la Competitividad de las tarifas</i>	65
4.5.7 <i>Ingresos estimados con las tarifas propuestas</i>	66
4.5.8 <i>Porcentaje de la Tarifa Única de Distribución destinado a los ingresos del mecanismo de promoción</i>	67

F. 5	FACTORES DE ACTUALIZACIÓN Y PROCEDIMIENTO DE AJUSTE	68
G. 6	CARGOS TARIFARIOS COMPLEMENTARIOS	72
6.1	CARGOS POR INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE LA INSTALACIÓN INTERNA PARA CONSUMIDORES MAYORES A 300 M ³ /MES	72
6.2	CARGOS POR CORTE Y RECONEXIÓN.....	73
6.3	TOPES MÁXIMOS DE ACOMETIDA PARA CONSUMIDORES CON CONSUMOS MENORES O IGUALES A 300 M ³ /MES	73
6.4	LA PROPUESTA DE DERECHO DE CONEXIÓN Y FACTOR K.....	74
H.	ANEXO N°1 LISTA DE COSTOS UNITARIOS 2017	75
I.	ANEXO N°2 DETERMINACIÓN DEL SALDO PENDIENTE DEL GASTO DE PROMOCIÓN DEL PERIODO 2014-2018	78
J.	ANEXO N°3 PLANO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES Y PROYECTADAS PARA EL PERIODO 2014-2018	92

Resumen Ejecutivo

El 06 de octubre del 2017, la empresa concesionaria de distribución Gas Natural de Lima y Callao S.A (Cálidda), presentó a Osinergmin su propuesta de Tarifa Única de Distribución (TUD), dando inicio al proceso de fijación tarifaria correspondiente al periodo 2018 – 2022.

Mediante Oficio N° 1088-2017-GRT del 06 de noviembre de 2017, Osinergmin remitió el Informe N° 0560-2017-GRT, en el cual se detallan las observaciones efectuadas por Osinergmin al Plan Quinquenal de Inversiones, a la Propuesta de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural y al Plan de Promoción, presentados por Cálidda.

Posterior, el 04 de diciembre de 2017, Cálidda presentó el Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022 y su Propuesta Tarifaria actualizados, los mismos que contenían las modificaciones en atención a las observaciones planteadas por Osinergmin mediante el Informe N° 0560-2017-GRT.

En ese contexto, corresponde a Osinergmin establecer la TUD por Categoría Tarifaria, de acuerdo a lo que establece el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos vigente, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM y las demás normas aplicables.

Por lo expuesto, en el presente informe se desarrolla la metodología y los criterios principales utilizados para la determinación de la TUD, Plan Quinquenal de Inversiones, Plan de Promoción y Cargos Tarifarios Complementarios a ser considerado en la regulación tarifaria de la concesión de Lima y Callao para el periodo 2018-2022.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para el periodo regulatorio 2018-2022.

Categorías Tarifarias

En relación a las Categorías Tarifarias, se mantiene la segmentación de la Categoría aprobadas en el periodo regulatorio 2014-2018, en virtud que la distribución de clientes según su consumo unitario, no ha presentado mayores variaciones respecto al periodo anterior.

Categorías Tarifarias

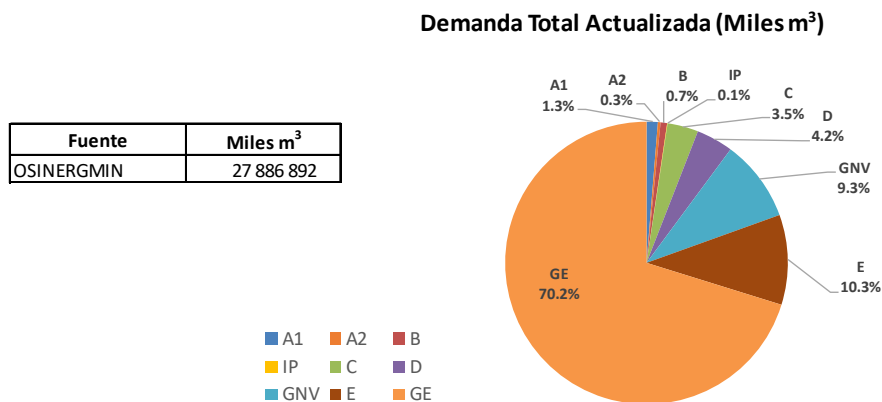
Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A.1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A.2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 17 500 Sm ³ /mes
C	Desde 17 501 hasta 300 000 Sm ³ /mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes
E	Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900 000 Sm ³
Categorías especiales, independiente del consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio de gas natural vehicular.
GE	Para generadores de electricidad
IP	Para instituciones públicas tales como hospitales, centro de salud, instituciones educativas, entre otras

Demanda de distribución de gas natural

La demanda propuesta para el presente proceso regulatorio supera los 27 mil millones de m³ en valor presente, superando en 16.0% a la demanda propuesta por el Concesionario.

En cuanto a la participación por categorías, tenemos que el componente de mayor predominancia es la demanda de generadores eléctricos con 70.2%, seguido de las categorías de clientes independientes y GNV con 9.3% y 9% respectivamente. Por su lado, la demanda residencial contenida en la categoría A1 representa aproximadamente 1.29%, tal como se puede apreciar en el gráfico siguiente.

Distribución de la Demanda Total Actualizada por Categoría Tarifaria



Costos de inversión

Respecto a la inversión para el periodo 2018-2022, se proyecta la instalación de 138.0 kilómetros de gasoductos de acero, 4 009.6 kilómetros de gasoductos de polietileno, 14 estaciones de regulación y 1 City Gate en Cañete. Se debe tener en cuenta que el metrado señalado, contiene las redes de distribución del Plan Quinquenal de Inversiones propuesto por el Concesionario y aquellas redes requeridas para atender los pedidos que tuvieron lugar producto de la Audiencia Pública y los comentarios al proyecto de resolución tarifaria publicada mediante la Resolución N° 036-2018-OS/CD.

La infraestructura mencionada alcanzaría hacia el 2022, un total de 640.3 kilómetros de gasoductos de acero y 11 209.5 kilómetros de gasoductos de polietileno en toda la concesión. Respecto a los costos de inversión se tiene que:

- El VNR, correspondiente a las inversiones existentes al 15 junio del 2013, asciende a US\$ 463,5 millones.
- Las inversiones reconocidas como “altas”, correspondientes al periodo comprendido entre 16 junio 2013 y 30 junio 2017, ascienden a US\$ 425.5 millones.
- Las inversiones proyectadas aplicables al Periodo Regulatorio de acuerdo al Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022 ascienden a US\$ 391.5 millones.

En resumen, se tiene que el valor presente de las anualidades del costo de la inversión total acumulada para el presente periodo regulatorio, asciende a US\$ 471.38 millones.

Costos de explotación

Los costos de explotación, determinados de acuerdo a las metodologías de Empresa Modelo Eficiente, resulta en promedio un monto anual que asciende a los US\$ 52.6 millones. El valor presente de dichos costos asciende a aproximadamente US\$ 168.0 millones.

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 US\$ 49.2 millones, lo que equivale a un monto promedio anual de US\$ 12.3 millones. Estos montos resultan de considerar la conexión de 279.2 mil usuarios beneficiarios y un beneficio de US\$ 176.0 por usuario que comprende la cobertura del costo de la Acometida y el Derecho de Conexión.

Adicionalmente, se incorpora el monto adeudado por el Gasto de Promoción del periodo regulatorio 2014-2018, el cual asciende a US\$ 11.0 Millones el mismo que se incorpora en el primer año.

Considerando los dos aspectos que contiene el Gasto de Promoción, el valor presente de dichos costos asciende a aproximadamente US\$ 50.5 millones.

Tarifa Única de Distribución

En base a los conceptos anteriores, se determina el Costo de Servicio y la Tarifa Media de distribución para el Periodo Regulatorio 2018-2022 según el siguiente detalle:

Tarifas Medias de Distribución

Ítem	Unidad	Valor
Costos de Inversión	Miles US\$	471 378
Costos de Explotación	Miles US\$	146 880
Gastos de Promoción	Miles US\$	50 505
Costo de servicio	Miles US\$	668 763
Demanda	Miles m ³	27 886 892
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	23.98

Posteriormente, se obtienen las tarifas medias por cada categoría tarifaria:

Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria

Categorías Tarifarias	Consumo Promedio Mensual (m ³)	TUD Media (US\$/Mm ³)
A1	10.2	225.15
A2	38.6	174.60
B	1 591	88.51
IP	18 678	50.24
C	84 253	45.75
GNV	232 350	38.70
D	489 396	33.94
E	2 188 047	20.93
GE	19 067 158	15.72

Variación de las Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria respecto a las Publicada en el Proyecto de Resolución

Categoría Tarifaria	TUD Pre-Publicada US\$/Mm ³	TUD Propuesta Final US\$/Mm ³	Variación Propuesta Final (%)
A1	223.60	225.15	0.70%
A2	174.28	174.60	0.18%
B	87.92	88.51	0.67%
IP	50.24	50.24	0.00%
C	45.39	45.75	0.79%
GNV	38.40	38.70	0.79%
D	33.60	33.94	0.99%
E	20.13	20.93	4.00%
GE	15.46	15.72	1.66%

A partir de las tarifas medias presentadas en el cuadro anterior 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 el siguiente cuadro:

**Tarifas Únicas de Distribución (TUD)
Periodo 2018-2022**

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo Sm ³ /Cliente-mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo US\$/(Sm ³ /d)-mes	Variable US\$/Mil Sm ³
		US\$/mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes		
A1	0 - 30	0.52			173.95
A2	31-300	1.63			132.31
B	301 - 17 500	15.78			78.60
IP	No aplica		0.0190	0.1770	43.80
C	17 501 - 300 000		0.0173	0.1612	39.88
GNV	Estaciones GNV		0.0142	0.1325	33.88
D	300 001 - 900 000		0.0128	0.1196	29.58
E	Más de 900 000		0.0724	0.5643	20.93
GE	No aplica		0.0534	0.4246	15.72

Precios finales a los usuarios y competitividad

En relación a los precios finales obtenidos en el en el proyecto de Resolución, el impacto de las tarifas propuestas para el periodo 2018-2022 oscila entre 0.02% y 0.46%. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Impacto en los precios finales del gas natural a los usuarios

Categoría Tarifaria	Precio Final Prepublicado US\$/MMBTU	Precio Final Propuesto US\$/MMBTU	Variación %
A1	10.324	10.364	0.39%
A2	9.035	9.043	0.09%
B	6.778	6.794	0.23%
IP	5.793	5.793	0.00%
C	5.667	5.676	0.17%
GNV	5.484	5.492	0.14%
D	5.359	5.367	0.16%
E	4.573	4.594	0.46%
GE	3.133	3.140	0.21%

Finalmente, los resultados de competitividad de los precios finales de gas natural frente a los precios de los combustibles sustitutos por categorías tarifarias, arrojan valores de ahorro que oscilan entre 46.9% y 71.69%, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Competitividad del Gas Natural según Porcentaje de Ahorro

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final Propuesto	Ahorro respecto al sustituto	
	Combustible	US\$/MMBTU	US\$/GJ	US\$/MMBTU	%
A1	GLP	19.5	10.364	9.1	46.86%
A2	GLP	16.9	9.043	7.8	46.46%
B	GLP granel	22.5	6.794	15.7	69.76%
IP	GLP granel	22.5	5.793	16.7	74.21%
C	Residual,D2	15.0	5.676	9.3	62.21%
GNV(*)	GLP veh	10.9	5.492	5.4	49.49%
D	Residual	14.1	5.367	8.7	61.82%
E	Residual	14.1	4.594	9.5	67.32%
GE	Residual (**)	11.1	3.140	8.0	71.69%

* Para el GNV el ahorro calculado se ha descontado el margen de la estación del GNV al precio del sustituto (4.81 US\$/MMBTU).

(**) Precio sin ISC

Cargos Tarifarios Complementarios

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 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 US\$	Cientes Industriales y GNV US\$
Inspección	48.19	75.52
Supervisión	59.11	118.14
Habilitación	80.10	345.96
Total	187.40	539.62

Propuesta de Cargos por Corte

Ítem	Tipo	Categoría	US\$
I	Cierre del servicio	I-A	5.06
		I-B	5.06
		I-C	65.05
		I-D	65.05
II	Retiro de los componentes de la acometida	II-A	7.40
		II-B	7.40
		II-C	82.08
		II-D	82.08
III	Corte del servicio	III-A	127.57
		III-B	129.80
		III-C Acero	206.15
		III-C Polietileno	135.42
		III-D Acero	206.15
		III-D Polietileno	135.42

Propuesta de Cargos por Reconexión

Ítem	Tipo	Categoría	US\$
I	Reconexión por cierre del servicio	I-A	5.90
		I-B	5.90
		I-C	43.53
		I-D	43.53
II	Reconexión de los componentes de la acometida	II-A	12.68
		II-B	12.68
		II-C	No aplica
		II-D	No aplica
III	Reconexión por corte del servicio	III-A	135.58
		III-B	135.58
		III-C Acero	184.85
		III-C Polietileno	150.25
		III-D Acero	184.85
		III-D Polietileno	150.25

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

Tipo de Medidor	Muro Existente [US\$/ACOM]	Muro Construido [US\$/ACOM]
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	116.13	143.61
G4 (6 Sm ³ /h)	129.55	157.03
G6 (10 Sm ³ /h)	245.69	276.68

Propuesta de Cargos por Derechos de Conexión y Factores K

Categoría	Derecho de Conexión [US\$/m ³ -día]	Factor K
A1 y A2	94.2	9
B	6.8	3
C	2.7	3
D	2.4	3
GNV	12.0	3
E	1.3	3
GE	0.5	3

1 Objetivos

Los objetivos del presente informe son:

- Determinar la Tarifa Única de Distribución por Categorías Tarifarias de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao para el periodo 2018-2022.
- 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 2018-2022.
- Proponer el Plan de Conexión de Clientes Residenciales con Costos de Promoción a ser aprobado para el periodo 2018-2022.

2 Antecedentes

2.1 Antecedentes Legales

- En el año 2000, se suscribió el Contrato BOOT de Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao (en adelante el “Contrato BOOT”), siendo el actual concesionario la empresa Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda).
- Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante el “Reglamento de Distribución”).
- Inicialmente el Contrato BOOT de Distribución contemplaba la existencia de una Tarifa por Red Principal de Distribución y otra por las Otras Redes (redes adicionales a la Red Principal); no obstante, mediante Decreto Supremo N° 048-2008-EM, se sustituyó ambas tarifas y fueron unificadas en un solo sistema denominado Tarifa Única de Distribución (TUD) para cada categoría tarifaria.
- En el año 2006, mediante Resolución Osinerg N° 371-2006-OS/CD, se fijaron los cargos máximos por corte y reconexión del servicio de distribución de gas natural en la Concesión de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao.
- En el año 2007, con Resolución Osinergmin N° 013-2007-OS/CD, se fijaron los costos unitarios de tuberías en la evaluación de la expansión de redes de distribución de gas natural de Lima y Callao y se precisaron que a todos los solicitantes de las Categorías Tarifarias reguladas, les corresponde la aplicación del procedimiento de viabilidad técnica económica establecida mediante Resolución Osinerg N° 263-2005-OS/CD (reemplazada hoy por la norma aprobada con Resolución Osinergmin N° 056-2009-OS/CD).
- En el año 2008, se introdujeron diversas modificaciones al Reglamento, una de ellas consistió en la introducción de las definiciones de Plan Anual y Plan Quinquenal de

Inversiones, entendiéndose por el primero al programa de inversiones de las obras que desarrollará el Concesionario para los próximos 12 meses; y por Plan Quinquenal de Inversiones al programa anual de obras para la expansión del Sistema de Distribución para un período de cinco (05) años.

- Mediante Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre del 2008, Osinergmin aprobó el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural” (en adelante “Norma Estudios Tarifarios”), el cual establece que el Concesionario debe presentar a OSINERGMIN, dentro de su propuesta tarifaria, el Plan Quinquenal de Inversiones con el respectivo pronunciamiento de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante DGH).
- Mediante Resolución Osinergmin N° 261-2009-OS/CD, publicada el 17 de diciembre del 2009, se fijó la TUD para la concesión de Lima y Callao correspondiente al periodo 2009 - 2013; aprobándose además el Plan Quinquenal de Inversiones, los topes máximos de acometida, y demás conceptos establecidos en el Reglamento.
- Mediante Decreto Supremo N° 009-2012-EM se introdujo en el Reglamento el artículo 112a, en el cual se establece el concepto y los criterios aplicables al Mecanismo de Promoción por la conexión de consumidores residenciales (en adelante “Mecanismo de Promoción”), el cual se refiere al beneficio que tendrán por la conexión al gas natural los consumidores residenciales de los niveles socioeconómicos que establezca el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MINEM”); para tal efecto, el Reglamento establece que el concesionario propondrá al Osinergmin el Plan de Conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción (en adelante “Plan de Promoción”), el cual será aprobado por Osinergmin dentro del Procedimiento para la fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Derecho de Conexión, Acometidas y Cargos de Mantenimiento, Corte y Reconexión.
- Mediante la Resolución Osinergmin N° 199-2012-OS/CD se modificó el procedimiento aprobado con la Resolución N° 659-2008-OS/CD. En esta modificación se incluyó la presentación de la propuesta del plan de conexiones de clientes residenciales
- Mediante la Resolución Ministerial N° 533-2012-MEM/OM, modificada mediante Resolución Ministerial N° 146-2013-MEM/OM, el MINEN dispuso la aplicación del Mecanismo de Promoción a los niveles socioeconómicos de los estratos Medio, Medio Bajo y Bajo según el Plano Estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar, desarrollado por el INEI.

2.2 Etapas y Antecedentes del Proceso Regulatorio

- Mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma para la fijación de precios regulados, en cuyo Anexo C.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 Única de Distribución.
- Mediante carta N° 2017-021029 de fecha 07 de julio de 2017 Cálidda presentó el cargo del Plan Quinquenal de Inversiones para el periodo 2014-2018 presentado a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante “DGH”)

mediante la Carta 2017-020968 de fecha 7 de julio de 2017, adjuntado la copia de la documentación presentada. El mencionado documento contenía dos propuestas de Plan Quinquenal de Inversiones, uno denominado “Completo”, y otro denominado “Restringido”.

- Mediante Oficio N° 1121-2017-MEM/DGH, la DGH comunicó observaciones al documento presentado por Cálidda, señalando, entre otros, que, a efectos de cumplir con lo señalado en el Reglamento de Distribución, el Plan Quinquenal de Inversiones deberá presentarse sin duplicar supuestos.
- Mediante carta N° 2017-024244 de fecha 14 de agosto de 2017 Cálidda manifestó a la DGH que propuesta definitiva para ser ejecutada es el “Plan Quinquenal Restringido 2018-2022”.
- Mediante el Oficio N° 862-2017-GRT de fecha 15 de agosto de 2017, Osinergmin señaló a la DGH su preocupación de no contar con el Plan Quinquenal de Inversiones que será ejecutado por Cálidda, toda vez que el mismo, será utilizado en el cálculo y fijación de las Tarifas Únicas de Distribución a cargo de Osinergmin, precisando, que se está a la espera del Plan Quinquenal de Inversiones a efectos de realizar su evaluación de acuerdo con el Artículo 63c del Reglamento de Distribución.
- Mediante Oficio N° 1222-2017-MEM/DGH de fecha 18 de agosto de 2017, la DGH solicitó a Cálidda actualizar la documentación presentada mediante la Carta 2017-020968, indicando que la misma debía contener rigurosa y únicamente los documentos y aspectos pertenecientes al Plan Quinquenal de Inversiones que plantea desarrollar durante el 2018-2022.
- Mediante Oficio N° 1300-2017-MEM/DGH de fecha 01 de setiembre de 2017, la DGH reiteró a Cálidda su requerimiento de presentar una propuesta única del Plan Quinquenal de Inversiones.
- Mediante carta S/N recibida por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “Minem”) el 11 de setiembre de 2017, según Registro 2739672, Cálidda presentó el Plan Quinquenal de Inversiones para el periodo 2018-2022, conforme a los requerimientos de la DGH.
- Mediante Oficio N° 1352-2017-MEM/DGH, de fecha 18 de setiembre de 2017, la DGH remitió el Plan Quinquenal de Inversiones (en adelante “PQI”) presentado por Cálidda, a efectos de que este Organismo analice los criterios y evalúe el contenido mínimo del mencionado plan, tal como lo señala el primer párrafo del literal d) del Artículo 63c del Reglamento de Distribución. Asimismo, de acuerdo con el segundo párrafo de la norma citada, Osinergmin debe emitir su pronunciamiento sobre los aspectos de regulación tarifaria y supervisión de la prestación del servicio de distribución de Gas Natural por Red de Ductos.
- Mediante Oficio N° 0946-2017-GRT de fecha 20 de setiembre de 2017, Osinergmin comunicó a la DGH que la propuesta de Plan Quinquenal de Inversiones no estaba acompañada de la base de datos de las redes de Distribución conforme a lo señalado en la Norma aprobada mediante Resolución Osinergmin N° 188-2012-OS/CD. Al respecto se solicitó a la DGH que la concesionaria deberá remitir al Regulador la mencionada información, en el menor plazo posible, a efectos de poder realizar la revisión de dicho plan, en cumplimiento de lo señalado en el Artículo 63c del Reglamento de Distribución.

- Mediante Oficio N° 1397-2017-MEM/DGH, recibido el 26 de Setiembre de 2017, la DGH remitió a Osinermin el Informe Técnico Legal N° 059-2017-MEM/DGH-DGGN-DNH, en el cual se pronunció sobre la concordancia del Plan Quinquenal de Inversiones con la política energética vigente, señalando entre otros puntos que, el mencionado plan no era concordante con los objetivos de la Política Energética Nacional y que Osinermin debía continuar con la evaluación para la aprobación de dicho plan.
- Mediante los Oficios N° 197-2017-GRT y N° 198-2017-GRT del 06 de octubre de 2017, Osinermin remitió a la DGH y Cálidda respectivamente, el informe Técnico Legal N° 0507-2017-GRT que contenía la evaluación de los criterios y contenido mínimo del Plan Quinquenal de Inversiones presentado por el Concesionario, así como su pronunciamiento sobre los aspectos de regulación de tarifas y de supervisión.
- Con fecha 06 de octubre de 2017, Cálidda, en su calidad de concesionario de distribución de gas natural en Lima y Callao presentó su Propuesta de Tarifa Única de Distribución y Cargos Complementarios (en adelante "Propuesta Tarifaria") mediante Expediente N° 000232-2017.
- Mediante Oficio N° 0997-2017-GRT del 10 de octubre de 2017, Osinermin remitió las observaciones a los Requisitos Mínimos de la Propuesta Tarifaria para el Procedimiento de Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos para el periodo 2018 -2022.
- En respuesta al oficio N° 0997-2017-GRT, el 24 de octubre de 2017, Cálidda presentó su Propuesta Tarifaria actualizada; el Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022 actualizado y la respuesta al Pronunciamiento de Osinermin sobre evaluación de los criterios y contenido mínimo del Plan Quinquenal de Inversiones presentado por Cálidda, así como aspectos de regulación de tarifas y supervisión de la prestación del servicio de distribución de Gas Natural por Red de Ductos, remitido mediante Oficio N° 198-2017-OS-GG.
- Mediante Oficio N° 1051-2017-GRT del 26 de octubre de 2017, Osinermin trasladó a la DGH del Minem, la propuesta de Plan Quinquenal de Inversiones remitida por Cálidda con fecha 24 de octubre de 2017, a fin que la mencionada dirección se pronuncie en torno a la verificación del cumplimiento de dicho plan con los objetivos de la Política Energética Nacional.
- Mediante Oficio N° 1088-2017-GRT del 06 de noviembre de 2017, Osinermin remitió el Informe N° 0560-2017-GRT, en el cual se detallan las observaciones efectuadas por Osinermin al Plan Quinquenal de Inversiones, a la Propuesta de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural y al Plan de Promoción, presentados por Cálidda mediante la carta del 24 de octubre del 2017.
- Mediante Oficio N° 1670-2017-MEM/DGH, recibido el 21 de noviembre de 2017, la DGH remitió a Osinermin el Informe Técnico Legal N° 064-2017-MEM/DGH-DGGN-DNH, en el cual se pronunció sobre la concordancia del Plan Quinquenal de Inversiones con la política energética vigente, señalando entre otros puntos que, el Plan Quinquenal de Inversiones remitido por Cálidda el 24 de octubre de 2017, se encuentra alineada con la Política Energética Nacional y que Osinermin debía continuar con la evaluación para la aprobación de dicho plan.
- En respuesta al oficio N° 1088-2017-GRT, el 04 de diciembre de 2017, Cálidda presentó el Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022 y su Propuesta Tarifaria actualizados; teniendo

en cuenta las observaciones planteadas por Osinermin mediante el Informe N° 0560-2017-GRT.

- Mediante Resolución N° 036-2018-OS/CD, con fecha 05 de marzo de 2018, se publicó el proyecto de resolución que fija la TUD aplicable a la concesión de Lima y Callao para el periodo comprendido entre mayo de 2018 y mayo de 2022, el Plan Quinquenal de Inversiones, el Plan de Promoción, así como los demás conceptos establecidos en el Reglamento de Distribución cuya determinación ha sido encargada a Osinermin (en adelante “Resolución 036” o “Proyecto”).
- El día 12 de marzo de 2018 se llevó a cabo en la ciudad de Lima una audiencia pública para la sustentación y exposición de los criterios, la metodología y los modelos económicos utilizados en la propuesta tarifaria por parte de Osinermin. En el marco de dicha audiencia, se absolvió las consultas formuladas por los asistentes, habiéndose recogido, además, diversas solicitudes de ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones por parte de pobladores de varios distritos de Lima, las cuales son materia de análisis en el presente informe, así como en el informe técnico que sustenta el Plan Quinquenal materia de aprobación.
- En el Artículo 2° de la mencionada Resolución 036, en cumplimiento del ítem i) del Procedimiento, se estableció un plazo de 10 días hábiles para la recepción de opiniones y sugerencias de los administrados respecto al Proyecto. Dentro del plazo señalado se recibieron las comunicaciones de los 16 interesados que se detallan a continuación:
 - El 14 de marzo de 2018, mediante carta 02-2018-CE-CMGNLC con registro Osinermin GRT 2464-2018, la Coordinadora Metropolitana de Usuarios del Gas Natural Domiciliario de Lima-Callao a través del Sr. Luis Enrique Bustíos Dávila remitió a Osinermin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
 - El 15 de marzo de 2018, mediante Carta s/n con registro Osinermin GRT 2494-2018, Gohan S.A.C. remitió a Osinermin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
 - El 16 de marzo de 2018, mediante Carta s/n con registro Osinermin GRT 2539-2018, Industrias Unidas del Perú S.A.C. remitió a Osinermin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
 - El 16 de marzo de 2018, mediante Carta s/n con registro Osinermin GRT 2554-2018, Coesti S.A. remitió a Osinermin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
 - El 19 de marzo de 2018, mediante Carta s/n con registro Osinermin 2987-2018, el Sr. Santos Freddy Calderón Aguilar, remitió a Osinermin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
 - El 19 de marzo de 2018, mediante Carta s/n con registro Osinermin GRT 2591-2018, Grupo Textil Yadah S.A.C., remitió a Osinermin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
 - El 19 de marzo de 2018, mediante dos Cartas s/n con registros Osinermin GRT 2592-2018 y 2593-2018, Repsol Comercial remitió a Osinermin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.

- El 19 de marzo de 2018, mediante Carta 2018-110529 con registro Osinergmin GRT 2596-2018, Cálidda remitió a Osinergmin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
- El 19 de marzo de 2018, mediante Correo Electrónico de las 15:30 horas y con registro Osinergmin GRT 2959-2018, Frente de Organizaciones Populares para la Defensa y Desarrollo de Carabaylo (FOPODDEC) remitió a Osinergmin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
- El 19 de marzo de 2018, mediante correo electrónico de las 11:05 horas, Gasored S.A.C., remitió a Osinergmin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
- El 19 de marzo de 2018, mediante correo electrónico de las 14:36 horas, la empresa ETNA S.A., remitió a Osinergmin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
- El 19 de marzo de 2018, mediante correo electrónico de las 15:58 horas, el Sr. Rafael Laca Sánchez, remitió a Osinergmin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
- El 19 de marzo de 2018, mediante correo electrónico de las 17:16 horas, la empresa Fenix Power S.A., remitió a Osinergmin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
- El 19 de marzo de 2018, mediante correo electrónico de las 17:48 horas, el Sr. Adriano Human Medina, remitió a Osinergmin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.
- El 19 de marzo de 2018, mediante correo electrónico de las 19:10 horas, el Frente Único de Defensa de los Derechos y por el Desarrollo del Distrito de Santa Anita (FUDDISA), remitió a Osinergmin sus observaciones y comentarios respecto al proyecto de resolución indicado.

3 Metodología y Criterios Generales

3.1 Marco normativo

Los criterios y metodología empleados en el presente informe son los establecidos en las siguientes normas y/o procedimientos:

- Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado con Decreto Supremo N° 040-2008-EM, que establece los criterios y procedimientos generales a emplearse en la determinación de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos.
- 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 Únicas de Distribución para la Concesión.

- Resolución Osinergmin 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.

3.2 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 una de las primeras condiciones dispuestas en el Reglamento 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.

A través de la regulación por Empresa Modelo Eficiente se crea una empresa referencial 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 4 años.

¹ El artículo 105° del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, que señala lo siguiente:

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

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

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

Donde:

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

3.3.1 Determinación de la Demanda

En concordancia con lo señalado en el artículo 17° de la Norma 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 2017.

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. Para el caso particular de los Generadores

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

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

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.

Eléctricos (categoría especial GE⁵), el consumo unitario se revisa a través de una simulación del despacho de las centrales térmicas e hidráulicas que se encuentren conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)⁶, con el fin de determinar los volúmenes de demanda firmes e interrumpibles que serían requeridos por este tipo de clientes.

3.3.2 Determinación de los Costos de Inversión (CAPEX)

El CAPEX se conforma sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las redes existentes y la valorización de las redes proyectadas para el Periodo de Regulación que son propuestas y aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones.

- **Valor Nuevo de Reemplazo de las redes existentes:** 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 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. Adicionalmente, se verifican los resultados de inversión con los resultados contenidos en los estados financieros del Concesionario.

Tal como se señala en el artículo 23° de la Norma Estudios Tarifarios, los costos unitarios utilizados en la sustentación de los costos de inversión, deben desagruparse 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 redes proyectadas:** estas se basan en la infraestructura (tuberías de acero, tuberías de polietileno, estaciones de regulación, etc.) propuesta en el Plan Quinquenal que el Concesionario considera desarrollar en los siguientes 5 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 30 años y una tasa de actualización anual de 12% (establecida en el artículo 115° del Reglamento).

⁵ **Categorías Especiales:** Son categorías formadas según su característica del negocio asociado, no correspondiéndole una asignación por el nivel volumétrico de consumo. De acuerdo con el Artículo 107° del Reglamento se considera como mínimo al GNV y al Generador Eléctrico.

⁶ La demanda de generación eléctrica a ser considerada en el presente documento se basa en los resultados de la simulación del despacho de las centrales térmicas e hidráulicas, que fueron entregados mediante Memorando N° 172-2018-GRT de la División de la Generación y Transmisión de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin.

3.3.3 Determinación de los Costos de Explotación

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

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

- Determinación de una Empresa Modelo Eficiente. La estructura de 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, el gasto de promoción por cada cliente se ha determinado como la suma del costo del Derecho de Conexión más la Acometida. Este mecanismo, denominado "Mecanismo de Promoción", 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 Única 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 de Gas Natural por Red de Ductos, se puede concluir que existe una decisión de política de Estado para priorizar el objetivo de equidad, siendo que el marco regulatorio de la distribución de gas natural busca promover el acceso al gas natural de los diferentes tipos de consumidores, garantizando que las tarifas que pagan los consumidores por el consumo de gas natural deben representarles cierto nivel de ahorro con respecto al uso del combustible sustituto. En ese contexto, el diseño tarifario de la distribución de gas natural también responde a los objetivos de acceso sugeridos por el marco normativo vigente.

3.4.2 Métodos de asignación tarifaria por categoría

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 este 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, 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 asignarán a cada categoría de Consumidor de forma tal que se obtengan tarifas finales competitivas respecto del sustituto*”⁷.

La Norma 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:

“29.1 (...)

c) Las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores. Es decir, las tarifas deben proporcionar un nivel de ahorro a todos los consumidores, respecto del sustituto correspondiente.

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

“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 66% del costo de inversión. En ese sentido, la presente alternativa no permitiría cumplir con lo dispuesto

⁷ **Artículo 107.-** Las categorías de Consumidores serán propuestas por el Concesionario, teniendo como base los rangos de consumo, para la aprobación de OSINERGMIN y deberán considerar como mínimo unas especiales que involucren al GNV y al generador eléctrico.

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

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

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

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

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 tiene origen en lo dispuesto por el Artículo 107° del Reglamento de Distribución, según la 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

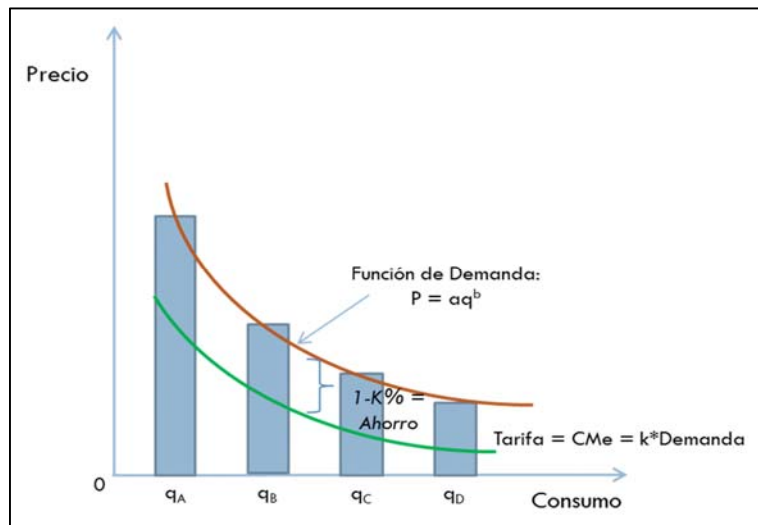
La metodología del diseño tarifario permite ofrecer a los clientes una tarifa competitiva y que a su vez cubra los costos eficientes de la empresa. Para ello se considera que el comportamiento de una empresa en ausencia de regulación busca obtener el mayor beneficio posible de los clientes, situando 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 siguiente gráfico.

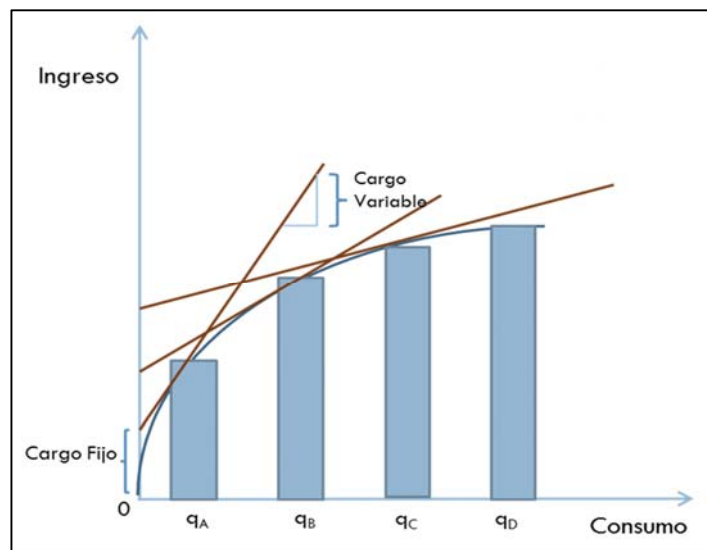
Gráfico N° 1



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. Cabe señalar que al haberse empleado un esquema de asignación de costos de tipo *roll-in* el costo total de las nuevas redes se asigna entre todos los clientes (nuevos y existentes) por igual. De emplearse un esquema de asignación de costos incremental el costo de desarrollo de la ampliación del sistema (costo marginal) se asignaría exclusivamente a los nuevos clientes, (principalmente residenciales) lo que ocasionaría que tuvieran que pagar cargos fijos elevados.

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 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 Única de Distribución de gas natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao

En esta sección se presenta la aplicación de los conceptos y metodología señalados anteriormente para la determinación de las tarifas para el periodo 2014 – 2018.

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, se han determinado las Categorías Tarifarias que tendrán lugar en la presente regulación tarifaria (2018-2022) para la Concesión de Lima y Callao.

- Se mantiene 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 (99.6%) y por tanto posibles beneficiarios del gasto de promoción.
- Se mantiene la categoría de Instituciones Públicas, que considera a usuarios tales como hospitales, centro de salud e instituciones educativas, y es independiente del consumo mensual por cliente.

Cuadro N° 1
Categorías Tarifarias

Categorías Tarifarias	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm³/mes)	
A.1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A.2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 17 500 Sm ³ /mes
C	Desde 17 501 hasta 300 000 Sm ³ /mes
D	Desde 300 001 hasta 900 000 Sm ³ /mes
E	Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900 000 Sm ³
Categorías especiales, independiente del consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular.
GE	Para generadores de electricidad
IP	Para Instituciones Públicas, tales como hospitales, centro de salud e instituciones educativas, entre otros.

4.2 Estimación de la Demanda

La estimación de la demanda partió del diagnóstico del mercado actual y de una estimación del 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 consideradas. A partir de dicha segmentación y de la información estadística histórica, se determinaron los consumos unitarios promedio por categoría (Ver cuadro siguiente), se realizó la proyección de clientes a ser conectados y la demanda asociada a dicha proyección.

Cuadro N° 2
Consumo Promedio por Cliente según Categoría Tarifaria

Categoría	Consumo Promedio Mensual (m³/Cliente)
Categoría A1	10.2
Categoría A2	39
Categoría B	1 591
Categoría IP	18 678
Categoría C	84 253
Categoría GNV	232 350
Categoría D	489 396
Categoría E	2 188 047
Categoría GE	19 067 158

Se debe señalar que respecto a la regulación anterior el promedio simple del consumo mensual de la categoría generadores eléctrico se ha reducido aproximadamente en 50%, esto es debido al ingreso de nuevos clientes generadores eléctricos que presentan consumos promedio de 0,21 MMPCD, es decir, el nivel de consumo medio de dichos clientes solo representa el 1% del consumo que requieren los principales clientes de la categoría generador eléctrico.

La proyección para los próximos 4 años del número de clientes y de la demanda por Categorías Tarifarias, se presenta en los siguientes cuadros.

Cuadro N° 3
Proyección del número de clientes conectados

Categoría	Cantidad actual de clientes (*)	Número de clientes al finalizar el año			
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Categoría A1	524 768	608793	662306	715776	779621
Categoría A2	47 852	54388	60551	65851	72627
Categoría B	2845	3280	3584	3886	4240
Categoría IP	20	23	25	27	30
Categoría C	281	290	296	297	304
Categoría GNV	245	251	255	259	269
Categoría D	45	50	50	52	54
Categoría E	29	31	34	35	35
Categoría GE	20	25	27	27	28

(*) Cantidad actual de clientes a diciembre de 2017.

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

Categoría	Demanda actualizada		Demanda Proyectada				Total
	Demanda	%	1	2	3	4	
Categoría A1	358 772	1.6%	96 622	108 069	119 191	128 633	452 515
Categoría A2	87 844	0.4%	23 637	26 504	29 197	31 453	110 792
Categoría B	203 202	0.9%	54 344	60 903	67 533	73 744	256 525
Categoría IP	18 807	0.1%	5 182	5 663	6 141	6 700	23 686
Categoría C	985 670	4.4%	292 230	305 501	312 837	321 370	1 231 937
Categoría GNV	2 606 552	11.6%	740 419	793 899	844 779	893 261	3 272 358
Categoría D	1 175 736	5.2%	346 838	362 402	374 464	386 847	1 470 551
Categoría E	2 870 859	12.7%	819 575	893 456	923 865	961 574	3 598 469
Categoría GE	19 579 450	86.8%	6 014 261	6 079 740	6 128 162	6 171 861	24 394 024
Total	27 886 892	100%	8 393 109	8 636 137	8 806 169	8 975 443	34 810 858

En el siguiente cuadro se resume el análisis efectuado, destacándose el hecho que en los cuatro años de proyección el consumo de gas crece en 11.3% en los próximos 4 años respecto al año base de la demanda. Se debe señalar que el año base se encuentra 11.8 % por encima de la demanda al final del periodo regulatorio del 2014-2018. Dicho incremento se debe principalmente por el aumento de las capacidades de los generadores Enersur y Kallpa, la inclusión en el año 2016 de dos clientes (La C.T. Las Flores y Refinería la Pampilla); y por presentar despachos por encima de la capacidad firme contratada de las centrales de Santa Rosa y Termochilca.

Cuadro N° 5
Proyección de demanda

Año	Demanda Mm³	Crecimiento %
1	8 393 109	4.98%
2	8 636 137	2.90%
3	8 806 169	1.97%
4	8 975 443	1.92%

Por otro lado, a partir de la demanda anual proyectada para clientes cuyo suministro sea proveído directamente por el concesionario, se muestra el volumen promedio diario a efectos de ser considerados en las precisiones a que se refiere el literal a) del Artículo 13 de la resolución que aprueba las tarifas de distribución.

Cuadro N° 6
Proyección de demanda

Año	Demanda Anual(*) Mm³/año	Demanda Diario Mm³/día
1	1 948 068	5 337.17
2	2 129 478	5 834.19
3	2 251 089	6 167.37
4	2 379 622	6 519.51
5	2 452 657	6 719.61

(*): Correspondiente a consumidores regulados e Independientes cuyo suministro de gas y transporte está a cargo del concesionario

4.2.1 Demanda de Gas Natural de Consumidores Regulados

La demanda de los clientes regulados, 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.

4.2.1.1 Categorías A (A1 y A2) y B

En los siguientes gráficos se muestra la proyección del consumo para las categorías A (que corresponde a la suma de las categorías 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 Cálidda en lo referente a conexión de clientes.

El Factor de Penetración que se emplea para este caso es el indicado en la Norma Estudios Tarifarios, que asciende a 70% de los clientes potenciales, es decir, aquellos clientes cuyas viviendas cuentan con red de distribución en el frente del predio.

Gráfico N° 3

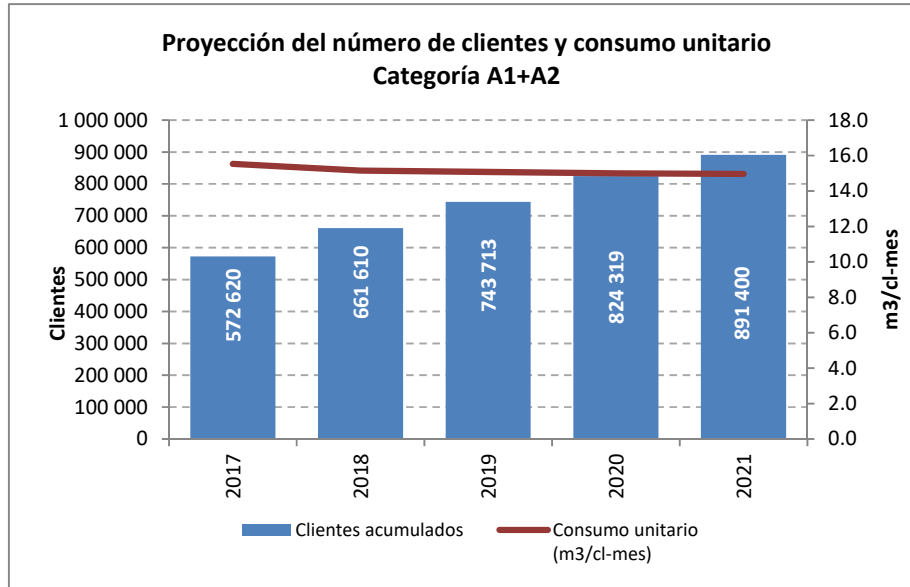


Gráfico N° 4

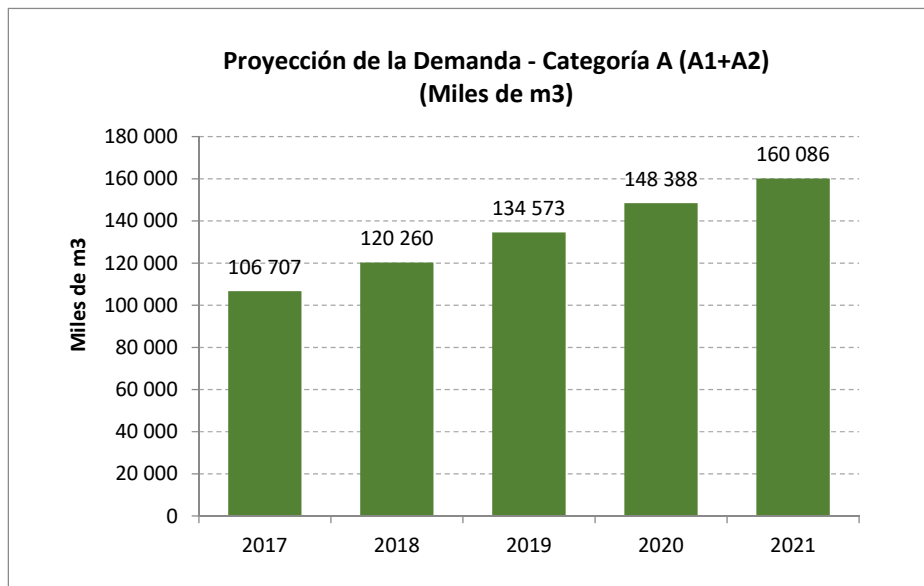


Gráfico N° 5

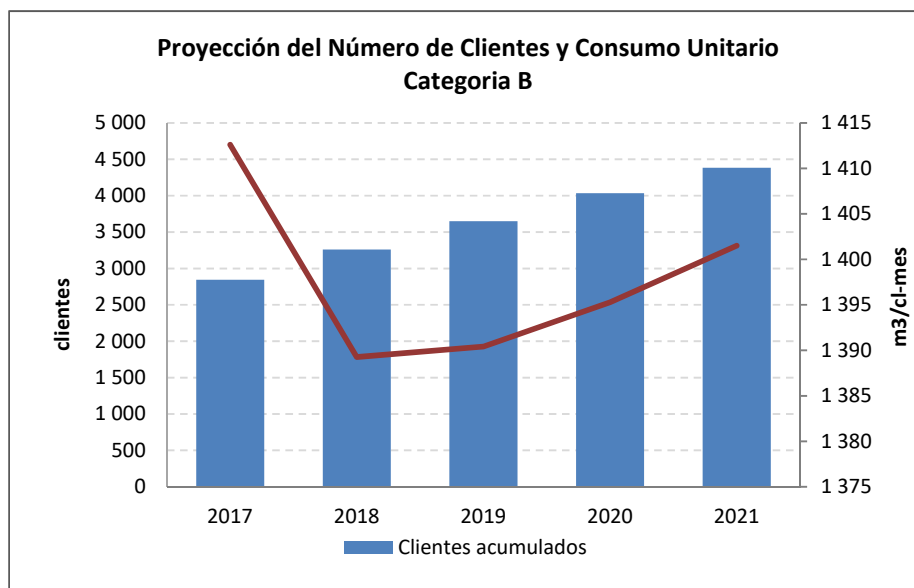
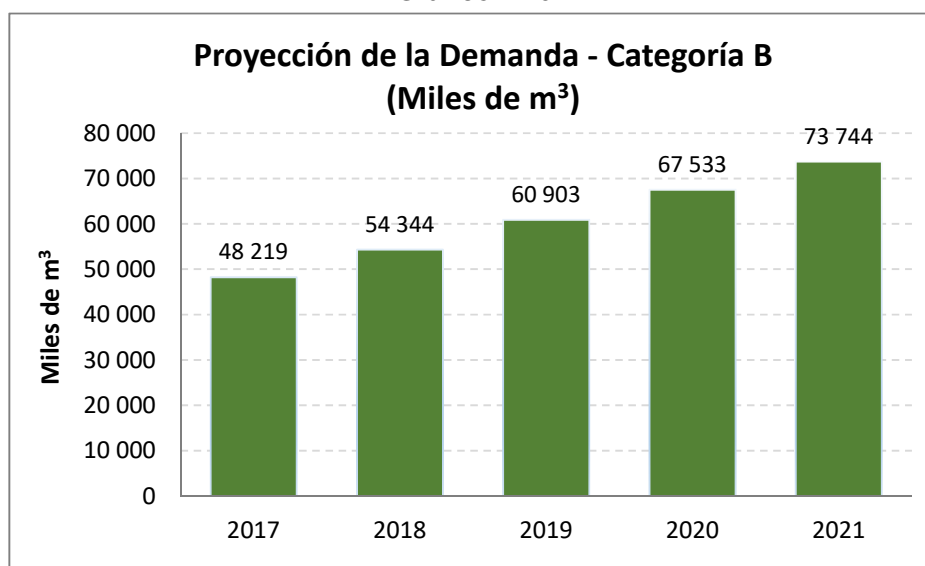


Gráfico N° 6



4.2.1.2 Categorías C, D y E

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

Se utilizó la información histórica de la evolución del número de clientes conectados y del consumo unitario de las categorías C (Industria menor), D (Industria) y E (Gran Industria).

Gráfico N° 7

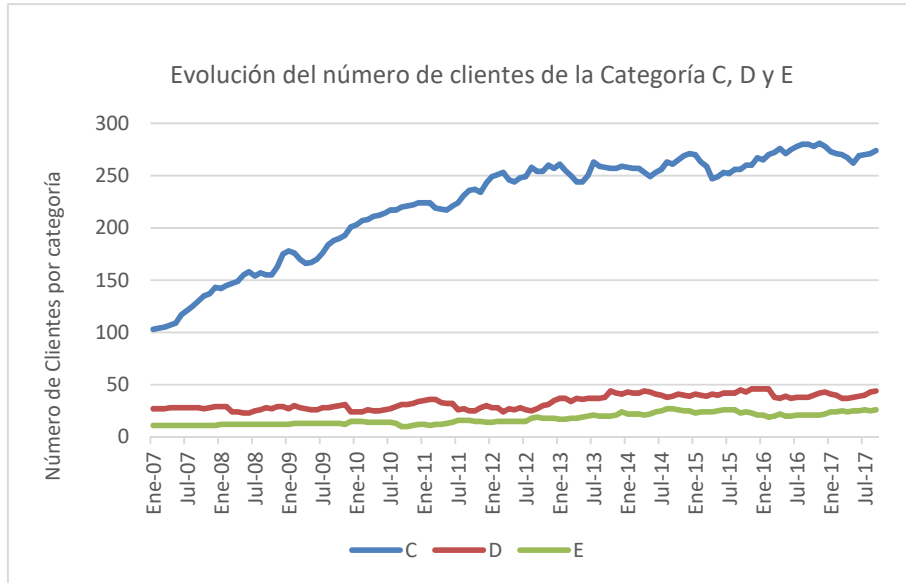
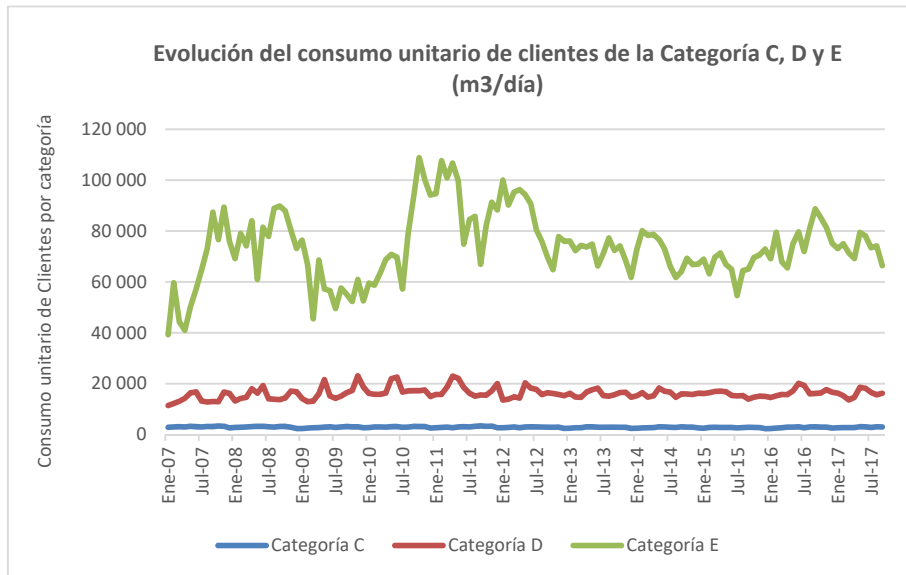


Gráfico N° 8



Para determinar la proyección de demanda, se ha asignado a cada una de las categorías evaluadas un consumo unitario conservador, basado en los consumos históricos registrados.

Los resultados de la proyección realizada para las categorías C, D y E se presentan en los siguientes gráficos:

Gráfico N° 9

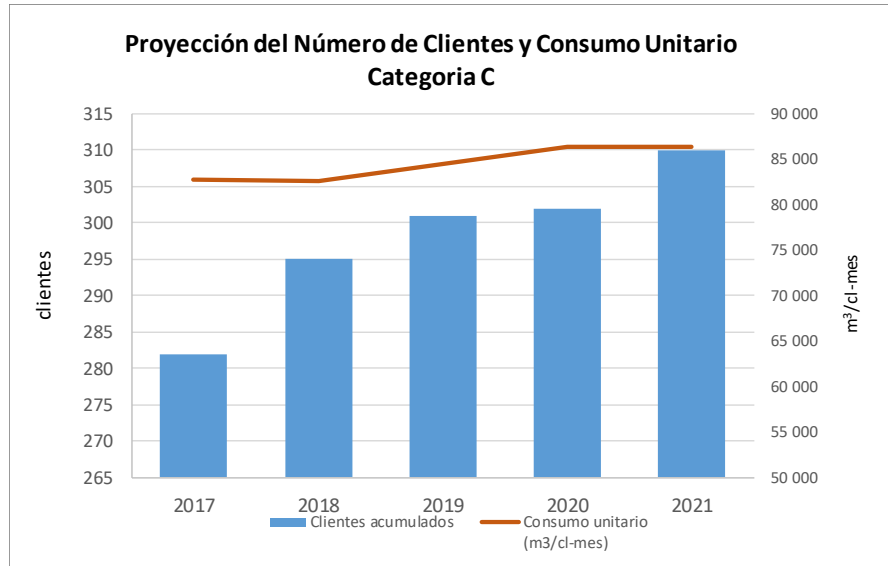


Gráfico N° 10

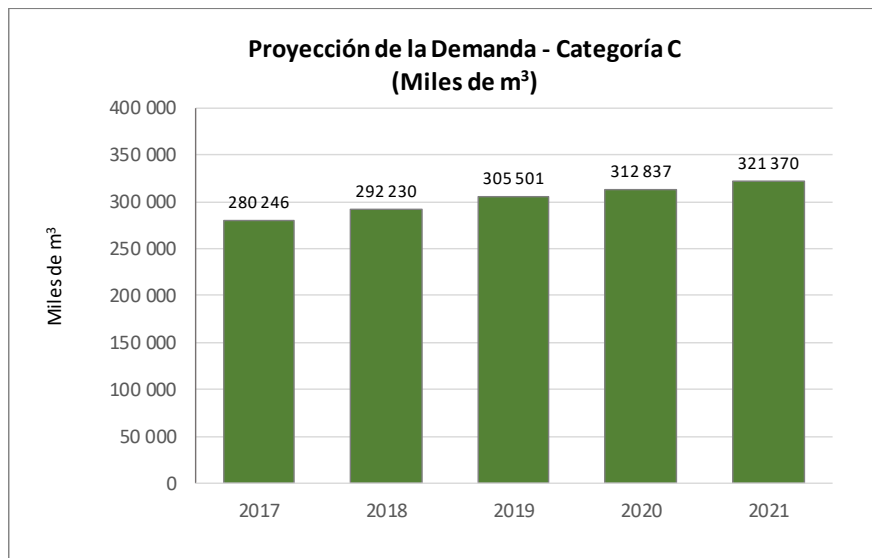


Gráfico N° 11

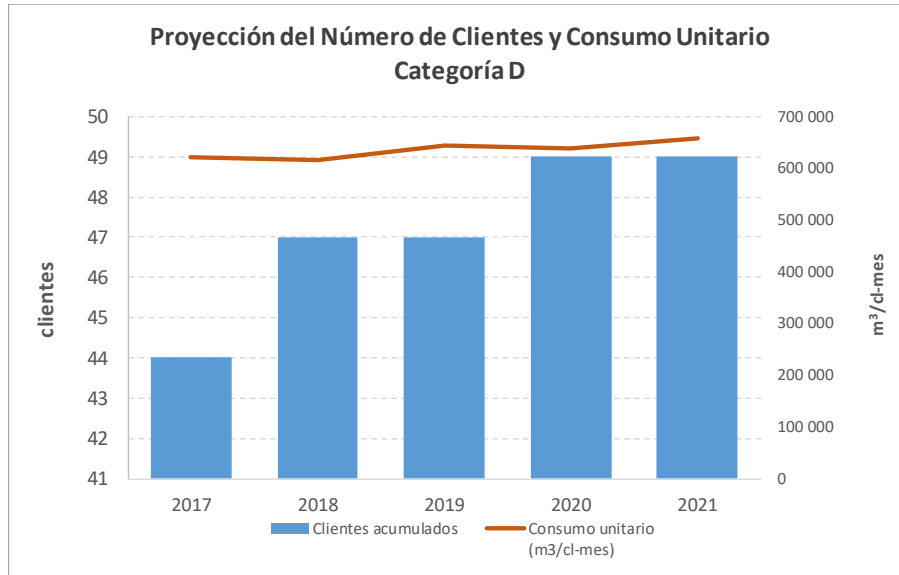
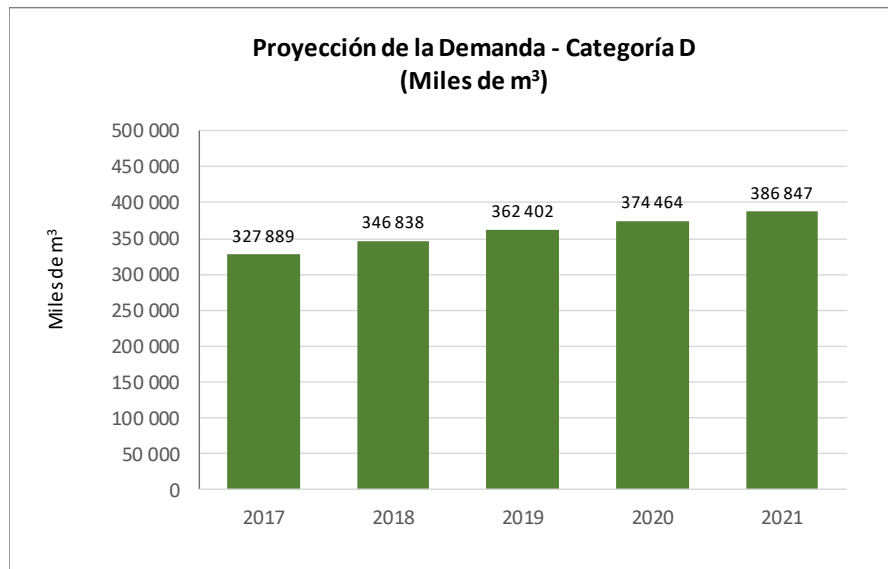


Gráfico N° 12



En la categoría E se estimó la demanda en función de la capacidad firme que cada cliente tiene contratado, ello porque los clientes que se encuentran en la categoría se definen como Clientes independientes, y para dichos clientes, de acuerdo con la Norma Estudios Tarifarios, la proyección de su consumo se basa en en la capacidad que hayan contratado.

Gráfico N° 13

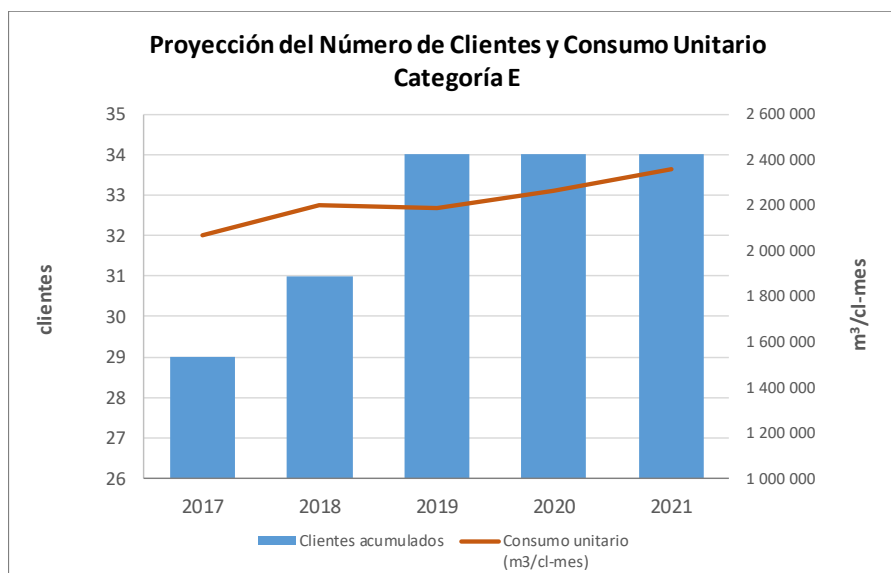
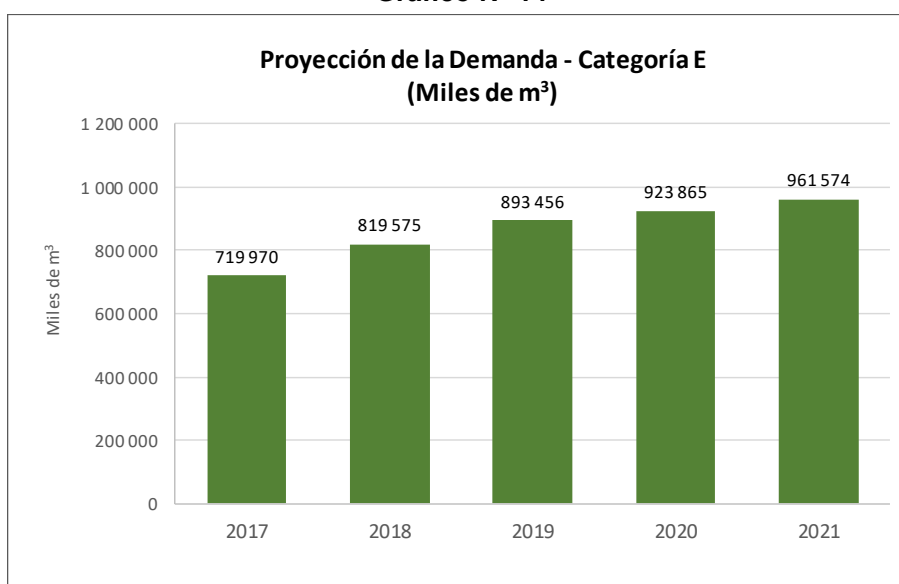


Gráfico N° 14



4.2.1.3 Categoría GNV

Para la determinación de la demanda efectiva en el sector transporte se consideró la información publicada por COFIDE a través de la Cámara Peruana de GNV (CPGNV). Con dicha información se estimó el consumo diario por vehículo, el número de conversiones diarias y la cantidad de estaciones GNV requeridas para atender la demanda actual y proyectada.

Para esta estimación se consideró como mercado objetivo el parque vehicular de taxis y autos particulares que consumen gasolinas y GLP para uso automotor, en Lima y Callao.

Por otro lado, se debe señalar que, como parte del fomento del desarrollo del consumo del gas natural, el programa FISE, a través de la Resolución Ministerial N°021-2018-

MEM-DN publicada el 14 de enero del 2018, ha dispuesto destinar 83.1 millones de S/. para la conversión de vehículos a gas natural. Asimismo, de acuerdo al informe N° 387-2017-MEM/DGH del Ministerio de Energía y Minas, se destinó del monto total, US\$ 77 millones de dólares americanos del Programa FISE para las Promociones de GNV dispuestos de Lima y Callao para el 2018, considerando que dichas ciudades representan el mayor número de vehículos que se pueden convertir, además, de que la mayor infraestructura de estaciones de GNV puede abastecer vehículos convertidos se encuentra en las ciudades mencionadas.

Así mismo, considerando un costo de conversión de S/ 3000 soles por vehículo (incluye el IGV), el monto estimado por el FISE permitiría alcanzar a convertir una media de 15 600 vehículos durante el 2018.

Es por ello, resulta necesario incluir a la demanda de la categoría GNV, el efecto del consumo estimado por el número de vehículos que serán convertidos durante el 2018 por el programa FISE. Además, se debe considerar que el mencionado programa, forma parte de la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040, el mismo que fue aprobado mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, el cual, al plantear lineamientos de política energética de largo plazo, que incluye el fomento del GNV, permitirá al Programa FISE u otro fondo de fomento, desarrollar el mercado del GNV durante un periodo largo, el cual se estima que superará al periodo regulatorio 2018-2022.

Por otro lado, para determinar el consumo unitario de cada vehículo se ha utilizado catálogos de vehículo de uso común que emplea GNV en Lima y Callao. Por ejemplo, una potencia promedio de motor de 104 HP (1400cc), cuyo consumo medio en zonas urbanas de combustible (gasolina) bordea los 5.2 litros/100 km⁸ lo que equivale a un consumo medio en gas natural de 4.66 m³/100 km de recorrido (en otros casos pueden llegar a consumir 5.76 litros/100 km). Se debe tener en cuenta que el recorrido medio de vehículos a gas natural en Lima es aproximadamente 230 km diarios (dos turnos), lo que resulta en un consumo medio de 10.2 m³/día, además, dicho valor se puede corroborar con la información de Infogas, en el siguiente cuadro representa los consumos medio diarios obtenidos a partir de dicha información.

Cuadro N° 7
Incremento de Capacidad Firme contratada de Kallpa y Enersur

Año	Vehículos que Registran Consumo Total	Vehículos que Registran Consumo en Lima	Consumo Acumulado en Lima (Mm ³)	Consumo Medio por Vehículo(*) (m ³ /día)
2006	5 429	5 429	8 029	10.78
2007	22 944	22 944	55 353	10.17
2008	56 770	56 770	157 545	10.46
2009	79 360	79 360	262 505	10.42
2010	98 374	97 774	347 409	10.65
2011	118 330	116 883	438 196	11.1

⁸ Catálogo del vehículo liviano de 1400 cc.

Año	Vehículos que Registran Consumo Total	Vehículos que Registran Consumo en Lima	Consumo Acumulado en Lima (Mm ³)	Consumo Medio por Vehículo(*) (m ³ /día)
2012	139 913	137 401	532 978	11.41
2013	153 168	149 743	582 767	11.08
2014	172 194	167 261	646 429	11.12
2015	188 466	182 871	685 426	10.69
2016	197 718	191 866	691 726	10.09
2017	206 817	200 553	690 994	9.63

A partir de los resultados se determina los siguientes resultados-

Gráfico N° 15

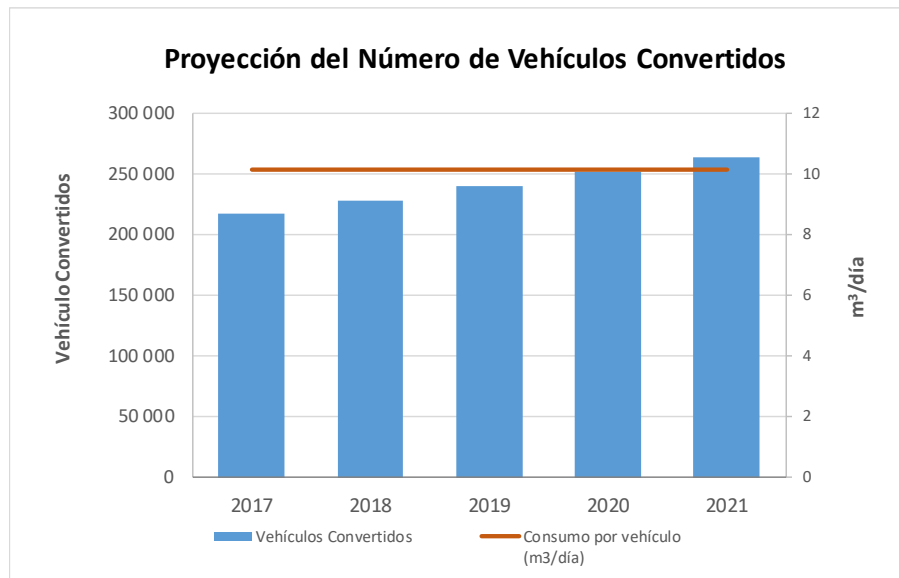
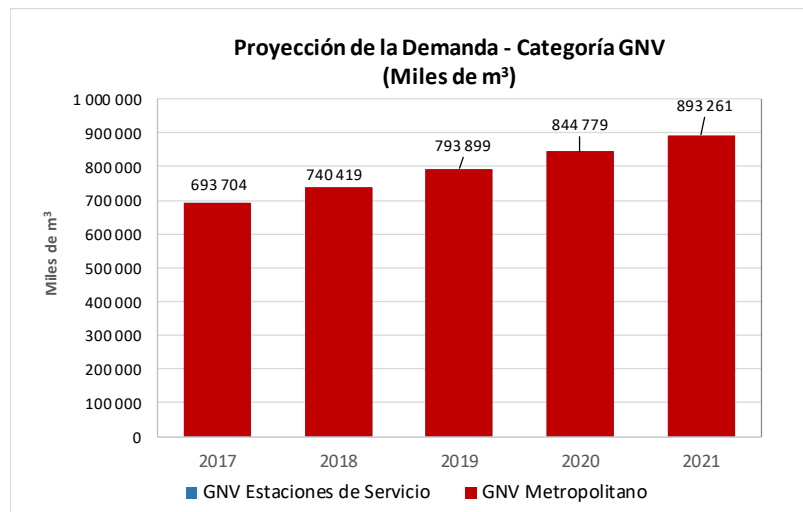


Gráfico N° 16



4.2.2 Categoría Generadores Eléctricos

La principal demanda de la Concesión corresponde a la de 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.

Se debe señalar que si bien la estimación de la demanda de los Generadores Eléctricos requiere su Capacidad Firme contratada. Esta se comprueba a través del despacho de energía. Para ello, se estima el consumo medio esperado de los generadores eléctricos a través de la simulación de la operación de las centrales térmicas e hidráulicas mediante el Modelo Perseo.

Los pasos seguidos para evaluar el consumo de gas natural del sector eléctrico, fueron:

- 1) Estimación del crecimiento de la demanda eléctrica;
- 2) Definición del plan de obras de generación, tanto hidroeléctricas como termoeléctricas;
- 3) Simulación del despacho hidroeléctrico para obtener el residuo a ser complementado con generación térmica;
- 4) Simulación del despacho térmico, considerando los costos variables de operación y la disponibilidad de cada unidad térmica;
- 5) Determinación de los consumos de gas natural de las centrales termoeléctricas;
- 6) Identificación de los consumos de gas natural de las centrales termoeléctricas ubicadas en Lima.
- 7) Comparación mensual del despacho equivalente en consumo de gas natural con el volumen mensual que genera la capacidad firme por cada cliente del tipo generador eléctrico, para efectos de determinar la existencia de consumo interrumpible.

Es importante mencionar que el número de generadores eléctricos principales que operan con gas natural se ha mantenido constante desde julio de 2013, fecha que ingresó al sistema la Central térmica Termochilca, alcanzando un número de centrales termoeléctricas ubicadas dentro de la Concesión de Distribución.

Sin embargo, se debe señalar que las centrales operadas por Kallpa y Enersur presentan un mayor requerimiento de gas natural a consecuencia del incremento de su capacidad firme respecto a la regulación tarifaria del periodo 2014-2018. En el Cuadro N° 8 se presenta el incremento señalado.

Cuadro N° 8
Incremento de Capacidad Firme contratada de Kallpa y Enersur

Central	Regulación Anterior	Regulación 2018-2022	Diferencia	Incremento
Enersur	2 907 545	3 942 315	1 034 770	26,2%
Kallpa ^(*)	3 154 870	4 854 312	1 699 442	35,0%

(*): Se ha adicionado lo requerido por la CT Las Flores

Adicionalmente, la Refinería de la Pampilla como parte del requerimiento de gas natural, se espera que una parte se destine a la Generación Eléctrica como autoproducción. La capacidad destinada a la generación eléctrica es de 84 384 m³/día.

Considerando lo indicado anteriormente, la estimación de la demanda de los Generadores Eléctricos principales se presenta en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 9:
Capacidad Firme contratada con TGP**

Generador Eléctrico	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SDF Energía	264 811	264 811	264 811	264 811	264 811
Edegel Ventanilla	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000
Edegel Santa Rosa	1 100 000	1 100 000	1 100 000	1 100 000	1 100 000
Enersur	3 942 315	3 942 315	3 942 315	3 942 315	3 942 315
Kallpa (Chilca)	3 710 000	3 710 000	3 710 000	3 710 000	3 710 000
Kallpa (Las Flores)	1 144 312	1 144 312	1 144 312	1 144 312	1 144 312
Fenix Power	2 330 476	2 330 476	2 330 476	2 330 476	2 330 476
Termochilca	1 275 000	1 275 000	1 275 000	1 275 000	1 275 000
Refinería de la Pampilla	84 384	84 384	84 384	84 384	84 384
Total	15 951 298	15 951 298	15 951 298	15 951 298	15 951 298

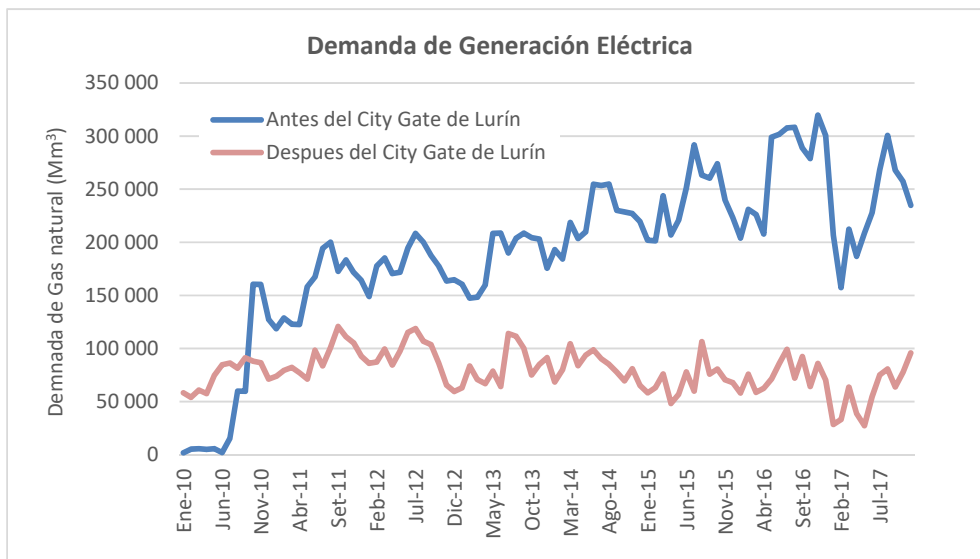
Asimismo, de la comprobación de la demanda a través de la simulación hidrotérmica, se observa que determinadas centrales requieren un consumo por encima de la capacidad firme (interrumpible). En el Cuadro N° 10 se presenta la capacidad media a utilizar para cada central considerando el despacho hidrotérmico según el Informe de la División de Generación y Transmisión que se encuentra ajunto al memorando 172-2018-GRT de la DGT de la Gerencia de Regulación Tarifaria del Osinergmin.

**Cuadro N° 10
Capacidad Media para cada Central Térmica**

Generador Eléctrico	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
SDF Energía	264 811	264 811	264 811	264 087	264 811
Edegel Ventanilla	2 100 000	2 100 000	2 102 624	2 094 262	2 103 309
Edegel Santa Rosa	1 100 000	1 271 410	1 425 448	1 517 549	1 633 242
Enersur	3 942 315	3 942 315	3 942 315	3 931 544	3 942 315
Kallpa (Chilca)	3 710 000	3 710 000	3 710 000	3 699 863	3 710 000
Kallpa (Las Flores)	1 144 312	1 144 312	1 144 312	1 141 185	1 144 312
Fenix Power	2 330 476	2 330 476	2 332 545	2 324 109	2 332 545
Termochilca	1 275 000	1 456 575	1 466 658	1 503 637	1 502 460
Refinería de la Pampilla	84 384	84 384	84 384	84 153	84 384
Total	15 951 298	16 304 283	16 473 098	16 560 390	16 717 379

El Gráfico N° 17 que se muestra a continuación, presenta la evolución de la demanda de gas natural de enero de 2010 a mayo de 2017.

Gráfico N° 17

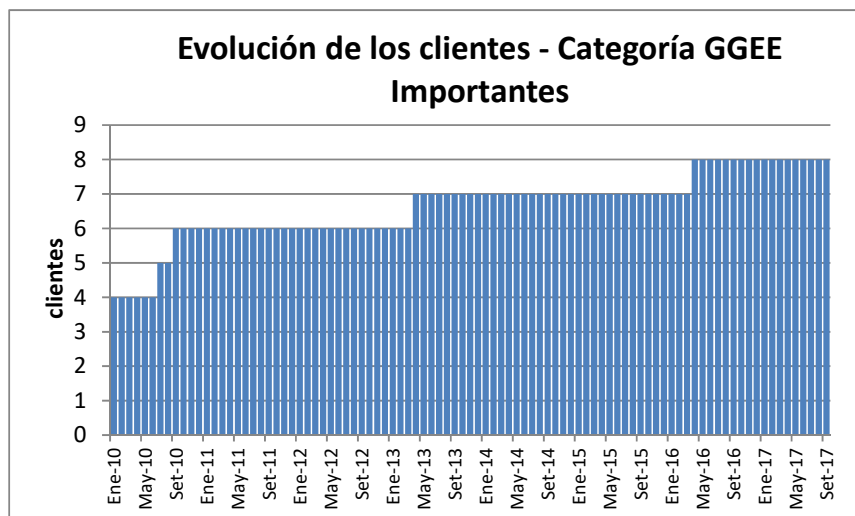


De acuerdo al Plan de Obras establecido para la fijación de tarifas eléctricas de mayo de 2017, no se espera, para los próximos 4 años, el ingreso de nuevas unidades importantes dentro de la Concesión de manera confirmada. Ver figura y cuadro siguientes.

Sin embargo, se debe señalar que la categoría Generador Eléctrico ha presentado un incremento importante respecto a la regulación del 2014- 2018, (dicho incremento se refleja en el año base que se usa para determinar la demanda), debiéndose principalmente por el aumento de las capacidades de los generadores Enersur y Kallpa (ver Cuadro N° 8) , inclusión en el año 2016 de La C.T. Las Flores y la Autoproducción de la Refinería la Pampilla. Además, cuando se evalúa los despachos de las centrales térmicas por los próximos cuatro años, se observa que las centrales de Santa Rosa y Termochilca se encuentran por encima de la capacidad firme contratada.

Por otro lado, si bien es cierto no ingresan generadores eléctricos importantes, durante el periodo regulatorio ingresan clientes del tipo generador eléctrico cuyos consumos son menores que en promedio se encuentran en el orden de 6 897 m³/día.

Gráfico N° 18



Para efectos de evaluar el despacho de las centrales térmicas en el Cuadro N° 11 se presenta la relación de centrales eléctricas que se han considerado para evaluación de la simulación del despacho hidrotérmico.

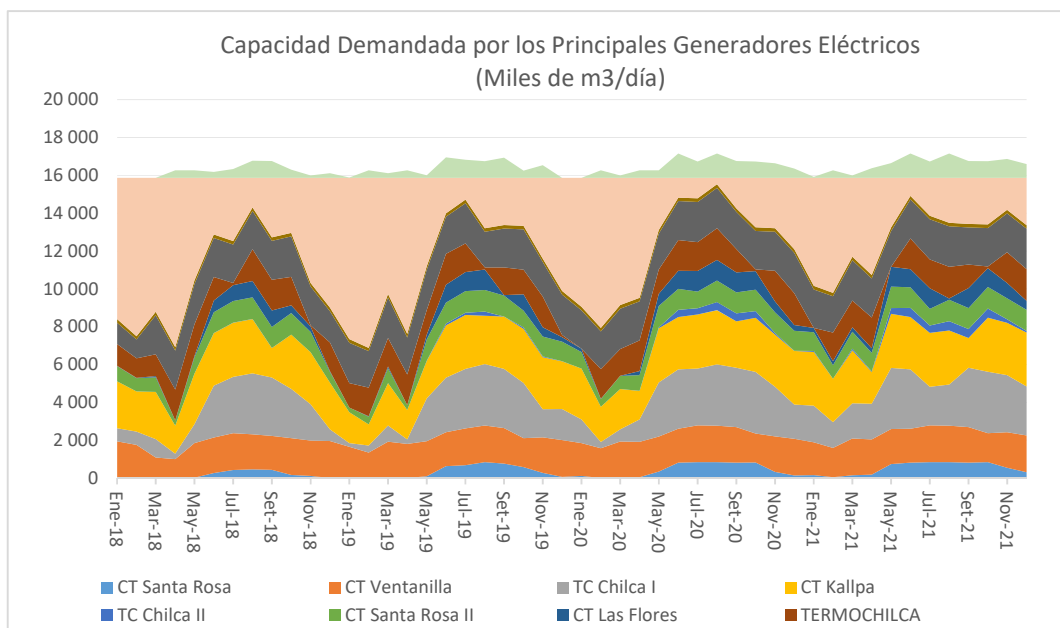
Cuadro N° 11

Proyectos de Generación Considerados para Evaluar el Despacho

Fecha de Ingreso	Proyecto
Ene-2018	Central Solar Rubí
Feb-2018	Central Hidroeléctrica Rapaz II
Feb-2018	Central Hidroeléctrica Renovandes H1
Mar-2018	Minicentral Hidroeléctrica Patapo
Mar-2018	Central Hidroeléctrica Ángel II
Mar-2018	Central Hidroeléctrica Ángel III
Mar-2018	Ampliación de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros
Mar-2018	Central Solar Intipampa
Mar-2018	Central Térmica de Biomasa Huaycoloro II (Doña Catalina)
Abr-2018	Central Eólica Wayra I (Parque Nazca)
Abr-2018	Central Hidroeléctrica Carhuac
May-2018	Central Hidroeléctrica Ángel I
Jun-2018	Central Hidroeléctrica La Virgen
Jun-2018	Central Hidroeléctrica Her 1
Oct-2018	Central Hidroeléctrica Centauro I - III
Oct-2018	Central Térmica de Biomasa San Jacinto
Dic-2018	Central Hidroeléctrica Colca
Dic-2018	Central Hidroeléctrica Zaña 1
Dic-2018	Central Térmica de Biomasa Callao
Dic-2018	Central Eólica Huambos
Dic-2018	Central Eólica Duna
Dic-2018	Central Hidroeléctrica Ayanunga
Dic-2018	Central Hidroeléctrica 8 de Agosto
Dic-2018	Central Hidroeléctrica El Carmen
Abr-2019	Central Hidroeléctrica Santa Lorenza
Jun-2019	Central Hidroeléctrica Tulumayo IV
Set-2019	Central Hidroeléctrica Shima
Set-2019	Central Hidroeléctrica Manta
Ene-2020	Ampliación de la Central Hidroeléctrica Tingo
Mar-2020	CT Atocongo
Mar-2020	Central Hidroeléctrica Laguna Azul (Mamacocha)
Abr-2020	Central Hidroeléctrica Karpa
Abr-2020	Central Hidroeléctrica Hydrika 6

Con estas premisas, se efectuó la simulación y determinación de los volúmenes proyectados de generación eléctrica a gas natural, obteniéndose los siguientes resultados:

Gráfico N° 19



En síntesis, el cuadro siguiente muestra la demanda de gas natural del sector generación eléctrica, basado en las siguientes consideraciones:

- i. Los valores promedio (percentil 50) obtenidos del resultado del despacho del Perseo de la generación térmica a base de gas natural de las centrales ubicadas en Lima y Callao;
- ii. La demanda de los cogeneradores ubicados en Lima y Callao; y,
- iii. El factor de capacidad de 0,8 requerido para transformar los consumos volumétricos en contratos de capacidad.

En los Gráfico N° 20 y Gráfico N° 21 se presentan el despacho de cada central térmica cuya operación genera que el consumo de gas natural supere a la capacidad firme contratada, es decir requerirá capacidad interrumpible del sistema.

Gráfico N° 20

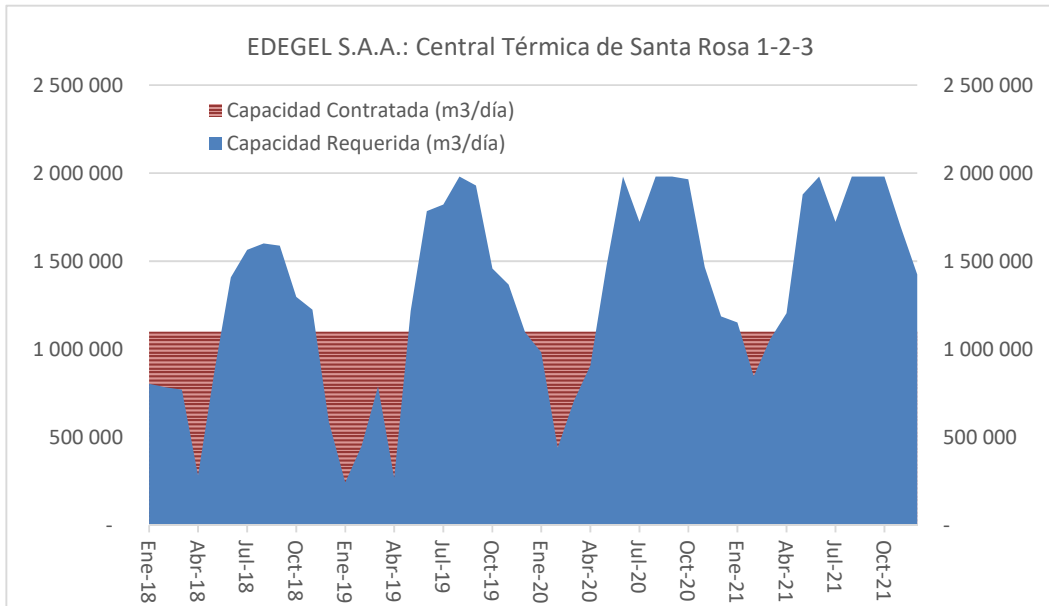
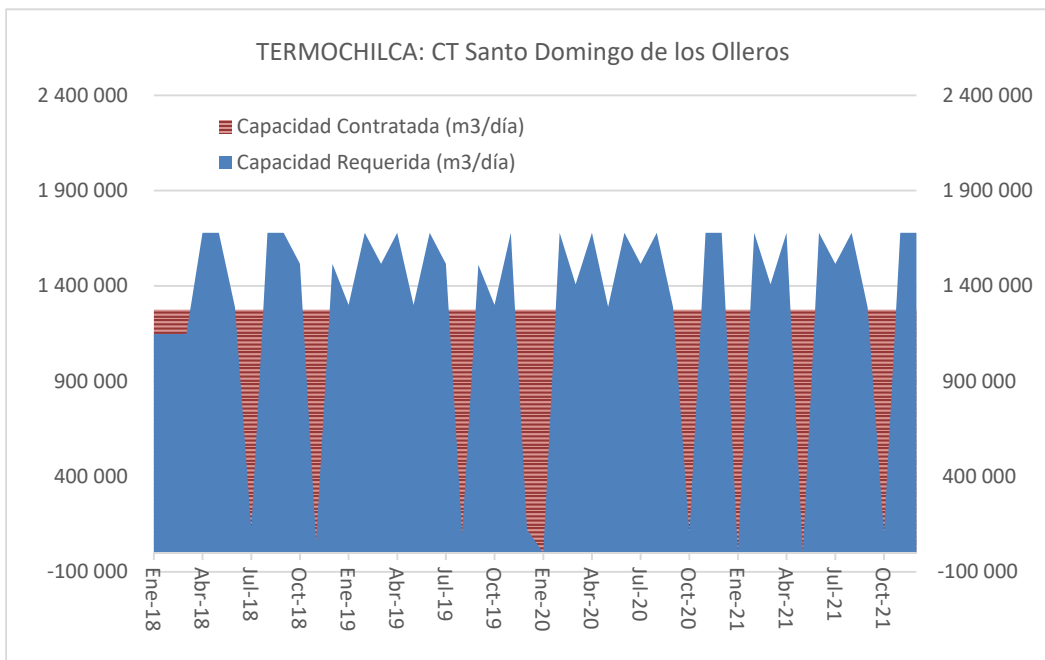


Gráfico N° 21

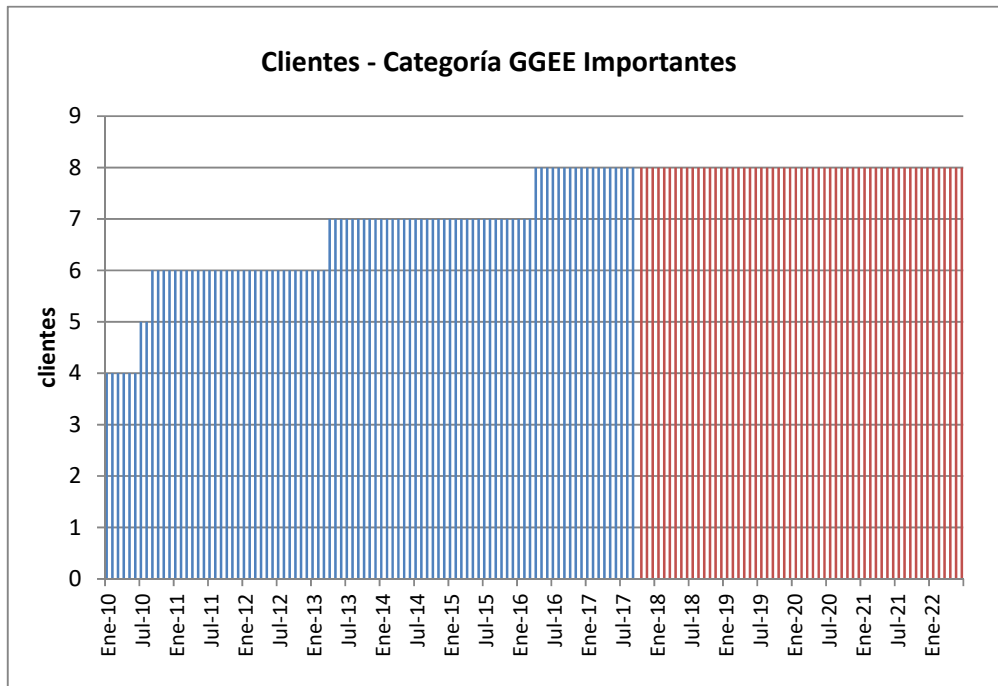


En el Cuadro N° 12 se muestra el resultado de demanda de gas natural para la categoría generador eléctrico; por su lado, el Gráfico N° 22 muestra la proyección del número de los clientes más importantes de dicha categoría.

Cuadro N° 12
Proyección de la Demanda de Gas Natural de la Generación Eléctrica

Año	GGEE Millón m ³	COGENERACION Millón m ³	Demanda GGEE Millón m ³	Demanda GGEE Capacidad Contratada Millón m ³	Factor de Uso Respeto a la CF D/CF
2017	5 791	50	5 841	5 841	1,00
2018	5 920	63	5 983	5 855	1,02
2019	5 981	67	6 048	5 858	1,03
2020	6 044	67	6 112	5 858	1,04
2021	6 060	70	6 130	5 861	1,05

Gráfico N° 22



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 requeridos para valorizar las inversiones se encuentra en el Anexos N°1 y N°5 del presente documento.

4.3.1.1 Costos Unitarios

Las inversiones se reportan y valorizan en base a los criterios establecidos en el Procedimiento VNRGN y sus modificatorias. Se debe señalar que la variación en el presente periodo regulatorio respecto al periodo 2014-2018 es la segmentación del elemento válvulas como un elemento independiente y estándar siendo ahora categorizado como una instalación directa.

De acuerdo con la norma mencionada, la valorización se realiza a partir del metrado reportado por Cálidda correspondiente a: (i) las instalaciones existentes desde el inicio de la concesión hasta el 15 de junio de 2013, cuyo VNR fue aprobado en el procedimiento regulatorio del periodo anterior (Resolución OSINERGMIN N° 086-2014-OS/CD), (ii) instalaciones construidas en el periodo comprendido entre el 16 de junio 2013 al 30 de junio de 2017 (denominadas “Altas” de conformidad con el Procedimiento VNRGN), y (iii) las instalaciones proyectadas comprendidas en el Plan Quinquenal de Inversiones afectas al periodo regulatorio.

Los costos utilizados para la valorización de las instalaciones han sido obtenidos de un estudio de costos unitarios reflejado en un Baremo de distribución de gas natural. El resumen de comparación de los costos unitarios entre lo propuesto por Cálidda y el Baremo de distribución se muestra en el cuadro del Anexo N°2.

Las discrepancias presentadas con la propuesta de Cálidda, principalmente están en los costos del personal y de los insumos necesarios para la construcción. A manera de ejemplo se presenta en el Cuadro N° 13 las diferencias encontradas.

Cuadro N° 13
Diferencias encontradas para la Tubería de Acero 4” – Terreno Semi Rocosos

Recurso	Osinermin (US\$)	Cálidda(US\$)	Dif (%)
Operario	7.82	8.78	12%
Oficial	7.35	7.21	-2%
Peón	5.75	6.48	13%
Capataz	9.63	9.66	0%
Tubería 4" Sch 40	179.81	250.45	39%
Tubería 4" Sch 1020	195.71	280.61	43%

Además, en el caso de las tuberías de acero el costo de la tubería ha presentado a una reducción en el costo del Acero, durante la evaluación periodo regulatorio 2014-2018 fue de US\$ 1 562 la tonelada mientras en la presente evaluación el mencionado costo ha descendido a US\$ 974.7 la tonelada, lo que significa una reducción del 37.6%.

En el Anexo N°5 del presente informe se encuentra el análisis de los costos propuestos por Cálidda y el resultado de los costos obtenidos para Osinermin (Baremo) en él se aprecia una comparación por diferentes tipos de costos, materiales y diámetros de gasoductos.

4.3.1.2 Metrados del sistema de distribución

El metrado utilizado considera las instalaciones reportadas como ejecutadas hasta el 30 de junio del 2017 el cual se divide en dos partes, la primera de ellas definida como redes existentes y que corresponde el periodo desde el inicio de la concesión hasta el 15 de junio del 2013 y la segunda parte, definida como altas que corresponden al periodo comprendido del 16 de junio del 2013 hasta el 30 de junio del 2017 (Cuadro N° 14 y Cuadro N° 15 respectivamente), asimismo el metrado del sistema de distribución considera las redes proyectadas y las redes reportadas a partir del 01 de julio del 2017 a diciembre de 2021, el resumen de los metrados existentes considerados en la valorización se muestra a continuación:

Cuadro N° 14
Metrado Existente al 15 de junio del 2013

Grupo	SubGrupo	Unidad	Existente					Total	
			Acumulado al 2008	2009	2010	2011	2012		2013*
Gasoducto	Acero	m	195 805	57 311	45 331	25 203	19 778	52 092	395 520
	PE	m	446 268	191 773	333 122	446 173	691 171	212 447	2 320 954
Tubería de Conexión	Acero	m	3 009	1 065	965	591	206	104	5 940
	PE	m	60 638	15 439	34 858	104 518	121 754	57 205	394 412
Estaciones de Regulación	ERP	m	17	3	4	1	0	1	26
	City Gate	m	1	0	0	0	0	2	3
Válvulas	Acero	Unidad	506	163	122	84	41	29	945
	PE	Unidad	374	159	366	390	465	159	1 913
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	7	4	0	0	2	3	16
	Hot Tap	Unidad	86	43	48	31	14	6	228
	Cruce de Vías	Unidad	81	13	45	28	29	10	206
	Otras	Unidad	12	1	2	0	3	23	41

*Considera información hasta el 15/06/2013

El resumen del metrado de las inversiones realizadas por Cálidda en el periodo 2013-2017 (Altas) utilizadas en el cálculo es el que se muestra a continuación:

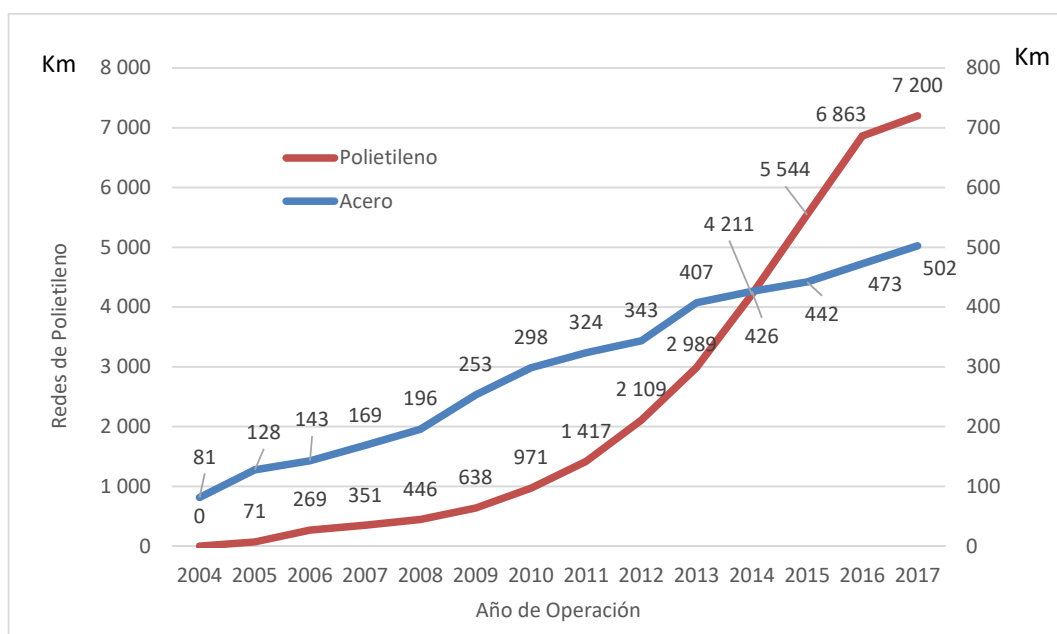
Cuadro N° 15
Metrado de Altas del 16 de junio del 2013 al 30 de junio del 2017

Grupo	SubGrupo	Unidad	Altas					Total
			2013(*)	2014	2015	2016	2017(**)	
Gasoducto	Acero	m	11 784	19 031	15 649	30 518	29 830	106 812
	PE	m	668 324	1 221 638	1 333 510	1 318 721	336 653	4 878 846
Tubería de Conexión	Acero	m	507	563	362	222	269	1 923
	PE	m	94 312	253 013	276 216	281 751	160 336	1 065 628
Estaciones de Regulación	ERP	m	1	0	3	1	3	8
	City Gate	m	0	0	0	0	0	0
Válvulas	Acero	Unidad	64	84	63	80	56	347
	PE	Unidad	403	628	768	902	227	2 928
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	0	0	1	1	0	2
	Hot Tap	Unidad	21	31	24	28	12	116
	Cruce de Vías	Unidad	44	62	43	31	21	201
	Otras	Unidad	3	0	4	1	5	13

*Considera información desde el 16/06/2013

**Considera información hasta el 30/06/2017

Gráfico N° 23
Crecimiento anual de la red de distribución

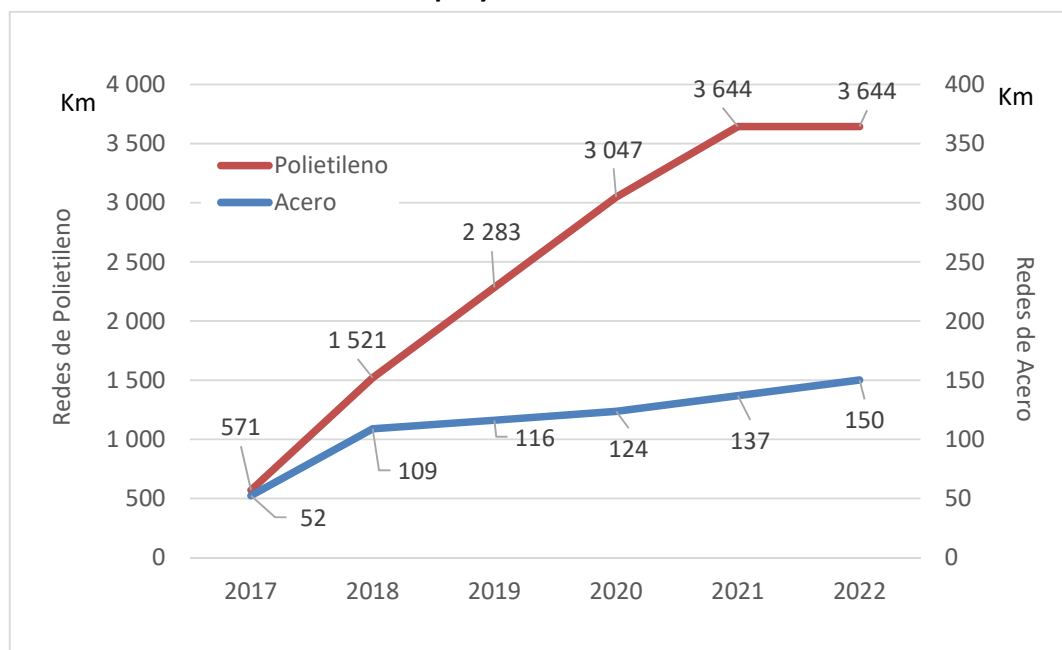


El resumen del metrado proyectado utilizado en el cálculo de las inversiones es el que se muestra a continuación:

Cuadro N° 16
Metrado de Proyectado del 01 de junio del 2017 al a Diciembre del 2022

Grupo	SubGrupo	Unidad	Proyectado						Total
			2017*	2018	2019	2020	2021	2022	
Gasoducto	Acero	m	52 346	57 658	7 224	7 550	13 192	13 309	151 279
	PE	m	570 534	1 032 913	895 203	879 904	631 049	-	4 009 603
Tubería de Conexión	Acero	m	317	301	266	161	469	40	1 553
	PE	m	64 891	239 059	171 696	154 563	165 263	22 245	817 717
Estaciones de Regulación	ERP	m	8	6	-	-	-	1	15
	City Gate	m	1	-	-	-	-	-	1
Válvulas	Acero	Unidad	40	42	16	14	31	5	148
	PE	Unidad	299	409	372	393	293	2	1 768
Obras Especiales	Cruce de Ríos	Unidad	1	1	-	-	2	-	4
	Hot Tap	Unidad	21	29	10	10	23	3	96
	Cruce de Vías	Unidad	22	30	13	19	17	9	110
	Otras	Unidad	-	3	1	2	6	-	12

Gráfico N° 24
Crecimiento anual proyectado de la red de distribución



En el Anexo N°3 del presente informe se muestra un plano con las instalaciones existentes y proyectadas (que incluye el Plan Quinquenal de Inversiones) para el periodo 2018-2022.

Con los costos unitarios y los metrados obtenemos las valorizaciones respectivas por año, como se muestra a continuación:

Cuadro N° 17
Valorización del Metrado Existente al 2013 y Altas al 2017

GRUPO	Subgrupo	VNR al 2013(*)	ALTAS				
			2013	2014	2015	2016	2017(**)
Gasoducto	Acero	196 973 152	2 989 403	5 185 888	4 148 864	9 787 174	9 133 071
	Polietileno	164 286 418	44 091 837	77 343 510	89 047 243	87 144 795	24 091 221
Tubería de Conexión	Acero	1 621 133	87 932	96 879	61 503	36 927	47 018
	Polietileno	22 538 074	5 232 210	14 113 008	15 483 575	15 189 100	8 604 657
Estaciones de Regulación	ERP	18 867 820	601 172	-	1 553 150	693 084	2 462 882
	City Gate	35 848 889	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	5 622 384	143 785	190 609	168 673	286 137	138 547
	Polietileno	633 542	115 654	142 558	189 023	258 641	67 596
Obras Especiales	Cruce de Ríos	3 239 847	-	-	188 259	188 259	-
	Hot Tap	3 440 897	365 522	539 580	417 739	487 363	208 870
	Cruce de vías	1 819 821	533 896	752 308	521 762	376 154	254 814
	Otras	8 618 402	402 450	-	536 601	134 150	670 751
TOTAL US\$		463 510 379	54 563 863	98 364 339	112 316 392	114 581 783	45 679 425

(*) Redes de distribución hasta el 15 de junio de 2013

(**) Redes de distribución hasta el 30 de junio de 2017

Cuadro N° 18
Valorización del Metrado Proyectado al 2022

GRUPO	Subgrupo	2017(*)	2018	2019	2020	2021	2022
Gasoducto	Acero	17 177 512	20 059 266	1 596 854	1 572 347	2 476 530	3 283 979
	Polietileno	42 682 084	74 395 083	63 014 105	62 373 477	44 307 974	-
Tubería de Conexión	Acero	62 281	57 981	53 125	28 928	82 173	7 467
	Polietileno	3 484 329	12 820 519	9 206 431	8 287 715	8 861 455	999 096
Estaciones de Regulación	ERP	4 552 213	4 455 783	-	-	-	631 799
	City Gate	3 816 000	-	-	-	-	-
Válvulas	Acero	165 849	149 236	26 587	35 393	47 975	20 244
	Polietileno	92 081	119 657	90 140	80 045	67 687	1 755
Obras Especiales	Cruce de Ríos	188 259	188 259	-	-	376 518	-
	Hot Tap	365 522	504 768	174 058	174 058	400 334	52 217
	Cruce de vías	266 948	364 020	157 742	230 546	206 278	109 206
	Otras	-	402 450	134 150	268 300	804 901	-
TOTAL US\$		72 853 078	113 517 022	74 453 192	73 050 809	57 631 824	7 229 764

(*) Redes de distribución desde el 01 de julio de 2017

De acuerdo a lo establecido en los Artículos 110° y 111° del Reglamento, se realizó el cálculo del VNR Vigente hasta el 15 de junio del año 2013, y se utilizaron los Costos Unitarios de la fijación tarifaria del 2014-2018 actualizados según la fórmula establecida en la Resolución N° 086-2014-OS/CD, la aplicación del índice PPI (WPSFD4131 reemplazó a WPSOP3500). Dicho índice presentó una variación del 7.5%, con ello el VNR Vigente asciende a US\$ 489.6 millones.

Por otro lado, a fin de poder evaluar el nuevo VNR, es necesario evaluar previamente un "VNR preliminar", que consiste en evaluar las redes existentes al 2013 con precios vigentes a la fecha de actualización.

Conforme se establece en el Reglamento, el VNR de las instalaciones existentes hasta 30 de junio 2013, resulta de comparar el VNR Vigente, valor que resulta de valorizar el metrado existente a costos del 2013 actualizados, y el VNR Preliminar, valor que resulta de valorizar el metrado existente con costos unitarios del año 2017. Dado que la diferencia absoluta entre ambos VNR (Vigente y Preliminar) resulta 15.2%, y por tanto supera el 5% definido en el Reglamento de Distribución, los valores del VNR de las instalaciones existentes se han ajustado hasta el límite definido en el reglamento, considerando la tendencia de la variación (variación negativa).

Además, debido que el concesionario reportó valores diferentes en los metrados existentes, respecto a lo reportado en el periodo regulatorio 2014-2018, se procedió a efectuar el ajuste correspondiente, determinado el VNR vigente, obteniendo finalmente el VNR de las instalaciones definidas como existente, valor que asciende a 487.9 millones de US\$. Por otro lado, se procedió a evaluar el VNR de las instalaciones ejecutadas desde el 15 de junio del 2013 hasta el 30 de junio del 2017 (definidas como altas) a costos unitarios del año 2017 valor que resulta 425.5 Millones de US\$, según muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 19
Verificación de la variación del VNR Vigente

GRUPO	Subgrupo	VNR 2004 al 15.06.2013	VNR Vigente CU ₂₀₁₃ Actualizado PPI	VNR Preliminar CU ₂₀₁₇	VNR Vigente Ajustado CU ₂₀₁₃ Actualizado	VNR Ajustado CU ₂₀₁₃ Act. PPI	VNR Alta
Gasoducto	Acero	206 638 306	222 130 606	173 511 320	207 340 160	196 973 152	31 244 400
	Polietileno	152 725 728	164 176 039	166 257 133	172 933 071	164 286 417	321 718 606
Tubería de Conexión	Acero	1 554 299	1 670 830	1 046 449	1 706 456	1 621 133	330 259
	Polietileno	20 348 395	21 873 976	22 581 076	23 724 288	22 538 074	58 622 549
Estaciones de	ERP	11 654 369	12 528 132	14 921 564	19 860 863	18 867 820	5 310 288
	City Gate	37 475 247	40 284 880	16 760 000	37 735 673	35 848 889	-
Obras Especiales	Valvulas	10 752 193	11 558 318	3 699 782	6 585 186	6 255 927	1 701 221
	Cruce de Rios	3 168 408	3 405 953	3 012 147	3 410 365	3 239 847	376 518
	Hot Tap	2 073 720	2 229 193	3 968 525	3 621 997	3 440 897	2 019 074
	Cruce de vías	1 625 342	1 747 199	2 499 605	1 915 601	1 819 821	2 438 935
	Otras	7 477 664	8 038 287	5 500 156	9 072 002	8 618 402	1 743 952
TOTAL USD		455 493 671	489 643 413	413 757 757	487 905 662	463 510 379	425 505 802

El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo N°5 adjunto al presente informe.

Del cuadro de Valorización del Metrado de Altas del 16 de junio del 2013 al 30 de junio del 2017, el VNR del Periodo 2004- 15 de junio 2013 utilizando costos unitarios al 2017 asciende a US\$ 889 016 181

De los cálculos anteriores, se presenta el detalle VNR a ser reconocido por cada periodo correspondiente:

- VNR del periodo 2004 – 15 jun 2013 : US\$ 487 905 662
- VNR del periodo 15 jun 2013 – 30 jun 2017 : US\$ 425 505 802

La anualidad de la inversión por cada año tarifario se muestra en el siguiente cuadro

Cuadro N° 20
Anualidad de la Inversión en Miles de US\$

Descripción		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
Gasoducto	Acero	22 390	20 158	18 145	16 408	77 101
	IGA	10 143	9 056	8 108	7 220	34 528
	PE	70 744	69 765	68 123	64 523	273 155
Tubería de Conexión	Acero	224	206	186	173	790
	PE	11 433	11 172	10 750	10 338	43 694
Estaciones de Regulación	ERP	3 725	3 326	2 969	2 651	12 671
	City Gate	3 501	3 126	2 791	2 492	11 910
Obras Especiales	Válvulas	888	805	730	661	3 084
	Cruce de Ríos	325	291	259	263	1 139
	Hot Tap	743	681	625	591	2 639
	Cruce de Vías	574	529	494	458	2 054
	Otras	965	875	807	787	3 434
Inversiones Acumuladas Directas		125 655	119 990	113 987	106 567	466 199
Inversiones Complementarias		1 505	1 357	1 222	1 095	5 180
TOTAL Inversiones		127 160	121 347	115 209	107 661	471 378

En los gráficos siguientes se presenta la comparación de la inversión del VNR Existente y las redes proyectadas de Acero y polietileno propuesto por Osinergmin y la valorización las mismas instalaciones propuestas por el concesionario.

Gráfico N° 25
Comparación de la Inversión Existente en Tuberías de Acero

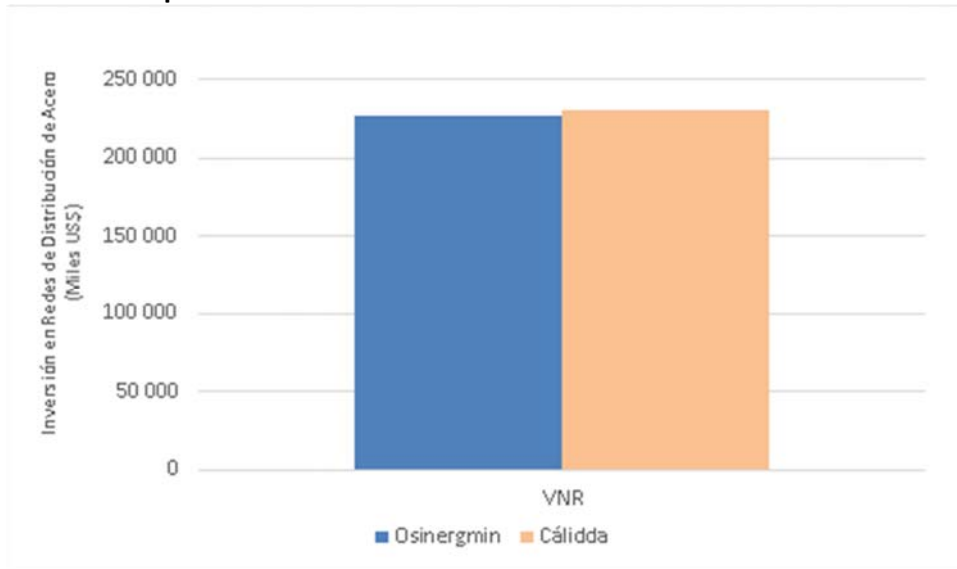


Gráfico N° 26
Comparación de la Inversión Existente en Tuberías de Polietileno

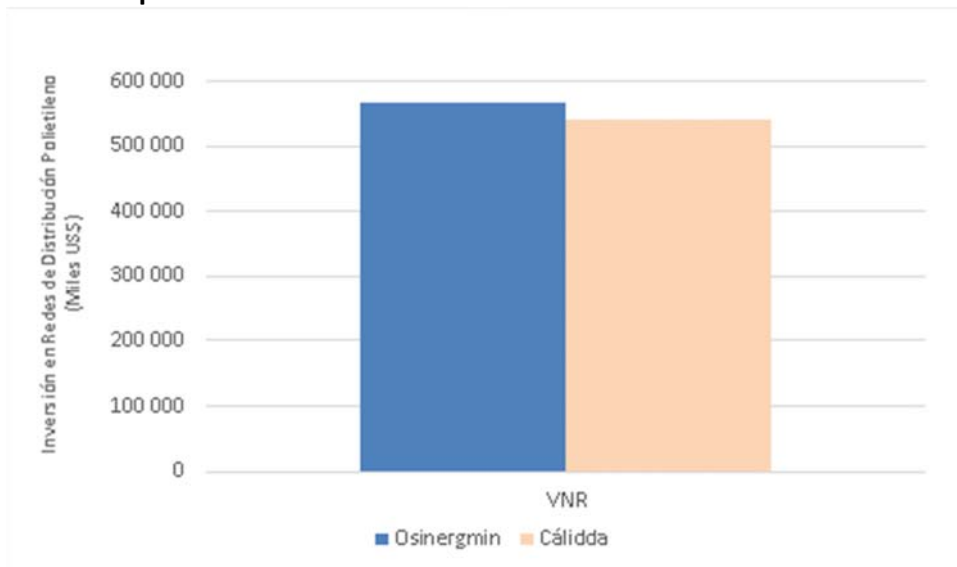


Gráfico N° 27
Comparación de la Inversión Proyectada en Tuberías de Acero

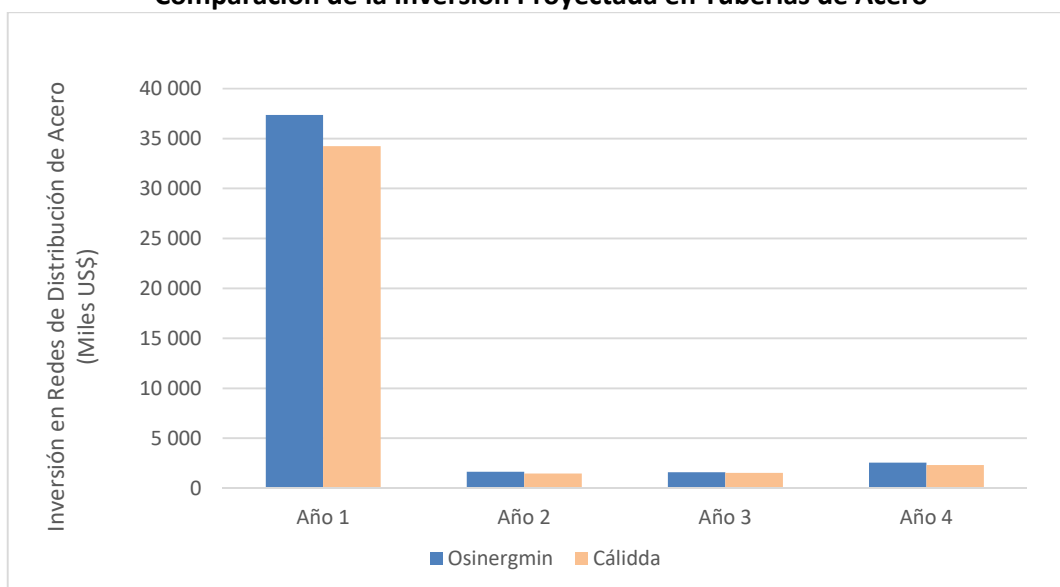
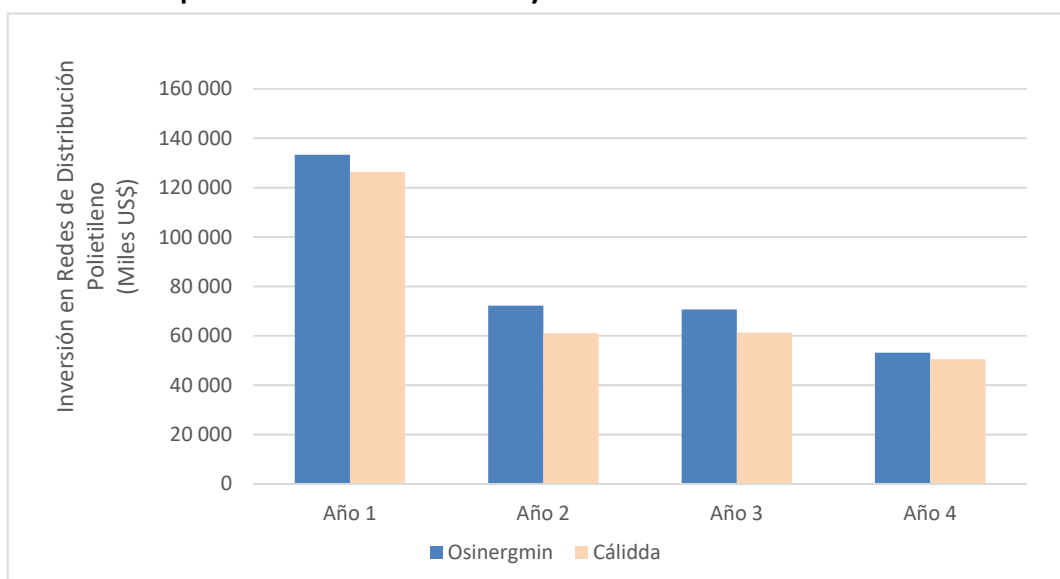


Gráfico N° 28
Comparación de la Inversión Proyectada en Tuberías de Polietileno



4.4 Costos de explotación

De acuerdo a lo dispuesto en el marco normativo vigente, los costos de explotación a ser propuestos para el periodo 2018 – 2022 de la concesión de distribución de gas natural en Lima y Callao, 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 de lo analizado en procesos regulatorios previos y del análisis desarrollado según el informe que se presenta en el Anexo N° 5, la determinación de la Empresa Modelo Eficiente se basa en los siguientes criterios: a) Un 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 Cálidda. 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 para el año 2017.
- El costo de odorización del gas natural distribuido, estimado en 0,1 US\$/mil m³.
- 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.
- Los costos de calidad del gas que comprenden las tareas de monitoreo del gas a ser distribuido, tales como el muestreo de la calidad, determinación del punto de rocío, etc.
- 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 Gastos Supervisión Directa corresponden a los costos del personal asociado a las actividades de distribución (incluidos beneficios sociales). Asimismo, se incorpora el rubro de gastos de supervisión directa no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal a que se hace referencia líneas arriba, y se estima sobre la base de la información histórica del Concesionario, representando aproximadamente 15% de los Gastos de Supervisión Directa. Es importante destacar que el detalle de la determinación de la estructura y dimensión del personal de la Empresa Modelo Eficiente se presenta en el Anexo N°5.

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 la central de llamadas comerciales (*call center*).
- Los gastos de marketing, publicidad y comunicación.
- Los Gastos Supervisión Directa corresponden a los costos del personal asociado a las actividades de comercialización (incluidos beneficios sociales). Asimismo, se incorpora el rubro de gastos de supervisión directa no personales, que corresponde a los costos indirectos asociados al personal a que se hace referencia líneas arriba, y se estima sobre la base de la información histórica del Concesionario, representando aproximadamente 15% de los Gastos de Supervisión Directa. Es importante destacar que el detalle de la determinación de la estructura y dimensión del personal de la Empresa Modelo Eficiente se presenta en el Anexo N°5.

El resumen de los Costos Directos correspondientes a la Empresa Modelo Eficiente se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 21
Costos Directos de la Empresa Modelo Eficiente

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
OPEX - Distribución				
Costo Directo	7 084 273	7 715 553	7 990 695	8 313 716
Mantenimiento Preventivo	5 256 429	5 737 018	5 893 435	6 132 050
Mantenimiento Correctivo	940 628	1 065 628	1 166 379	1 232 892
Odorización del Gas	887 217	912 907	930 881	948 774
Otros	693 445	693 470	693 494	693 514
Supervisión Directa + GG (15%)	3 504 038	3 504 038	3 504 038	3 504 038
Total OPEX - Distribución	11 281 756	11 913 061	12 188 227	12 511 268
OPEX - Comercialización				
Costo Directo	7 870 280	8 860 322	9 818 011	10 544 802
Lectura (A+B)	2 032 123	2 284 256	2 531 792	2 737 892
Lectura (C+D+GNV+E+GE)	8 179	8 399	8 497	8 729
Reparto (A+B)	1 179 228	1 325 539	1 469 182	1 588 781
Reparto (C+D+GNV+E+GE)	13 086	13 438	13 594	13 966
Cobranza	3 173 064	3 582 513	3 970 527	4 222 581
Facturación	1 464 601	1 646 176	1 824 419	1 972 853
Supervisión Directa	2 620 660	2 620 660	2 620 660	2 620 660
Gastos Diversos	540 936	562 675	584 248	650 960
Marketing	1 923 857	1 774 973	2 281 321	2 218 311
Total OPEX - Comercialización	12 955 732	13 818 629	15 304 239	16 034 732

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. El detalle de la determinación del personal de la Empresa Modelo Eficiente se presenta en el Anexo N°5

b) Costos No Personales de Gestión

Comprenden las partidas contables de suministros, cargas diversas de gestión, servicios prestados por terceros y tributos.

El resumen de los Costos Indirectos se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 22
Costos Indirectos de la Empresa Modelo Eficiente

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Costo de Personal	10 167 279	10 167 279	10 167 279	10 167 279
Costos No Personales	7 854 152	7 854 152	7 854 152	7 854 152
Total OPEX - Administración	18 021 431	18 021 431	18 021 431	18 021 431

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

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 costo financiero es determinado a una tasa de interés equivalente a 3% anual y un ciclo efectivo que asciende a 15 días.

b) Pérdidas físicas

Las pérdidas físicas que se estiman en un 0,37% anual de los costos pagados por suministro y transporte. Este factor se estima a partir de la información remitida por el Concesionario.

c) Aporte a los organismos reguladores

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

d) Costos de inspección, supervisión y habilitación para las 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 que se ha estimado para esta labor asciende a 18.34 US\$/cliente y el detalle de su determinación se presenta a continuación:

Cuadro N° 23**Costos de inspección, supervisión y habilitación para las Categorías A1 y A2**

ACTIVIDAD	MANO OBRA	MATERIAL	EQUIPO	PARCIAL S/.
Desplazamiento desde el Centro de Operaciones	2.01	0.00	0.38	2.39
Inspección de Instalación Interna	17.56	0.00	0.00	17.56
Prueba de Hermeticidad	13.66	0.37	0.00	14.03
Prueba de presión de uso artefacto	1.85	0.00	0.06	1.92
Prueba de monóxido de Carbono	1.85	0.00	0.06	1.92
Supervisión de habilitación de instalación interna	5.85	0.00	0.00	5.85
Retorno al Centro de Operaciones	2.01	0.00	0.38	2.39
Costo Directo		[S/.]		46.05
Indirectos (30%)		[S/.]		13.82
Total		[S/.]		59.87
Total		[US\$]		18.34

e) Costos de mantenimiento de las Instalaciones Internas y Acometidas para las Categorías A1 y A2

Estos costos comprenden:

- Los costos de mantenimiento de la acometida y revisión de las instalaciones internas de los clientes de las categorías A1 y A2, estimados en US\$ 25.6 por cliente.
- Los costos de instalación, supervisión y habilitación de las instalaciones internas de los clientes de las categorías A1 y A2 estimados en US\$ 16.8 por 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.

El resumen de los Otros costos de operación y mantenimiento se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 24
Otros Costos de la Empresa Modelo Eficiente

Tipo de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Costo Financiero del GN	330 012	351 331	370 069	388 116
Pérdidas	990 404	1 054 383	1 110 618	1 164 779
Aporte por Regulación	1 570 998	1 994 640	2 019 595	2 141 825
Mant. Acometidas & Rev. Instalación Interna (Cat. A)	1 664 881	2 820 046	2 833 557	3 419 219
Insp., Superv. y Hab. Inst. Interna (Cat. A)	1 663 623	1 534 878	1 972 734	1 918 247
Gestión de la Promoción	233 224	233 224	233 224	233 225
Total OPEX - Otros	6 453 143	7 988 503	8 539 798	9 265 410

4.4.4 Gastos de Promoción**4.4.4.1 Periodo Tarifario 2018-2022**

Los gastos de promoción se determinan en virtud de la aplicación del Mecanismo de Promoción, el cual, según lo establecido en el Artículo 112a del Reglamento de

Distribución, el descuento por gasto de promoción de cada cliente es determinado como la suma del Derecho de Conexión más la Acometida (ambos son costos regulados por Osinergmin). Asimismo, dado que el mencionado descuento cubre la totalidad de los costos regulados de la conexión al gas natural, no resulta necesario que dicho descuento se diferencie por estratos socioeconómicos.

Los gastos de promoción a ser incluidos en la base tarifaria, resultan de la proyección de beneficiarios para los próximos cuatro años de aplicación de la nueva tarifa. En tal sentido, es en el informe N° 179-2018-GRT que se desarrolla la proyección de los gastos de promoción para el periodo regulatorio 2018 – 2022.

En los cuadros siguientes, se presenta el resumen de resultados obtenidos para la proyección de los gastos de promoción mencionados:

Cuadro N° 25
Descuento de Promoción por estrato según Ingreso per Cápita del Hogar

Ítem	Estrato Medio	Estrato Medio Bajo	Estrato Bajo
US\$ x Cliente	176.0	176.0	176.0

Cuadro N° 26
Número de beneficiarios del Gasto de Promoción por estrato según Ingreso per Cápita del Hogar

Año	Estrato Medio	Estrato Medio Bajo	Estrato Bajo	Total Clientes
Año 1	26 755	52 273	2 498	81 526
Año 2	36 346	33 807	1 616	71 769
Año 3	24 349	42 515	2 031	68 896
Año 4	30 278	25 477	1 218	56 973

Cuadro N° 27
Costos de Promoción (US\$)

Año	Estrato Medio	Estrato Medio Bajo	Estrato Bajo	Total
Año 1	4 708 323	9 198 798	439 579	14 346 701
Año 2	6 396 073	5 949 264	284 356	12 629 693
Año 3	4 284 883	7 481 736	357 492	12 124 111
Año 4	5 328 276	4 483 383	214 278	10 025 938

4.4.4.2 Periodo Tarifario 2014-2018

En esta sección se presenta los resultados del saldo del gasto de promoción del periodo regulatorio 2014-2018 que será transferido al próximo periodo regulatorio tal como lo señala el Artículo 112a del Reglamento de Distribución. La metodología, criterios y detalle del cálculo están descritos en el Anexo N°2 del presente informe.

Se debe señalar que al no haber concluido aún el periodo regulatorio del 2014 – 2018 (culmina el 6 de mayo de 2018), el resultado del saldo a transferir al Periodo Regulatorio 2018-2022 corresponde la aplicación de cuatros aspectos:

- 1) Gastos que se pueden generar a partir de los clientes definidos como pendientes de ser reconocidos como beneficiarios de la promoción según la última revisión del Saldo de Balance de la Promoción (valores al 6 noviembre de 2017), aprobado mediante la Resolución Osinergmin N° 004-2018-OS/CD;
- 2) Gastos que se pueden generar a partir de los clientes que se proyectan como beneficiarios de la promoción desde el 7 de noviembre al 06 de mayo de 2018;
- 3) Los ingresos esperados por el Mecanismo de Promoción desde el 7 de noviembre al 06 de mayo de 2018.
- 4) El Saldo de cuenta de Promoción, a la última revisión del Saldo de Balance de la Promoción.

Los resultados de los cuatro aspectos se presentan en el Cuadro N° 28.

Cuadro N° 28
Saldo a Transferir

Descripción	Monto (US\$)
Gasto de clientes pendientes	-12 536 211
Gasto de clientes proyectados	-12 040 446
Ingresos proyectados	15 516 886
Saldo de la Cuenta de Promoción	-1 963 822
Saldo a Periodo Regulatorio 2018-2022	-11 023 593

El monto resultante presenta un valor negativo por lo que indica que se le está debiendo al concesionario. En ese sentido, el monto a trasladar al periodo regulatorio 2018-2022 por el saldo del gasto de promoción del periodo regulatorio resulta de US\$ 11 023 593.

4.4.4.3 Gastos de Promoción a ser reconocido

El resultado del Gasto de Promoción hacer reconocido es la suma de lo que se evalúa para el Periodo Tarifario 2018-2022 y el saldo del gasto de promoción del periodo regulatorio 2014-2018 que será transferido aplicado en el primer año.

Cuadro N° 29
Gasto de Promoción a ser Reconocido

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Gasto de Promoción del Periodo Tarifario 2018-2022	14 346 525	12 630 221	12 124 287	10 026 289
Saldo del Periodo Tarifario 2014-2018	11 023 593	-	-	-
Gasto de Promoción	25 370 118	12 630 221	12 124 287	10 026 289

4.4.5 Resumen de los costos de explotación

A continuación, se presenta un resumen de los costos de explotación considerados para la Empresa Modelo Eficiente de distribución de gas natural por redes y posteriormente, una comparación con los costos de explotación propuestos por Cálidda.

Cuadro N° 30
Costos de Explotación de la Empresa Modelo (US\$)

Rubro de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Distribución	11 281 756	11 913 061	12 188 227	12 511 268
Comercialización	12 955 732	13 818 629	15 304 239	16 034 732
Administración	18 021 431	18 021 431	18 021 431	18 021 431
Otros	6 453 143	7 988 503	8 539 798	9 265 410
OPEX Distribución	48 712 062	51 741 624	54 053 694	55 832 841
Gasto de Promoción	25 370 294	12 629 693	12 124 111	10 025 938
TOTAL OPEX (US\$)	74 082 356	64 371 317	66 177 806	65 858 779

Los costos de explotación propuestos (sin gasto de promoción) ascienden a 48,7 millones de US\$ en el primer año y varían progresivamente hasta los 55,8 millones de US\$ en el cuarto año de operación.

En lo que respecta al gasto de promoción, este se rige bajo la necesidad de clientes que se incorporan al mencionado gasto y al saldo que provienen del periodo regulatorio 2014-2018, el cual es aplicado en su totalidad en el primer año. El gasto presenta valores entre 25.3 y 10.2 Millones de US\$.

Cuadro N° 31
Costos de Explotación Propuestos por Cálidda (US\$)

Rubro de Costo	Año			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Distribución	22 019 767	23 226 695	23 663 534	24 708 529
Comercialización	25 947 655	27 236 295	28 930 382	30 519 575
Administración	13 941 159	14 174 423	14 413 764	14 716 203
Otros	9 749 770	10 004 385	10 204 606	10 429 617
OPEX Distribución	71 658 351	74 641 798	77 212 286	80 373 925
Gasto de Promoción	21 413 634	10 165 193	11 300 118	14 144 068
TOTAL OPEX (US\$)	93 071 985	84 806 991	88 512 404	94 517 993

Por su parte, los costos de explotación propuestos por Cálidda superan los 71,6 millones de US\$ al inicio del periodo de regulación, hasta alcanzar los 80,4 millones US\$ al final de dicho periodo. El gasto de promoción, de similar forma al propuesto por Osinergmin, este se rige bajo la necesidad de clientes que se incorporan al mencionado gasto. En el caso de la propuesta de Cálidda no incorpora el saldo del periodo regulatorio 2014-2018.

En el Gráfico N° 29 y Gráfico N° 30 se compara los costos de explotación antes descritos, y muestra la diferencia (en porcentaje) de los valores propuestos. Como se puede apreciar, los valores que resultan de la propuesta de Empresa Modelo Eficiente mantienen una disminución de entre el 30% y 31% respecto de los costos propuestos por Cálidda.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de las diferencias entre la propuesta de Cálidda y la Propuesta de Osinergmin. Para ello, se ha acondicionado la propuesta de Cálidda a los rubros que se plantean en la propuesta de Osinergmin.

Cuadro N° 32
Comparación de los Costos de Explotación entre lo propuesto por Cálidda y la
Propuesta de OSINERGMIN (Millones US\$)

Ítem	Valor Presente del OPEX	Gasto de Promoción	Distribución	Comercial	Administración	Otros
OPEX según propuesta de Cálidda	289.74	46.84	74.85	89.82	45.89	32.35
OPEX según propuesta de OSINERGMIN	218.45	50.50	38.31	46.21	57.93	25.50
Diferencia (%)	-25%	8%	-49%	-49%	26%	-21%

Gráfico N° 29
Comparación de los Costos de Explotación propuestos sin Gasto de Promoción

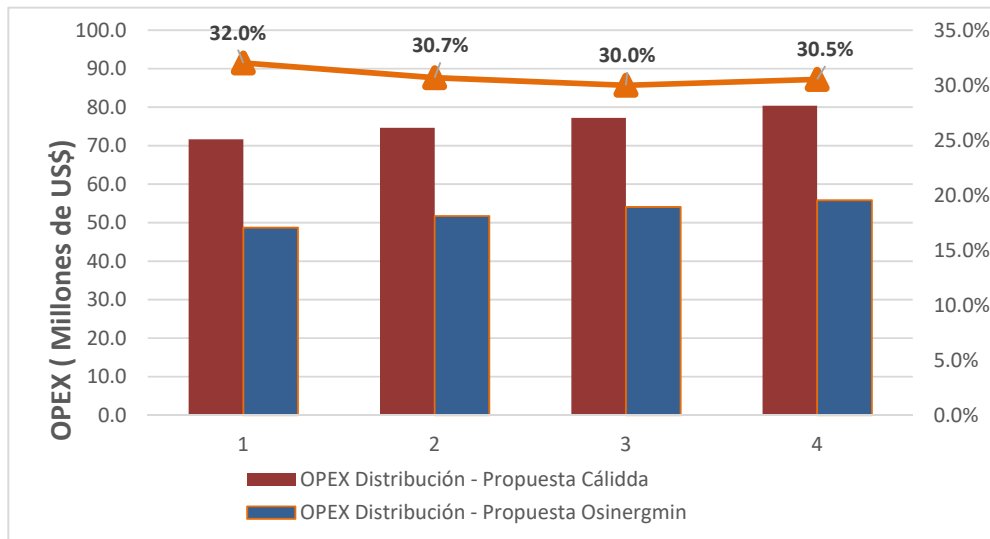
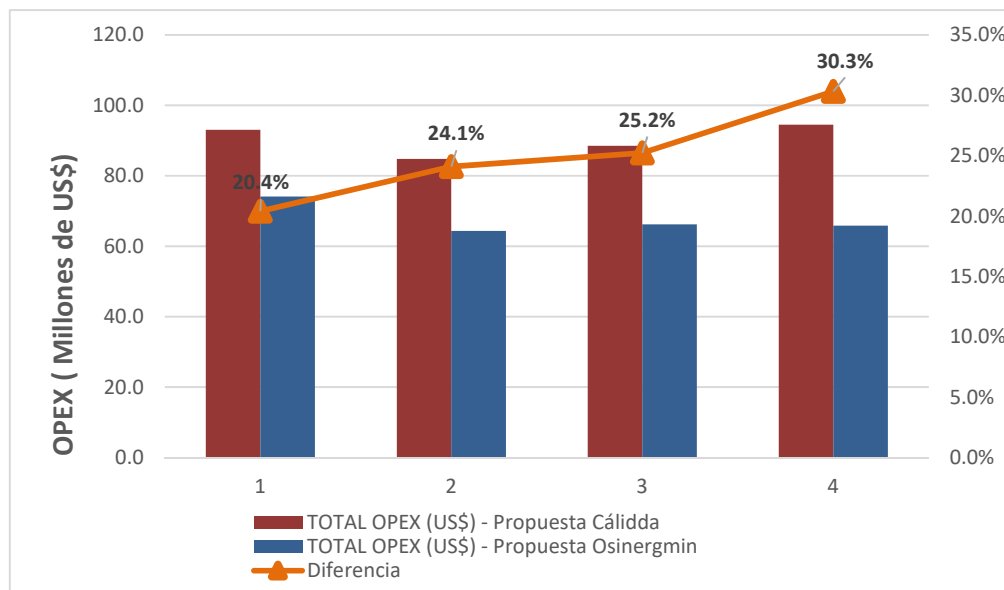


Gráfico N° 30
Comparación de los Costos de Explotación propuestos con Gasto de Promoción



4.5 Cálculo de las tarifas por categorías de clientes

4.5.1.1 Costo Medio de Distribución por Redes

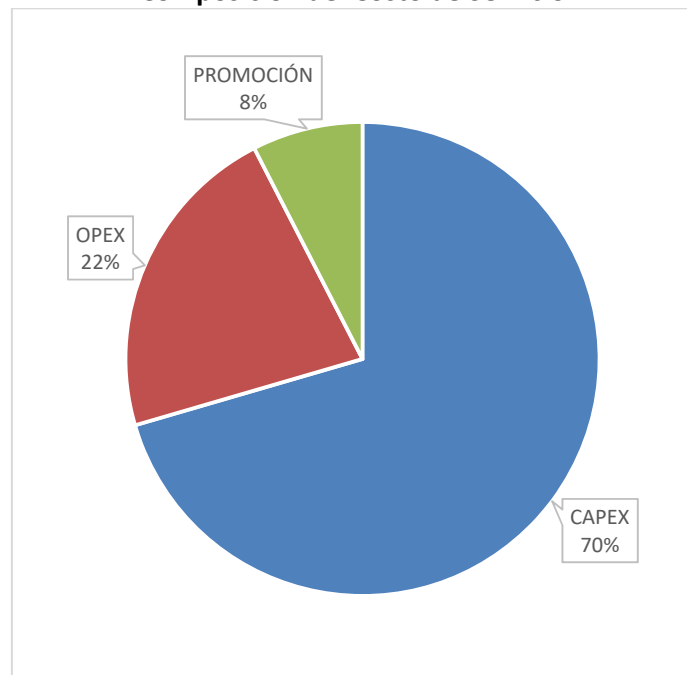
El resultado de la Tarifa Media, es calculada en base a los costos de inversión, los costos de explotación y los costos de promoción para los 4 años del periodo regulatorio y asciende a 23,98 US\$/mil m³, correspondientes al periodo regulatorio de 4 años. Dicha tarifa corresponde a un Costo de Servicio actualizado de US\$ 668,76 Millones y a una Demanda actualizada de 27 886 892 mil m³. En el Cuadro N° 33 se muestra el cálculo de la Tarifa Media.

Cuadro N° 33
Cálculo de la Tarifa Media del Sistema de Distribución con Promoción

ítem	Unidad	Valor	Acero	PE
CAPEX	Miles US\$	471 378	112 418	358 960
OPEX	Miles US\$	146 880	35 029	111 851
PROMOCION	Miles US\$	50 505		
COSTO TOTAL	Miles US\$	668 763	147 448	470 811
DEMANDA	Mil m ³	27 886 892	26 232 597	1 654 295
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	23.98	5.62	284.60

En el Gráfico N° 31 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 22% y 8%, respectivamente.

Gráfico N° 31
Composición del Costo de Servicio



La Tarifa Media del sistema de distribución, que es igual a 23,98 US\$/mil m³, será distribuida entre las diferentes Categorías Tarifarias, aplicando los principios de

competitividad del gas natural respecto al combustible sustituto y el equilibrio de costos-ingresos que tendría el concesionario de distribución.

4.5.2 Cálculo general de la tarifa media sin promoción

En lo que respecta a las actividades de distribución, se tiene que la Tarifa Media del Sistema de Distribución sin promoción asciende a 22,17 US\$/mil m³, lo que indica que el costo de promoción representa un costo medio de 1,81 US\$/mil m³. En el Cuadro N° 34 se muestra la Tarifa Media, sin considerar el costo de promoción, lo cual representa la remuneración del concesionario.

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

ítem	Unidad	Valor	Acero	PE
CAPEX	Miles US\$	471 378	112 418	358 960
OPEX	Miles US\$	146 880	35 029	111 851
COSTO TOTAL	Miles US\$	618 259	147 448	470 811
DEMANDA	Mil m ³	27 886 892	26 232 597	1 654 295
TARIFA MEDIA	US\$/Mil m³	22.17	5.62	284.60

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

A continuación, también se puede apreciar la evolución que ha seguido la tarifa media con y sin promoción y cual es descuento de promoción que les aplica.

Cuadro N° 35
Evolución de la Tarifa Media

Costo Medio (US\$/mil m ³)	2009	2014	2017
Con Promoción	23.48	22.03	23.98
Sin Promoción	21.84	18.45	22.17
Promoción (US\$/Cl)	315.0	322.0	176.0

4.5.3 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 evitar producir un nuevo balance tarifario que pueda resultar perjudicando a unos clientes en beneficio de otros, y de preservar el criterio de competitividad frente a los sustitutos que consideran las tarifas vigentes.

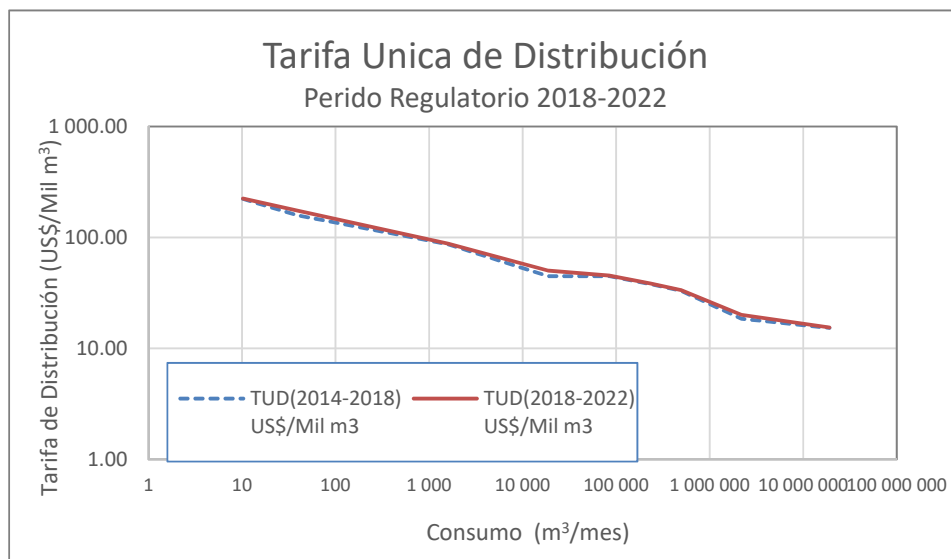
2. Se verifica la existencia del Equilibrio Tarifario entre Ingreso Medio y Costo Medio.
3. En base al déficit o superávit del balance señalado en el paso anterior, se obtiene un factor de ajuste para determinar las nuevas tarifas por categoría de la concesión, tal como se aprecia en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 36
Cuadro de Equilibrio Tarifario de la Concesión

Categoría	Demanda actualizada (Miles m ³)					Tarifa sin ajuste de equilibrio tarifario (US\$/Miles m ³)	Ingresos sin ajuste de equilibrio tarifario (Miles US\$)
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total		
A1	91 299	91 174	89 784	86 514	358 772	222.5	79 821
A2	22 335	22 361	21 993	21 154	87 844	158.9	13 955
B	51 351	51 382	50 871	49 598	203 202	87.0	17 676
IP	4 897	4 778	4 626	4 506	18 807	44.9	844
C	276 132	257 742	235 653	216 143	985 670	44.9	44 213
GNV	699 630	669 789	636 353	600 780	2 606 552	37.9	98 905
D	327 731	305 748	282 075	260 181	1 175 736	33.2	39 040
E	774 425	753 782	695 927	646 725	2 870 859	18.5	53 135
GE	5 682 943	5 129 298	4 616 206	4 151 003	19 579 450	15.3	299 652
TOTAL INGRESO SIN AJUSTE TARIFARIO							647 240
COSTOS TOTALES (Miles US\$)							668 763
FACTOR DE AJUSTE QUE EQUILIBRA LOS INGRESOS							1.033

4. Respecto a las Categorías Tarifarias se mantuvieron las categorías relacionadas con los clientes residenciales (categoría A1 y A2), a efectos de mantener una mejor focalización del Mecanismo de Promoción, asimismo, en el caso de la categoría E y la de IP, se efectuó un ajuste para corregir la discontinuidad del pliego vigente que presentaron desde periodos regulatorios anteriores.

Gráfico N° 32



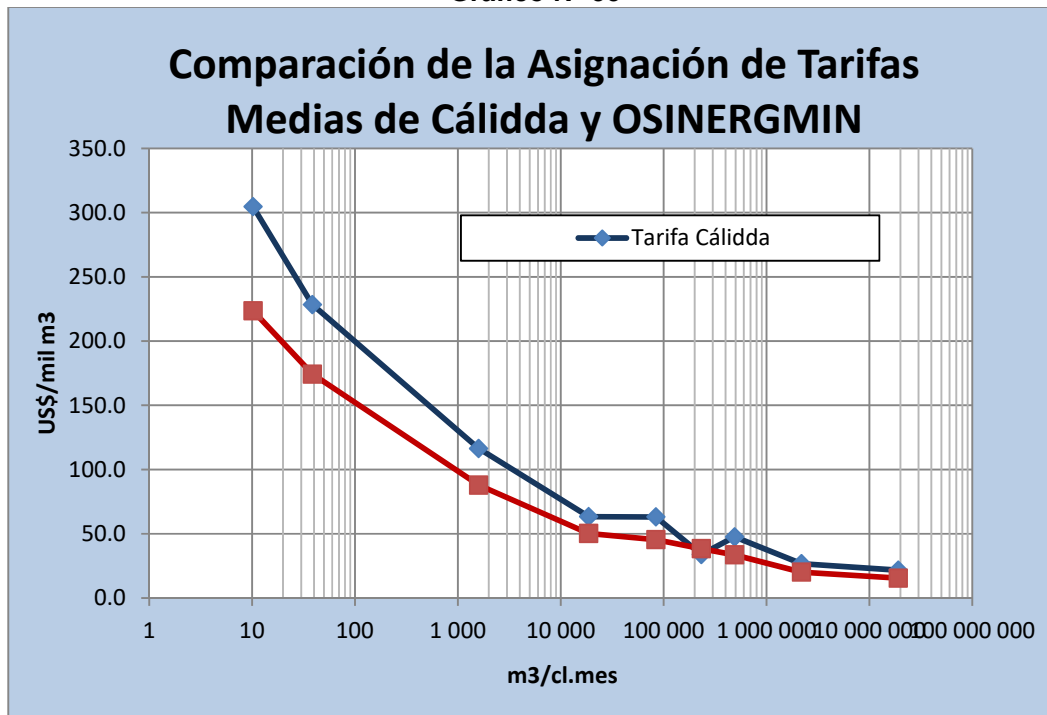
4.5.4 Resultados Tarifarios

En base a los pasos señalados anteriormente se han calculado las tarifas medias que pagaría cada categoría tarifaria y que se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 37
Tarifas Medias de Distribución por Categoría Tarifaria

Categorías Tarifarias	Consumo Mensual m ³	TUD Promedio US\$/Mm ³
A1	10.2	225.15
A2	38.6	174.60
B	1 591	88.51
IP	18 678	50.24
C	84 253	45.75
GNV	232 350	38.70
D	489 396	33.94
E	2 188 047	20.93
GE	19 067 158	15.72

Gráfico N° 33



El siguiente cuadro muestra la variación de la tarifa media considerando las tarifas vigentes y las tarifas propuestas.

Cuadro N° 38
Variación en la Tarifa Única de Distribución

Categoría Tarifaria	TUD Aprobada 2014-2018	TUD Propuesta 2018-2022	Variación %
	US\$/Mm ³ *	US\$/Mm ³	
A1	222.48	225.15	1.2%
A2	158.86	174.60	9.9%
B	86.99	88.51	1.8%
IP	44.86	50.24	12.0%
C	44.86	45.75	2.0%
GNV	37.94	38.70	2.0%
D	33.20	33.94	2.2%
E	18.51	20.93	13.1%
GE	15.30	15.72	2.7%

A partir de las tarifas medias presentadas en el cuadro anterior 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 el siguiente cuadro:

Cuadro N° 39
Tarifas Únicas de Distribución (TUD)
Periodo 2018-2022

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$/mes	US\$/ (Sm ³ /d)-mes	US\$/ (Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³
A1	0 - 30	0.52			173.95
A2	31-300	1.63			132.31
B	301 - 17 500	15.78			78.60
IP	IP		0.0190	0.1770	43.80
C	17 501 - 300 000		0.0173	0.1612	39.88
GNV	Estaciones GNV		0.0142	0.1325	33.88
D	300 001 - 900 000		0.0128	0.1196	29.58
E	Más de 900 000		0.0724	0.5643	20.93
GE	GGEE		0.0534	0.4246	15.72

4.5.5 Impacto en los precios finales a los usuarios

Considerando las variaciones de TUD propuesta respecto de la TUD vigente, se presenta a continuación la cuantificación del impacto en el precio final por categoría.

Cuadro N° 40
Impacto en los precios finales a los usuarios

Categoría Tarifaria	Precio Final Vigente US\$/GJ	Precio Final Propuesto US\$/GJ	Variación %
A1	10.295	10.364	0.68%
A2	8.632	9.043	4.77%
B	6.754	6.794	0.59%
IP	5.653	5.793	2.49%
C	5.653	5.676	0.41%
GNV	5.472	5.492	0.36%
D	5.348	5.367	0.36%
E	4.531	4.594	1.40%
GE	3.129	3.140	0.35%

4.5.6 Verificación de la Competitividad de las tarifas

En el siguiente cuadro se puede apreciar que con las tarifas planteadas existen niveles de ahorro superiores al 40% para cada categoría tarifaria.

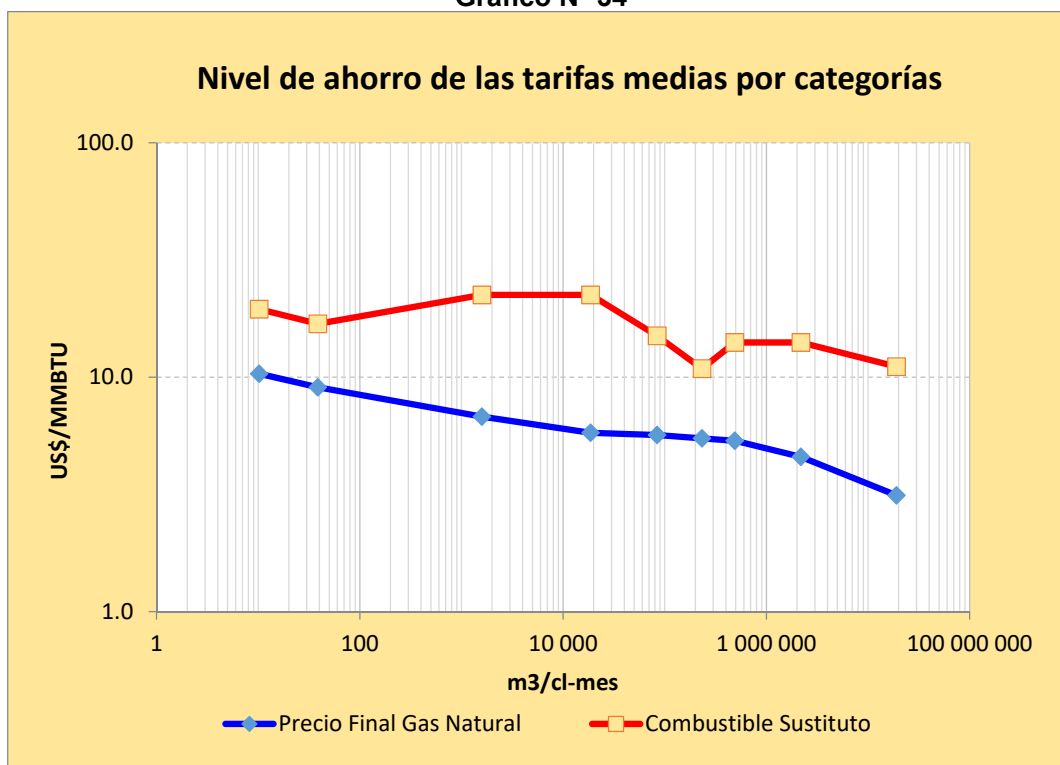
Cuadro N° 41
Ahorros por el uso del gas natural frente al combustible sustituto

Categoría Tarifaria	Sustituto		Porcentaje de Ahorro Vigente Tarifa Final %	Propuesta Osinergmin		Propuesta de Cálidda	
	Comb.	US\$/MMBTU		Porcentaje de Ahorro %	Variación %	Porcentaje de Ahorro %	Variación %
A1	GLP	19.5	47.2%	46.4%	-0.9%	36.2%	-11.0%
A2	GLP	16.9	48.9%	46.7%	-2.2%	38.1%	-10.8%
B	GLP granel	22.5	69.9%	69.7%	-0.2%	66.5%	-3.4%
IP	GLP granel	22.5	74.8%	74.1%	-0.7%	72.7%	-2.1%
C	Residual,D2	15.0	62.4%	62.1%	-0.2%	59.2%	-3.2%
GNV (*)	GLP veh	10.9	49.7%	49.4%	-0.3%	50.7%	1.0%
D	Residual	14.1	62.0%	61.8%	-0.2%	59.3%	-2.7%
E	Residual	14.1	67.8%	67.4%	-0.4%	66.3%	-1.5%
GE	Residual(**)	11.1	71.8%	71.7%	-0.1%	70.3%	-1.5%

(*) Precio del sustituto se ha retirado el margen de la estación de GNV (4.8 US\$/MMBTU)

(**) Precio sin ISC

Gráfico N° 34



4.5.7 Ingresos estimados con las tarifas propuestas

Con las tarifas propuestas se calculó los ingresos que tendría el concesionario y se comparó con los ingresos que se obtendrían con las tarifas propuestas por Cálidda y las tarifas vigentes.

Cuadro N° 42
Estimación de los Ingresos actualizados del periodo tarifario

Categoría Tarifaria	Consumo m ³ /mes	Ingresos actualizados (Millones US\$)			Variaciones respecto a la Tarifa Vigente	
		Cálidda	OSINERGMIN	A Tarifa Vigente	Propuesta Cálidda (%)	Propuesta OSINERGMIN (%)
A1	10.2	99.3	82.2	79.8	24.4%	2.9%
A2	39	26.1	15.2	14.0	86.8%	8.8%
B	1 591	17.8	18.1	17.7	0.9%	2.5%
IP	18 678	1.1	1.0	0.8	30.0%	13.9%
C	84 253	63.2	45.5	44.2	42.9%	2.8%
GNV	232 350	58.8	101.6	98.9	-40.6%	2.8%
D	489 396	45.7	40.1	39.0	17.2%	2.7%
E	2 188 047	61.2	59.1	53.1	15.1%	11.2%
GE	19 067 158	377.1	306.1	299.7	25.9%	2.1%
TOTAL		750.3	668.8	647.2	15.9%	3.3%

Nota: Se utilizó la demanda que indica cada caso. Para el cálculo de la tarifa vigente se usó la demanda propuesta por Osinergmin.

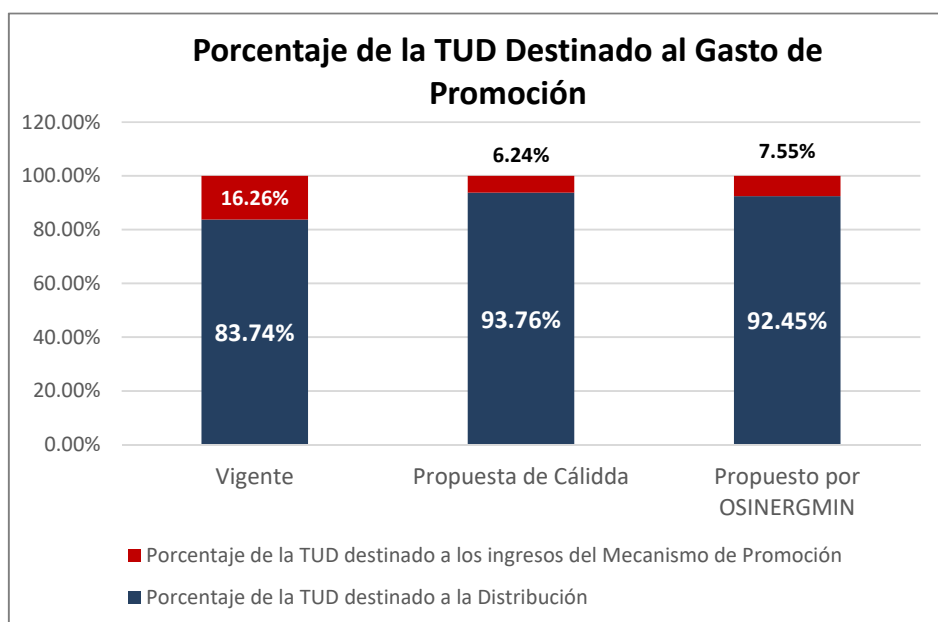
4.5.8 Porcentaje de la Tarifa Única de Distribución destinado a los ingresos del mecanismo de promoción

Las Tarifa Única de Distribución (TUD) 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 TUD para todas las categorías de consumo. Este porcentaje depende de las proyecciones de clientes afectos del Mecanismo de Promoción y de los Gastos por Promoción por cliente. Para el caso del proceso regulatorio, la Propuesta de Osinerghmin considera una participación de 7.55% de la TUD en todas las categorías tarifarias.

El gráfico siguiente presenta una comparación porcentual de la TUD destinados a los ingresos del mecanismo de promoción para las Tarifas Vigentes, las Tarifas propuestas por Cálidda y las tarifas propuestas por Osinerghmin.

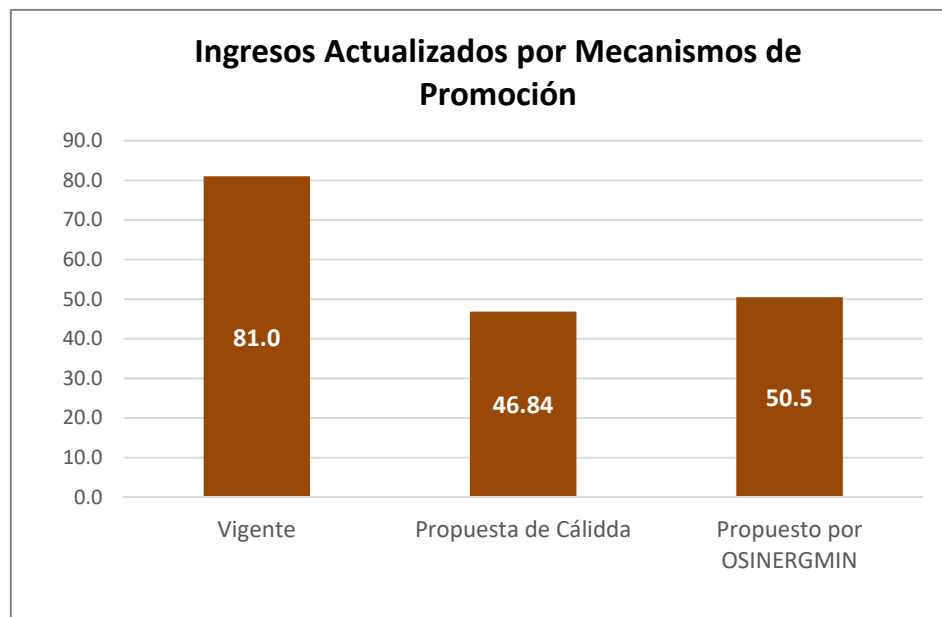
Gráfico N° 35



El ingreso requerido (en Valor Presente) para fines de cubrir los Gastos por Promoción alcanza los 50.5 MMUS\$ para el presente proceso regulatorio. En los casos del Periodo de Regulación vigente y la Propuesta de Cálidda, dicho ingreso bordea los 81 y 46.84 MMUS\$ respectivamente, de acuerdo a lo mostrado en el gráfico siguiente. Se debe señalar que la reducción del monto respecto al periodo regulatorio anterior es producto de dos factores, en primer lugar, el actual Mecanismo de Promoción solo cubre el Derecho de Conexión y la Acometida aplicable, el cual referencialmente solo asciende a US\$ 176,0, mientras que en el descuento de promoción del periodo regulatorio 2014-2018 estaba orientado al reconocimiento de la instalación interna más el derecho de conexión y acometida aplicable. El cambio se realizó cuando entro en vigencia la modificatoria al Reglamento de Distribución mediante el D.S. 010-2016-EM del Ministerio de Energía y Minas.

El Segundo Aspecto se debe a la reducción de la cantidad de clientes respecto al periodo regulatorio 2014-2018, el cual es producto de un desarrollo moderado de la expansión de las redes de distribución propuestas por la concesionaria.

Gráfico N° 36



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:

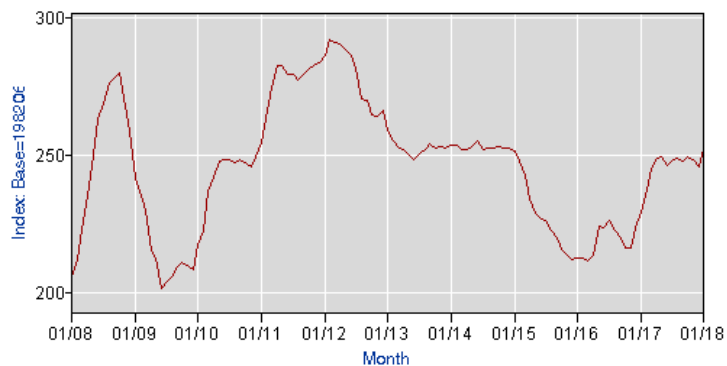
- FA: Factor de Actualización de Costos Unitarios.
- a: Coeficiente de participación de la inversión existente.
- b: Coeficiente de participación del acero en la ampliación.
- c: Coeficiente de participación del polietileno en la ampliación.
- d: Coeficiente de participación de bienes y servicios nacionales 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 2017, estableciéndose su valor base igual a 247.7.

Data extracted on: February 21, 2018 (4:11:00 PM)

PPI Commodity Data

Series Id: WPU101706
 Not Seasonally Adjusted
 Series Title: PPI Commodity data for Metals and metal products-Steel pipe and tube, not seasonally adjusted
 Group: Metals and metal products
 Item: Steel pipe and tube
 Base Date: 198206



Download: .xlsx

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2008	205.9	212.1	223.4	235.2	249.8	263.2	269.0	276.3	278.1	280.2	267.9	259.0
2009	241.7	235.5	230.0	215.4	212.6	202.0	203.8	205.8	209.7	211.3	209.9	208.6
2010	217.4	222.5	236.7	242.1	248.1	248.6	248.4	247.3	248.4	247.4	245.9	249.4
2011	254.9	266.3	274.8	282.4	282.5	279.6	279.4	277.4	279.3	281.6	282.8	283.6
2012	286.3	292.3	291.1	290.7	288.5	286.4	281.3	270.6	270.1	264.7	264.4	266.4
2013	259.0	255.2	253.2	252.3	249.8	248.6	250.5	252.4	254.0	252.7	253.1	252.7
2014	253.7	253.9	252.3	252.4	253.1	255.3	251.9	252.8	252.5	253.1	252.7	252.8
2015	251.7	247.9	242.5	234.4	229.0	226.9	226.5	222.8	220.3	216.0	213.9	212.2
2016	212.7	212.7	211.5	213.7	224.4	224.0	226.4	223.0	220.9	216.2	216.4	223.6
2017	229.8	237.3	245.3	249.0	249.5	246.6	247.7	249.2	247.7	249.4(P)	248.3(P)	246.0(P)
2018	252.9(P)											

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

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 2017 estableciéndose su valor base igual 155.4.

Data extracted on: February 21, 2018 (4:09:55 PM)

PPI Commodity Data

Series Id: WPU07110224
 Not Seasonally Adjusted
 Series Title: PPI Commodity data for Rubber and plastic products-Synthetic rubber, inc. sbr and ethylene propylene, not seasonally adjusted
 Group: Rubber and plastic products
 Item: Synthetic rubber, inc. sbr and ethylene propylene
 Base Date: 200306

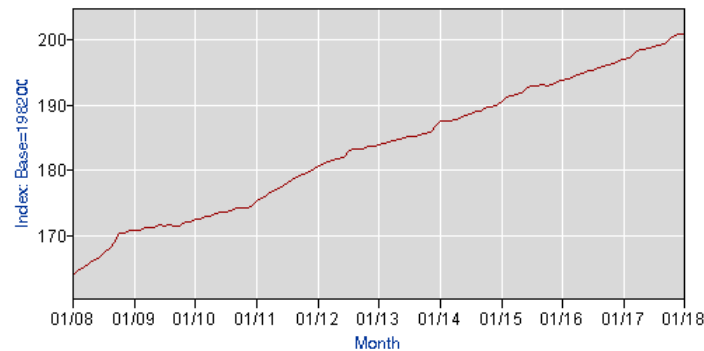
WPU07110224	2017	M03	189.8
WPU07110224	2017	M04	186.4
WPU07110224	2017	M05	170.7
WPU07110224	2017	M06	168.5
WPU07110224	2017	M07	158.7
WPU07110224	2017	M08	155.1
WPU07110224	2017	M09	155.4
WPU07110224	2017	M10	162.0(P)
WPU07110224	2017	M11	157.4(P)
WPU07110224	2017	M12	155.0(P)
WPU07110224	2018	M01	157.4(P)

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

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 2017 igual a 199.3.

Series Id: WPSFD4131
 Seasonally Adjusted
 Series Title: PPI Commodity data for Final demand-Finished goods less foods and energy, seasonally adjusted
 Group: Final demand
 Item: Finished goods less foods and energy
 Base Date: 198200



Download: [xlsx](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2008	164.1	164.8	165.1	165.8	166.3	166.6	167.4	168.1	168.9	170.5	170.4	170.8
2009	170.8	170.9	171.2	171.3	171.2	171.8	171.4	171.8	171.6	171.5	172.1	172.1
2010	172.5	172.6	172.9	172.9	173.4	173.6	173.7	173.9	174.3	174.3	174.3	174.6
2011	175.3	175.7	176.2	176.8	177.0	177.6	178.2	178.5	179.0	179.4	179.6	180.0
2012	180.7	181.0	181.3	181.6	181.8	182.1	182.9	183.2	183.2	183.3	183.7	183.7
2013	183.9	184.2	184.4	184.6	184.8	185.0	185.2	185.3	185.4	185.6	185.9	186.7
2014	187.6	187.7	187.7	187.8	188.1	188.5	188.7	189.0	189.2	189.7	189.7	189.9
2015	190.7	191.2	191.5	191.6	191.8	192.7	193.0	193.0	193.2	193.0	193.1	193.5
2016	193.9	194.1	194.3	194.6	194.8	195.4	195.4	195.7	195.9	196.1	196.3	196.8
2017	197.1	197.3	197.8	198.5	198.5	198.8	198.9	199.2	199.3	200.1(P)	200.7(P)	200.8(P)
2018	201.0(P)											

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

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 2017 igual a 105.656033.

	A	B	C	D	E	F
1	INDICE DE PRECIOS AL POR MAYOR					
2	(Base Diciembre 2013 = 100)					
3						
4	Año	Mes	Índice	Mensual	Acumulada	
149	2017	Enero	106.131342	0.03	0.03	
150		Febrero	105.469199	-0.62	-0.59	
151		Marzo	105.895271	0.40	-0.19	
152		Abril	105.626725	-0.25	-0.44	
153		Mayo	105.488294	-0.13	-0.57	
154		Junio	105.350833	-0.13	-0.70	
155		Julio	105.236607	-0.11	-0.81	
156		Agosto	105.432114	0.19	-0.63	
157		Septiembre	105.656033	0.21	-0.41	
158		Octubre	105.577594	-0.07	-0.49	
159		Noviembre	105.407593	-0.16	-0.65	
160		Diciembre	105.470868	0.06	-0.59	
161	2018	Enero	105.740105	0.26	0.26	
162		Febrero				
163		Marzo				
164		Abril				
165		Mayo				

Los coeficientes de participación a, b, c y d respectivos para cada componente, se indican en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 43
Coefficientes de las Fórmulas de Actualización

VNR Existente				
Parámetro	a	b	c	d
VNR Existente	1	0	0	0
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN				
Parámetro	a	b	c	d
MD y MC	0.5356	0.0272	0.1419	0.2953

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURO EXISTENTE				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0.4170	0	0	0.5830
G 4	0.4774	0	0	0.5226
G 6	0.7224	0	0	0.2776

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURETE CONSTRUIDO				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1,6	0.3372	0	0	0.6628
G 4	0.3939	0	0	0.6061
G 6	0.6415	0	0	0.3585

DERECHO DE CONEXIÓN				
Categorías	a	b	c	d
C,D,E,GE-1 y GE-2	0	1	0	0
A y B	0	0	1	0

INSPECCIÓN, SUPERVISIÓN Y HABILITACIÓN DE REDES INTERNAS				
Categorías	a	b	c	d
B,C,D,E,GE-1 y GE-2	0	0	0	1

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

6 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° 177-2018-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 son los siguientes:

6.1 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, el Procedimiento de Estudios Tarifarios establece⁹ 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	Cientes Comerciales US\$	Cientes Industriales y GNV US\$
Inspección	48.19	75.52
Supervisión	59.11	118.14
Habilitación	80.10	345.96
Total	187.40	539.62

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

⁹ Capítulo Sexto: Otros Cargos Regulados.

6.2 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 a continuación:

Cuadro N° 45
Propuesta de Cargos por Corte

Ítem	Tipo	Categoría	US\$
I	Cierre del servicio	I-A	5.06
		I-B	5.06
		I-C	65.05
		I-D	65.05
II	Retiro de los componentes de la acometida	II-A	7.40
		II-B	7.40
		II-C	82.08
		II-D	82.08
III	Corte del servicio	III-A	127.57
		III-B	129.80
		III-C Acero	206.15
		III-C Polietileno	135.42
		III-D Acero	206.15
		III-D Polietileno	135.42

Nota: Para el caso de las Instituciones Públicas (IP) le aplicarán los cargos correspondientes a la Categoría B

Cuadro N° 46
Propuesta de Cargos por Reconexión

Ítem	Tipo	Categoría	US\$
I	Reconexión por cierre del servicio	I-A	5.90
		I-B	5.90
		I-C	43.53
		I-D	43.53
II	Reconexión de los componentes de la acometida	II-A	12.68
		II-B	12.68
		II-C	No aplica
		II-D	No aplica
III	Reconexión por corte del servicio	III-A	135.58
		III-B	135.58
		III-C Acero	184.85
		III-C Polietileno	150.25
		III-D Acero	184.85
		III-D Polietileno	150.25

Nota: Para el caso de las Instituciones Públicas (IP) le aplicarán los cargos correspondientes a la Categoría B

6.3 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 ADUANAS correspondiente al año 2016; 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.

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

Tipo de Medidor	Muro Existente [US\$/ACOM]	Muro Construido [US\$/ACOM]
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	116.13	143.61
G4 (6 Sm ³ /h)	129.55	157.03
G6 (10 Sm ³ /h)	245.69	276.68

6.4 La propuesta de Derecho de Conexión y Factor K

En el caso de los cargos por Derecho de Conexión y los Factores K por categoría tarifaria, se consideran los valores propuestos por el Concesionario, y que corresponden a los valores vigentes en el presente periodo regulatorio.

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

Categoría	Derecho de Conexión [US\$/m ³ -día]	Factor K
A1 y A2	94.2	9
B	6.8	3
C	2.7	3
D	2.4	3
GNV	12.0	3
E	1.3	3
GE	0.5	3

Notas:

- Para las categorías A1 y A2 se considera un consumo promedio mensual de 0,55 m³/d.
- El Derecho de Conexión aplicable a las Instituciones Públicas (IP) es igual al de la Categoría Tarifaria B.

Anexo N°2

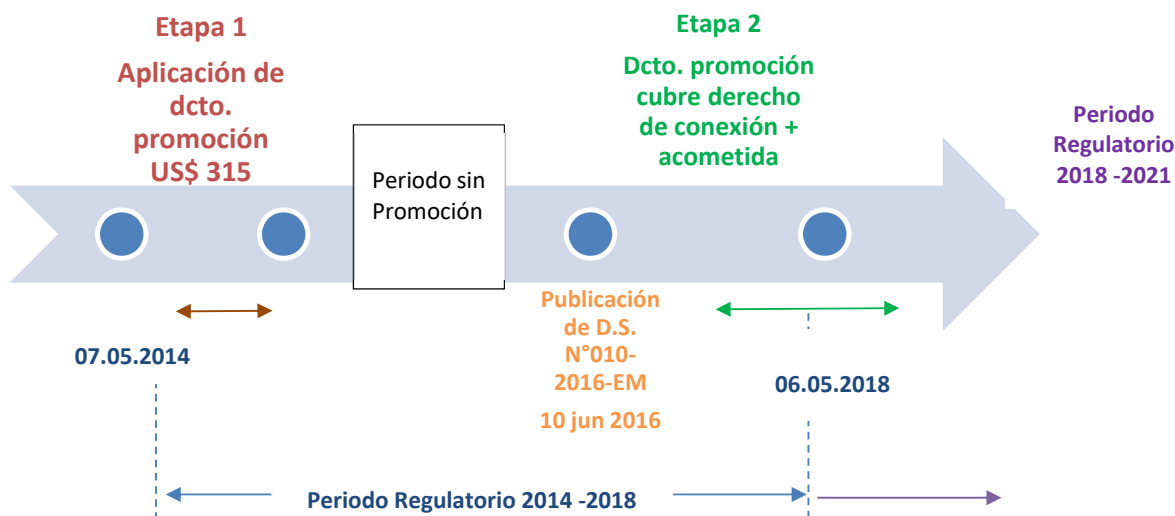
Determinación del Saldo pendiente del Gasto de Promoción del periodo 2014-2018

En esta sección se describe los criterios metodológicos empleados para la determinación del saldo del gasto de promoción del periodo regulatorio 2014-2018 que será transferido al próximo periodo regulatorio tal como lo señala el Artículo 112a del Reglamento de Distribución.

Para efectos de evaluar el monto a transferir se considera tres aspectos: 1) el periodo regulatorio 2014-2018 aún no concluye (culmina el 6 de mayo de 2018); 2) la última revisión del saldo del gasto de promoción considera como fecha de cierre de la evaluación el 6 de noviembre de 2017 (la revisión fue realizada en enero de 2018); y 3) el concesionario ha reportado información parcial para efectuar la revisión del saldo del gasto de promoción a febrero de 2018. En ese sentido, el monto que deberá ser transferido por el saldo de gasto de promoción, le corresponderá un valor estimado, a efectos de que el Mecanismo de Promoción del periodo regulatorio 2018-2022 cuente con los fondos necesarios para que se mantenga siempre en positivo.

En efecto, es importante señalar que durante el transcurso del periodo regulatorio 2014 – 2018, el monto del descuento de promoción aplicable a los clientes residenciales para el financiamiento de la conexión de gas natural, sufrió una modificación pasando de los US\$ 315 por cliente, al monto en dólares americanos US\$ que cubren el costo del derecho de conexión y de la acometida. Asimismo, se generó un periodo sin aplicación del descuento de promoción por la controversia surgida con la empresa concesionaria por la aplicación de la Resolución N° 087-2014-OS/CD, procedimiento de licitaciones del servicio de ejecución de instalaciones internas residenciales de gas natural.

La modificación del monto del descuento de promoción se generó a partir de la publicación del Decreto Supremo N°010-2016-EM, el día 10 de junio de 2016, mediante el cual se dispone modificar la cobertura del descuento de promoción, la misma que permite cubrir únicamente el costo del derecho de conexión y la acometida a los clientes residenciales que cumplan con los requisitos de beneficiarios. En el siguiente esquema se puede apreciar la línea de tiempo de aplicación del descuento de promoción.



Dado que se inicia un nuevo periodo regulatorio, como parte de dicho proceso, es necesario incorporar dentro del cálculo tarifario los compromisos pendientes o saldos pendientes de reconocimiento al Concesionario por la aplicación del descuento de promoción durante los meses que restan para la culminación del periodo regulatorio 2014 -2018. En ese sentido, se calcularán los siguientes montos a fin de determinar el saldo a transferir en el siguiente periodo regulatorio:

1. Gasto de clientes pendientes, correspondiente a los montos de los clientes pendientes a reconocer del Saldo del Balance de la Promoción, determinado en el Informe N° 053-2018-GRT (al 06 de noviembre de 2017).
2. Clientes proyectados en lo que resta para el término del periodo regulatorio 2014-2018
3. Ingresos proyectados en lo que resta para el término del periodo regulatorio 2014-2018
4. Saldo de la cuenta de promoción, resultado del análisis de la última revisión del Saldo del Balance de la Promoción (Informe N° 053-2018-GRT).
5. La información remitida durante la etapa i) del Proceso Regulatorio que actualiza los beneficiarios de la promoción.

K. GASTO DE CLIENTES PENDIENTES

A efecto de determinar el gasto de los clientes pendientes, se utiliza el resultado de la última revisión de Saldo del Balance de la Promoción (en adelante "Última Revisión"), sustentado mediante el Informe N° 053-2018-GRT, En dicho informe se presenta la cantidad de clientes pendientes a ser reconocidos por el Gasto de Promoción, dado que dichos clientes tienen una gran probabilidad de ser reconocidos como clientes beneficiarios de la promoción, se debe prever el gasto que se ocasionaría por este hecho. La información que ha remitido Cálidda durante la etapa i) del Proceso Regulatorio (en adelante "Información Actualizada"), solo permite actualizar una parte de los beneficiarios reconocidos del periodo 07 noviembre 2017 - 06 de febrero de 2018 y como consecuencia actualizar la cantidad de beneficiarios pendientes a ser reconocidos por el Gasto de Promoción.

Se debe señalar que los clientes pendientes presentan dos grupos, el primero corresponde a la Etapa 1, en el cual el Descuento de Promoción utilizado corresponde a US\$ 315, de acuerdo a lo señalado en la Resolución Osinergmin N°087-2014-OS/CD. Por otro lado, el segundo grupo corresponden a la Etapa 2, cuyo Descuento de Promoción corresponde al costo del Derecho de Conexión más la Acometida, este último, varía según el tipo de muro (TM) y tipo de medidor Instalado (TMI), además, ambos componentes varían según el mes en que fueron instalados. Para definir la etapa a la que pertenece el cliente, se revisa la fecha de la firma del contrato, si esta se encuentra entre el 7 de mayo de 2014 y 21 de junio de 2014 pertenece a la Etapa 1 y si se firmó después del 10 de junio de 2016 pertenece a la Etapa 2.

Con la Información Actualizada, se actualiza los beneficiarios del mecanismo de promoción de la Etapa 2, no pudiendo actualizar la información de la Etapa 1.

Al respecto, el Gasto incurrido por los clientes pendientes de la Etapa 1, resulta de multiplicar el número total de beneficiarios de la promoción no reconocidos (128 clientes) por el descuento de la promoción de US\$ 315. El resultado del Gasto pendiente de la Etapa 1, asciende a US\$ 40 320, y corresponden a lo que se determinó en la Última Revisión.

Respecto a los clientes pendientes de la Etapa 2, dado que dichos clientes presentan Descuentos de Promoción según el tipo de acometida instalada, para determinar el nivel de gasto que implica, se determina la segmentación según el tipo de acometida de los beneficiarios reconocidos, estableciendo que la mencionada segmentación será similar en los clientes pendientes de la Etapa 2. Se debe tener en cuenta que la Información Actualizada, ha permitido evaluar con más precisión lo ocurrido durante el 07 noviembre 2017 - 06 de febrero de 2018, sin embargo, la revisión final se realizará en el próximo proceso de la Revisión del Saldo de Balance de la Promoción. En el Cuadro N° 49 se presenta el porcentaje de la segmentación que presenta los beneficiarios reconocidos en la Etapa 2.

Cuadro N° 49
Segmentación de clientes reconocidos

Tipo de medidor	MC	ME	total
G 1.6	12,7%	80,6%	93,3%
G4	1,0%	5,7%	6,7%
Total	13,7%	86,3%	100,0%

En el Cuadro N° 50 se presenta la cantidad de clientes pendientes a ser reconocidos de la Etapa 2 clasificados por el mes en el que firmaron contrato y distribuidos según porcentaje de segmentación señalado en el párrafo anterior.

Cuadro N° 50
Clientes pendientes por tipo de acometida

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Total
Jun-16	Muro Construido	150	13	163
	Muro Existente	949	65	1 014
Jul-16	Muro Construido	238	20	258
	Muro Existente	1 514	105	1 619
Ago-16	Muro Construido	271	23	294
	Muro Existente	1 723	120	1 843
Set-16	Muro Construido	161	14	175
	Muro Existente	1 022	70	1 092
Oct-16	Muro Construido	219	18	237
	Muro Existente	1 393	97	1 490
Nov-16	Muro Construido	249	21	270
	Muro Existente	1 581	110	1 691
Dic-16	Muro Construido	202	17	219
	Muro Existente	1 280	88	1 368
Ene-17	Muro Construido	28	3	31
	Muro Existente	175	10	185
Feb-17	Muro Construido	190	16	206
	Muro Existente	1 203	83	1 286
Mar-17	Muro Construido	306	25	331
	Muro Existente	1 944	136	2 080
Abr-17	Muro Construido	280	23	303
	Muro Existente	1 782	125	1 907
May-17	Muro Construido	345	29	374

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Total
	Muro Existente	2 193	153	2 346
Jun-17	Muro Construido	425	35	460
	Muro Existente	2 699	189	2 888
Jul-17	Muro Construido	297	25	322
	Muro Existente	1 889	132	2 021
Ago-17	Muro Construido	337	28	365
	Muro Existente	2 140	149	2 289
Set-17	Muro Construido	442	36	478
	Muro Existente	2 811	197	3 008
Oct-17	Muro Construido	602	50	652
	Muro Existente	3 829	269	4 098
Nov-17	Muro Construido	987	81	1 068
	Muro Existente	6 278	441	6 719
Dic-17	Muro Construido	565	46	611
	Muro Existente	3 595	253	3 848
Ene-18	Muro Construido	1 121	92	1 213
	Muro Existente	7 129	501	7 630
Feb-18	Muro Construido	1 377	113	1 490
	Muro Existente	8 759	616	9 375
Total		64 680	4 637	69 317

Considerando que la acometida, está definida según el tipo de muro (TM) y tipo de medidor Instalado (TMI), a continuación, se presenta la relación de costos unitarios mensuales para cada tipo de acometida (datos son obtenidos de los pliegos tarifarias de Cálidda) así como el correspondiente Derecho de Conexión de cada mes.

Cuadro N° 51
Costo por Tipo de Acometida y Costo del Derecho de Conexión Requeridos para
Aplicación del D.S. N° 010-2016-EM (US\$/Cliente)

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión
Jun-16	Muro Construido	147,67	156,02	51,50
	Muro Existente	117,76	126,12	51,50
Jul-16	Muro Construido	147,67	156,02	51,50
	Muro Existente	117,76	126,12	51,50
Ago-16	Muro Construido	147,49	155,84	52,92
	Muro Existente	117,64	126,00	52,92
Set-16	Muro Construido	147,49	155,84	52,92
	Muro Existente	117,64	126,00	52,92
Oct-16	Muro Construido	147,49	155,84	52,92
	Muro Existente	117,64	126,00	52,92
Nov-16	Muro Construido	149,08	157,55	53,61
	Muro Existente	118,95	127,42	53,61

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión
Dic-16	Muro Construido	149,08	157,55	53,61
	Muro Existente	118,95	127,42	53,61
Ene-17	Muro Construido	149,08	157,55	53,61
	Muro Existente	118,95	127,42	53,61
Feb-17	Muro Construido	150,22	158,69	55,23
	Muro Existente	119,73	128,20	55,23
Mar-17	Muro Construido	150,22	158,69	55,23
	Muro Existente	119,73	128,20	55,23
Abr-17	Muro Construido	150,22	158,69	55,23
	Muro Existente	119,73	128,20	55,23
May-17	Muro Construido	150,07	158,54	65,95
	Muro Existente	119,63	128,11	65,95
Jun-17	Muro Construido	150,07	158,54	65,95
	Muro Existente	119,63	128,11	65,95
Jul-17	Muro Construido	150,07	158,54	65,95
	Muro Existente	119,63	128,11	65,95
Ago-17	Muro Construido	149,58	158,05	58,21
	Muro Existente	119,30	127,78	58,21
Set-17	Muro Construido	149,58	158,05	58,21
	Muro Existente	119,30	127,78	58,21
Oct-17	Muro Construido	149,58	158,05	58,21
	Muro Existente	119,30	127,78	58,21
Nov-17	Muro Construido	150,81	159,43	53,75
	Muro Existente	120,44	129,06	53,75
Dic-17	Muro Construido	150,81	159,43	53,75
	Muro Existente	120,44	129,06	53,75
Ene-18	Muro Construido	150,81	159,43	53,75
	Muro Existente	120,44	129,06	53,75
Feb-18	Muro Construido	150,65	159,26	53,57
	Muro Existente	120,32	128,95	53,57

En razón de lo señalado anteriormente, el Gasto pendiente de la Etapa 2, resulta de multiplicar Clientes proyectados (69 317 clientes en total) por el Descuento de Promoción que le corresponde según el derecho de conexión y la acometida que le haya sido aplicado a la firma del contrato. Dicho importe resulta en US\$ 12 495 891, tal como se detalla en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 52
Gasto de clientes pendientes

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión	Total
Jun-16	Muro Construido	22 151	2 028	8 395	32 573
	Muro Existente	111 754	8 198	52 221	172 173

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión	Total
Jul-16	Muro Construido	35 145	3 120	13 287	51 553
	Muro Existente	178 289	13 243	83 379	274 910
Ago-16	Muro Construido	39 970	3 584	15 558	59 113
	Muro Existente	202 694	15 120	97 532	315 345
Set-16	Muro Construido	23 746	2 182	9 261	35 189
	Muro Existente	120 228	8 820	57 789	186 837
Oct-16	Muro Construido	32 300	2 805	12 542	47 647
	Muro Existente	163 873	12 222	78 851	254 945
Nov-16	Muro Construido	37 121	3 309	14 475	54 904
	Muro Existente	188 060	14 016	90 655	292 731
Dic-16	Muro Construido	30 114	2 678	11 741	44 533
	Muro Existente	152 256	11 213	73 338	236 807
Ene-17	Muro Construido	4 174	473	1 662	6 309
	Muro Existente	20 816	1 274	9 918	32 008
Feb-17	Muro Construido	28 542	2 539	11 377	42 458
	Muro Existente	144 035	10 641	71 026	225 702
Mar-17	Muro Construido	45 967	3 967	18 281	68 216
	Muro Existente	232 755	17 435	114 878	365 069
Abr-17	Muro Construido	42 062	3 650	16 735	62 446
	Muro Existente	213 359	16 025	105 324	334 707
May-17	Muro Construido	51 774	4 598	24 665	81 037
	Muro Existente	262 349	19 601	154 719	436 668
Jun-17	Muro Construido	63 780	5 549	30 337	99 666
	Muro Existente	322 881	24 213	190 464	537 558
Jul-17	Muro Construido	44 571	3 964	21 236	69 770
	Muro Existente	225 981	16 911	133 285	376 177
Ago-17	Muro Construido	50 408	4 425	21 247	76 081
	Muro Existente	255 302	19 039	133 243	407 584
Set-17	Muro Construido	66 114	5 690	27 824	99 629
	Muro Existente	335 352	25 173	175 096	535 621
Oct-17	Muro Construido	90 047	7 903	37 953	135 903
	Muro Existente	456 800	34 373	238 545	729 717
Nov-17	Muro Construido	148 849	12 914	57 405	219 168
	Muro Existente	756 122	56 915	361 146	1 174 184
Dic-17	Muro Construido	85 208	7 334	32 841	125 383
	Muro Existente	432 982	32 652	206 830	672 464
Ene-18	Muro Construido	169 058	14 668	65 199	248 924
	Muro Existente	858 617	64 659	410 113	1 333 388
Feb-18	Muro Construido	207 445	17 996	79 819	305 261
	Muro Existente	1 053 883	79 433	502 219	1 635 535
Total		8 006 934	616 550	3 872 407	12 495 891

L. GASTO DE CLIENTES PROYECTADOS

Es necesario determinar el monto a trasladar al siguiente periodo regulatorio por la incorporación de clientes que se beneficiarían con el descuento de promoción entre el 06 de noviembre de 2017 hasta el término del periodo regulatorio 2014-2018 (6 de mayo de 2018).

Con la Información Actualizada, respecto a los beneficiarios del mecanismo de promoción, se actualiza el gasto de clientes proyectados en dos periodos. Para definir el periodo a la que pertenece el cliente proyectado, se considera la fecha de la firma del contrato, si esta se encuentra entre el 7 de noviembre de 2017 y 06 de febrero de 2018 pertenece a la Periodo 1 y si se firmará entre el 07 de febrero de 2018 y 06 de mayo de 2018 pertenecerá al Periodo 2.

En ese sentido, el Gasto proyectado por los clientes pendientes del Periodo 1, (clientes potenciales a ser reconocidos) dado que dichos clientes presentan Descuentos de Promoción según el tipo de acometida instalada, para determinar el nivel de gasto que implica, se determina la segmentación según el tipo de acometida de los beneficiarios reconocidos, estableciendo que la mencionada segmentación. En el Cuadro N° 49 se presenta la segmentación promedio que presenta los beneficiarios reconocidos en la Periodo 1.

Cuadro N° 53
Segmentación de clientes reconocidos

Tipo de medidor	MC	ME	total
G 1.6	12,7%	80,6%	93,3%
G4	1,0%	5,7%	6,7%
Total	13,7%	86,3%	100,0%

En el Cuadro N° 50 se presenta la cantidad de clientes pendientes a ser reconocidos de la Periodo 1 clasificados por el mes en el que firmaron contrato y distribuidos según porcentaje de segmentación señalado en el párrafo anterior.

Cuadro N° 54
Cientes proyectados del Periodo 1 por tipo de acometida

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Total
Jun-16	Muro Construido	1	3	4
	Muro Existente	2	16	18
Jul-16	Muro Construido	4	2	6
	Muro Existente	22	88	110
Ago-16	Muro Construido	4	0	4
	Muro Existente	19	10	29
Set-16	Muro Construido	11	1	12
	Muro Existente	96	4	100
Oct-16	Muro Construido	14	0	14
	Muro Existente	134	2	136
Nov-16	Muro Construido	12	0	12
	Muro Existente	161	0	161
Dic-16	Muro Construido	17	3	20
	Muro Existente	160	85	245
Ene-17	Muro Construido	3	0	3

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Total
	Muro Existente	29	2	31
Feb-17	Muro Construido	14	0	14
	Muro Existente	167	0	167
Mar-17	Muro Construido	44	0	44
	Muro Existente	262	8	270
Abr-17	Muro Construido	42	0	42
	Muro Existente	356	4	360
May-17	Muro Construido	94	2	96
	Muro Existente	676	8	684
Jun-17	Muro Construido	280	13	293
	Muro Existente	1 190	47	1 237
Jul-17	Muro Construido	85	5	90
	Muro Existente	672	13	685
Ago-17	Muro Construido	237	0	237
	Muro Existente	1 282	40	1 322
Set-17	Muro Construido	594	9	603
	Muro Existente	3 011	36	3 047
Oct-17	Muro Construido	1 296	5	1 301
	Muro Existente	8 165	78	8 243
Nov-17	Muro Construido	1 071	18	1 089
	Muro Existente	7 650	229	7 879
Dic-17	Muro Construido	321	23	344
	Muro Existente	3 461	197	3 658
Ene-18	Muro Construido	31	6	37
	Muro Existente	809	108	917
Total		32 499	1 065	33 564

Considerando que la acometida, está definida según el tipo de muro (TM) y tipo de medidor Instalado (TMI), a continuación, se presenta la relación de costos unitarios mensuales para cada tipo de acometida (datos son obtenidos de los pliegos tarifarias de Cálidda) así como el correspondiente Derecho de Conexión de cada mes.

Cuadro N° 55
Costo por Tipo de Acometida y Costo del Derecho de Conexión Requeridos para
Aplicación del D.S. N° 010-2016-EM (US\$/Cliente)

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión
Jun-16	Muro Construido	147,67	156,02	51,50
	Muro Existente	117,76	126,12	51,50
Jul-16	Muro Construido	147,67	156,02	51,50
	Muro Existente	117,76	126,12	51,50
Ago-16	Muro Construido	147,49	155,84	52,92

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión
	Muro Existente	117,64	126,00	52,92
Set-16	Muro Construido	147,49	155,84	52,92
	Muro Existente	117,64	126,00	52,92
Oct-16	Muro Construido	147,49	155,84	52,92
	Muro Existente	117,64	126,00	52,92
Nov-16	Muro Construido	149,08	157,55	53,61
	Muro Existente	118,95	127,42	53,61
Dic-16	Muro Construido	149,08	157,55	53,61
	Muro Existente	118,95	127,42	53,61
Ene-17	Muro Construido	149,08	157,55	53,61
	Muro Existente	118,95	127,42	53,61
Feb-17	Muro Construido	150,22	158,69	55,23
	Muro Existente	119,73	128,20	55,23
Mar-17	Muro Construido	150,22	158,69	55,23
	Muro Existente	119,73	128,20	55,23
Abr-17	Muro Construido	150,22	158,69	55,23
	Muro Existente	119,73	128,20	55,23
May-17	Muro Construido	150,07	158,54	65,95
	Muro Existente	119,63	128,11	65,95
Jun-17	Muro Construido	150,07	158,54	65,95
	Muro Existente	119,63	128,11	65,95
Jul-17	Muro Construido	150,07	158,54	65,95
	Muro Existente	119,63	128,11	65,95
Ago-17	Muro Construido	149,58	158,05	58,21
	Muro Existente	119,30	127,78	58,21
Set-17	Muro Construido	149,58	158,05	58,21
	Muro Existente	119,30	127,78	58,21
Oct-17	Muro Construido	149,58	158,05	58,21
	Muro Existente	119,30	127,78	58,21
Nov-17	Muro Construido	150,81	159,43	53,75
	Muro Existente	120,44	129,06	53,75
Dic-17	Muro Construido	150,81	159,43	53,75
	Muro Existente	120,44	129,06	53,75
Ene-18	Muro Construido	150,81	159,43	53,75
	Muro Existente	120,44	129,06	53,75

En razón de lo señalado anteriormente, el Gasto proyectado de la Periodo I, resulta de multiplicar Clientes proyectados (33 564 clientes en total) por el Descuento de Promoción que le corresponde según el derecho de conexión y la acometida que le haya sido aplicado a la firma del contrato. Dicho importe resulta en US\$ 6 067 250, tal como se detalla en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 56
Gasto de clientes proyectados del Periodo 2

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión	Total
Jun-16	Muro Construido	148	468	206	822
	Muro Existente	236	2 018	927	3 180
Jul-16	Muro Construido	591	312	309	1 212
	Muro Existente	2 591	11 099	5 665	19 354
Ago-16	Muro Construido	590	0	212	802
	Muro Existente	2 235	1 260	1 535	5 030
Set-16	Muro Construido	1 622	156	635	2 413
	Muro Existente	11 293	504	5 292	17 089
Oct-16	Muro Construido	2 065	0	741	2 806
	Muro Existente	15 764	252	7 197	23 213
Nov-16	Muro Construido	1 789	0	643	2 432
	Muro Existente	19 151	0	8 631	27 782
Dic-16	Muro Construido	2 534	473	1 072	4 079
	Muro Existente	19 032	10 831	13 134	42 997
Ene-17	Muro Construido	447	0	161	608
	Muro Existente	3 450	255	1 662	5 366
Feb-17	Muro Construido	2 103	0	773	2 876
	Muro Existente	19 995	0	9 223	29 218
Mar-17	Muro Construido	6 610	0	2 430	9 040
	Muro Existente	31 369	1 026	14 912	47 307
Abr-17	Muro Construido	6 309	0	2 320	8 629
	Muro Existente	42 624	513	19 883	63 019
May-17	Muro Construido	14 107	317	6 331	20 755
	Muro Existente	80 870	1 025	45 110	127 005
Jun-17	Muro Construido	42 020	2 061	19 323	63 404
	Muro Existente	142 360	6 021	81 580	229 961
Jul-17	Muro Construido	12 756	793	5 936	19 484
	Muro Existente	80 391	1 665	45 176	127 233
Ago-17	Muro Construido	35 450	0	13 796	49 246
	Muro Existente	152 943	5 111	76 954	235 007
Set-17	Muro Construido	88 851	1 422	35 101	125 374
	Muro Existente	359 212	4 600	177 366	541 178
Oct-17	Muro Construido	193 856	790	75 731	270 377
	Muro Existente	974 085	9 967	479 825	1 463 876
Nov-17	Muro Construido	161 518	2 870	58 534	222 921
	Muro Existente	921 366	29 555	423 496	1 374 417
Dic-17	Muro Construido	48 410	3 667	18 490	70 567
	Muro Existente	416 843	25 425	196 618	638 885
Ene-18	Muro Construido	4 675	957	1 989	7 620
	Muro Existente	97 436	13 938	49 289	160 663
Total		4 019 694	139 349	1 908 207	6 067 250

El Gasto proyectado del Periodo 2, se estima la cantidad de beneficiarios posibles que ingresarían al gasto de promoción, partiendo de la estimación mensual de clientes que han sido reconocidos como beneficiarios de la promoción. En ese sentido, se ha estimado que la proyección mensual de clientes es de 11 218 clientes por mes (se promedió los últimos 6 meses de información).

Con dicho promedio se estima la cantidad de clientes a ser reconocidos considerando el periodo entre el 07 de febrero de 2018 y el 06 de mayo de 2018. En el Cuadro N° 57 se muestra la cantidad de clientes que serían reconocidos por el mecanismo de promoción.

Cuadro N° 57
Clientes proyectados del Periodo 2

Fecha de Firma de Contrato	Total
Feb-18	8 814
Mar-18	11 218
Abr-18	11 218
May-18	2 171
Total	33 421

Para determinar el gasto de promoción, se utiliza la misma metodología empleada para determinar el gasto de los clientes pendientes de la Etapa 2, es decir se distribuye la cantidad mensual de clientes según el tipo de acometida que aplicaría, utilizando la misma distribución de los beneficiarios reconocidos que firmaron contrato del 11 de junio de 2016 al 06 de febrero de 2018. En el Cuadro N° 58 se presenta la cantidad de clientes mensuales distribuidos según el tipo de acometida.

Cuadro N° 58
Clientes proyectados por tipo de acometida

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Total
Feb-18	Muro Construido	1 117	91	1 208
	Muro Existente	7 105	501	7 606
Mar-18	Muro Construido	1 422	116	1 538
	Muro Existente	9 043	637	9 680
Abr-18	Muro Construido	1 422	116	1 538
	Muro Existente	9 043	637	9 680
May-18	Muro Construido	276	23	299
	Muro Existente	1 751	121	1 872
Total		31 179	2 242	33 421

Considerando que la acometida, está definida según el tipo de muro (TM) y tipo de medidor Instalado (TMI). A continuación, se presenta la relación de costos unitarios mensuales para cada tipo de acometida que se está utilizando a efectos de determinar el Gasto por los clientes proyectados de la Etapa 2 (los datos corresponden al pliego tarifario del mes correspondiente).

Cuadro N° 59
Costo por Tipo de Acometida y Costo del Derecho de Conexión Requeridos para
Aplicación del D.S. N° 010-2016-EM (US\$/Cliente)

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión
Feb-18	Muro Construido	150,65	159,26	53,57
	Muro Existente	120,32	128,95	53,57
Mar-18	Muro Construido	150,65	159,26	53,57
	Muro Existente	120,32	128,95	53,57
Abr-18	Muro Construido	150,65	159,26	53,57
	Muro Existente	120,32	128,95	53,57
May-18(*)	Muro Construido	151,91	160,56	54,11
	Muro Existente	121,24	129,89	54,11

(*): Valor proyectado

Por ello, el Gasto de Clientes Proyectados resulta de multiplicar la cantidad de clientes (33 421 clientes en total) por el Descuento de Promoción correspondiente según el derecho de conexión y la acometida que le aplique. Dicho importe resulta en US\$ 5 973 196, tal como se detalla en el Cuadro N° 60.

Cuadro N° 60
Gasto de clientes proyectados

Fecha de Firma de Contrato		Tipo de Medidor G 1.6	Tipo de Medidor G 4	Derecho de conexión	Total
Feb-18	Muro Construido	168 276	14 493	64 713	247 481
	Muro Existente	854 874	64 604	407 453	1 326 931
Mar-18	Muro Construido	214 224	18 474	82 391	315 089
	Muro Existente	1 088 054	82 141	518 558	1 688 753
Abr-18	Muro Construido	214 224	18 474	82 391	315 089
	Muro Existente	1 088 054	82 141	518 558	1 688 753
May-18	Muro Construido	41 927	3 693	16 179	61 799
	Muro Existente	212 291	15 717	101 294	329 302
Total		3 881 924	299 737	1 791 535	5 973 196

Dicho importe del Gasto Proyectado, resulta US\$ 12 040 446.

M. INGRESOS PROYECTADOS

Para estimar los ingresos que recaudaría el Fondo de Promoción en el periodo entre el 06 de noviembre de 2017 y el 06 de mayo de 2018, es decir desde la última revisión del Saldo del Balance de la Promoción y el término del periodo regulatorio 2014-2018, se toma en consideración los últimos 3 meses de ingresos que ha venido recaudando la concesionaria, ya que describe mejor la situación que ocurriría en este periodo.

Con la información comercial remitida por la concesionaria, el 27 de marzo de 2018, se procede actualizar los ingresos proyectados del mecanismo de promoción, el cual a la fecha se actualiza el que corresponda al mes de enero de 2018, registrándose como proyectado lo que queda hasta 06 de mayo del 2018.

Por ello, los Ingresos proyectados del servicio de distribución de gas natural, se determina mediante la sumatoria de multiplicar la facturación mensual de noviembre, diciembre de 2017, enero de 2018 y la facturación proyectada (febrero de 2018 a mayo de 2018) y la Alícuota aplicable al respectivo mes. La Alícuota aplicable, periodo del 07 de noviembre de 2017 al 06 mayo de 2018, corresponde a 16,26%, considerando que dicho valor fue fijado del 01 de noviembre de 2017 al 30 de abril de 2018, mediante la Resolución Osinergmin N° 215-2017-OS/CD y N° 004-2018-OS/CD y permanecerá invariable hasta término del periodo regulatorio.

En el Cuadro N° 61 se muestra El resultado de los ingresos proyectados del Mecanismo de Promoción, ascienden a US\$ 15 516 886.

Cuadro N° 61
Ingresos proyectados del Mecanismo de Promoción (US\$)

Categoría Tarifaria	Nov-17 ^(*)	Dic-17	Ene-18	Feb-18	Mar-18	Abr-18	May-18 ^(**)	Total
A1	1 109 943	1 389 294	1 437 620	1 282 626	1 415 508	1 378 585	274 835	8 288 412
A2	303 990	365 901	363 336	337 590	367 463	356 129	71 540	2 165 949
B	262 591	321 537	314 331	293 424	320 089	309 281	62 211	1 883 464
C	1 065 712	1 234 927	1 231 677	1 156 139	1 247 834	1 211 883	243 766	7 391 938
IP	12 721	16 465	15 809	14 662	16 167	15 546	3 126	94 495
D	570 099	673 339	734 246	645 281	707 098	695 542	138 062	4 163 666
GNV	1 763 506	2 318 824	2 189 156	2 042 893	2 256 412	2 162 820	435 649	13 169 260
E	1 137 911	1 776 776	1 381 767	1 394 197	1 568 166	1 448 043	297 331	9 004 190
GE	6 065 368	8 619 899	8 615 825	7 553 132	8 538 384	8 235 780	1 640 042	49 268 430
TOTAL	12 291 841	16 716 962	16 283 766	14 719 944	16 437 120	15 813 610	3 166 562	95 429 805
Alícuota Aplicable	16,26%	16,26%	16,26%	16,26%	16,26%	16,26%	16,26%	15 516 886

(*) Corresponde a la fracción de 24 días de consumo (80,00%)

(**) Corresponde a la fracción de 6 días de consumo (19,35%)

N. SALDO DE LA CUENTA DE PROMOCIÓN

El Saldo de la Cuenta de Promoción corresponde a la cantidad de dinero que de acuerdo a la Última Revisión, el Saldo de la Cuenta de Promoción presentaba un déficit negativo de US\$ 1 963 822, lo que indica que los ingresos del mecanismo de promoción no habrían cubierto los gastos efectuados por la concesionaria por el concepto de la promoción hasta dicha fecha de cierre.

El detalle del Saldo mencionado se encuentra en el Informe N° 053-2018-GRT que sustenta la Última Revisión.

O. DETERMINACIÓN DEL SALDO TRANSFERIR DEL PERIODO 2014-2018 AL PERIODO REGULATORIO 2018-2022

La determinación del Saldo a Transferir, se realiza de conformidad a lo establecido en el inciso g) del Artículo 112a del Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos, que

permite la incorporación o descuento del resultado del Saldo del Balance de la promoción en la siguiente regulación tarifaria.

La determinación del Saldo que se debe trasladar al siguiente periodo regulatorio se determina como la sumatoria: del gasto de los clientes pendientes, gasto de los clientes proyectados, los ingresos que percibiría la concesionaria y el Saldo de la Cuenta de Promoción.

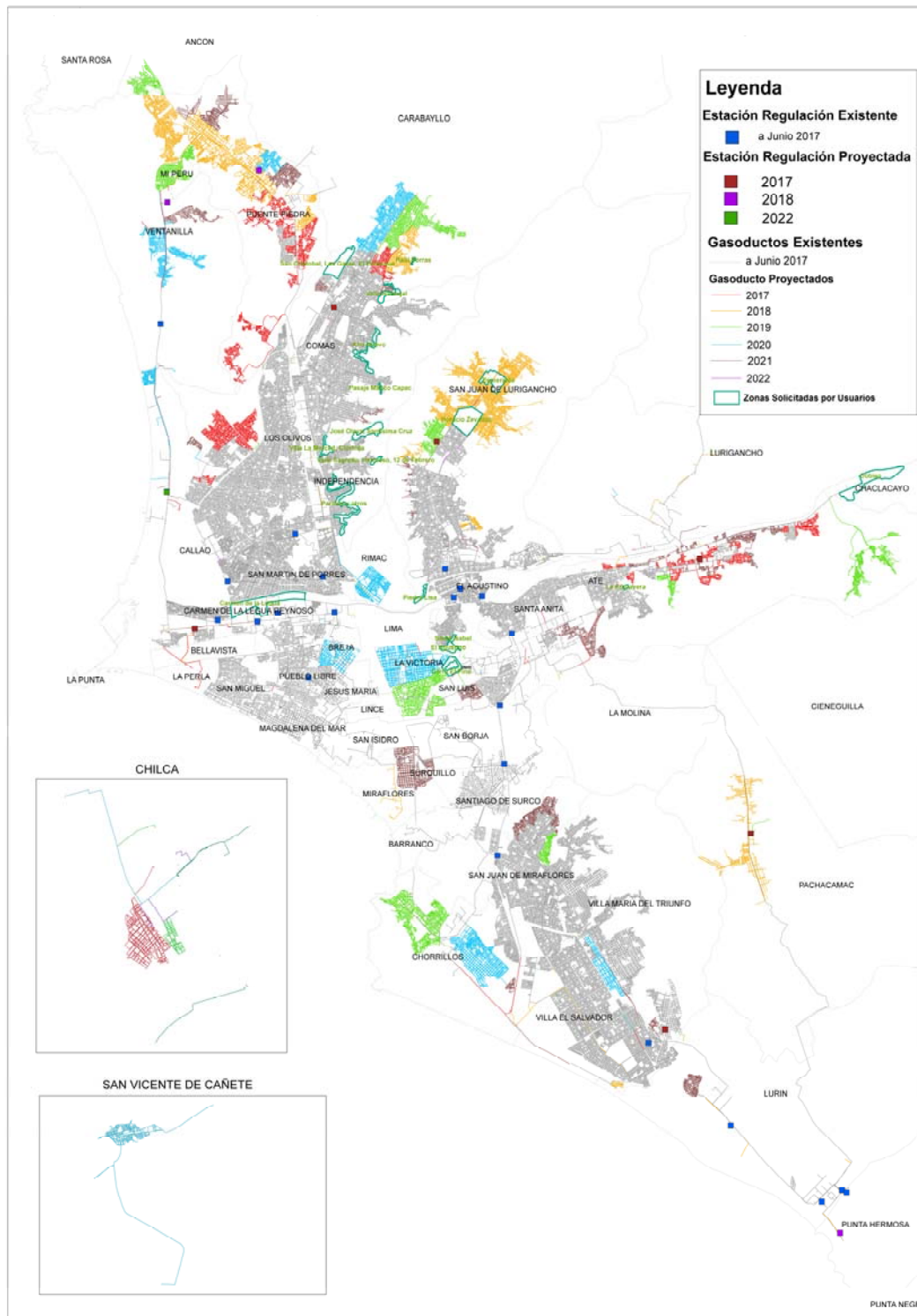
Cuadro N° 62
Saldo Transferir

Descripción	Monto (US\$)
Gasto de clientes pendientes	-12 536 211
Gasto de clientes proyectados	-12 040 446
Ingresos proyectados	15 516 886
Saldo de la Cuenta de Promoción	-1 963 822
Saldo a Periodo Regulatorio 2018-2022	-11 023 593

Como resultado del saldo actualizado presenta déficit, corresponde transferir al periodo regulatorio 2018-2022, un monto que asciende a US\$ 11 023 593 de dólares americanos.

Anexo N°3

Plano de las instalaciones existentes y proyectadas para el periodo 2014-2018



Anexo N°5
Informe “Análisis de propuesta tarifaria de gas natural (Tarifa Única) periodo 2018 – 2022” del consultor

Archivo: Informe_Consultor.pdf