



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Regulación de la TUD de la Concesión de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao Período 2018 - 2022

L0117-I-006

Sexto Informe

**Consorcio
LATIN ENERGY/QUANTUM**

LATIN ENERGY
Oil & Gas Consulting

&



QUANTUM

23 de Febrero del 2018

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	9
1 INTRODUCCIÓN.....	18
1.1 Objetivo General del Estudio	18
1.2 Alcances del Estudio.....	18
1.3 Alcances del Sexto Informe.....	20
2 MARCO LEGAL APLICABLE	24
2.1 Marco Normativo Aplicable	24
2.2 Documentos Contractuales.....	25
3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA.....	26
3.1 Demanda Actual y Futura de Gas Natural PR 2018 - 2022	26
3.1.1 Categoría A.....	27
3.1.2 Categoría B.....	61
3.1.3 Categoría IP.....	79
3.1.4 Categoría C	85
3.1.5 Categoría D	90
3.1.6 Categoría E.....	95
3.1.7 Categoría GNV	101
3.1.8 Categoría GE.....	112
3.1.9 Demanda Total por Categorías	122
4 ANÁLISIS DE LOS COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN.....	131
4.1 Determinación de los Costos unitarios de inversión	131
4.1.1 Armados constructivos	131
4.1.2 Partidas de costos unitarios de inversión	137
4.1.3 Recopilación de costos de los activos y recursos	139
4.2 Costos unitarios de inversión propuestos por el consultor	146

4.3	Análisis comparativo entre los costos propuestos por la empresa concesionaria.....	157
4.3.1	Tuberías de acero.....	157
4.3.2	Tuberías de polietileno	159
4.3.3	Estaciones de Regulación de Presión (ERP)	161
4.3.4	City Gate (CG).....	161
4.3.5	Válvulas	162
5	ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN	164
5.1	Propuesta de una empresa modelo y determinación de los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao	164
5.2	Empresa Modelo de referencia (EM).....	165
5.2.1	Componentes de los costos de explotación	165
5.2.2	Metodologías empleadas para la determinación de costos de O&M, comercialización y administración	167
5.2.3	Criterios para la estimación de los costos de personal de administración	168
5.2.4	Gastos generales de distribución, comercialización y administración	180
5.3	Costos Estándares Directos.....	183
5.3.1	Costos de operación y mantenimiento de distribución	183
5.3.2	Costos de operación y mantenimiento de comercialización.....	201
5.4	Costos Estándares Indirectos.....	209
5.4.1	Costos de personal de administración.....	210
5.4.2	Gastos generales de administración	213
5.4.3	Resumen costos de administración.....	213
5.4.4	Otros Costos Indirectos	214
5.5	Resumen costos estándares totales de explotación.....	224
5.6	Análisis comparativo entre los costos que proponga la empresa concesionaria.....	226
5.7	Modelo de costos de explotación	235

5.8 Recopilación y análisis de la información sobre los impuestos, tasas, permisos y otros	235
5.8.1 Análisis del Decreto Legislativo N.º 1014	235
5.8.2 Impuestos, tasas, permisos y otros cobros efectuados por las municipalidades en Lima y Callao	237
6 ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA TARIFARIA	259
6.1 Análisis situacional de la Concesión de Lima y Callao	259
6.1.1 Análisis de las Redes Comunes	262
6.1.2 Análisis de las Tuberías de Conexión	265
6.1.3 City Gate y ERP	268
6.1.4 Obras Especiales	269
6.1.5 Válvulas	269
6.2 Recorrido y diseño técnico de las redes proyectadas	270
6.2.1 Redes de Polietileno	274
6.2.2 Redes de Acero	277
6.2.3 City Gate y ERP	281
6.2.4 Obras Especiales y Válvulas	284
6.3 Valorización del sistema de distribución de gas natural y de las acometidas tanto existentes como proyectadas	285
6.3.1 Determinación del nuevo VNR	287
6.3.2 Determinación de las inversiones proyectadas 2017 2S - 2022	289
6.3.3 Anualidad de las Inversiones	290
6.4 Determinación de la tarifa media de largo plazo, representada en los márgenes de distribución y comercialización, teniendo presente la metodología establecida en el procedimiento	295
6.4.1 Metodología general de determinación de la TUD	295
6.4.2 Determinación del Requerimiento de Ingresos	299
6.4.3 Calculo de la Tarifa Media de Largo Plazo (TUD)	303
6.4.4 Impacto en Tarifa Media por Plan de promoción	308

6.4.5	Análisis comparativo entre el RI y las Tarifas Medias que proponga la empresa concesionaria	309
6.5	Diseño tarifario	310
6.6	Selección de cargos tarifarios	317
6.7	Competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos en cada categoría tarifaria, con las tarifas correspondientes para el mercado de Lima y Callao	319
6.7.1	Combustibles Alternativos	319
6.7.2	Precio Equivalente	320
6.7.3	Competitividad	323
6.8	Competitividad que tiene el gas natural en el sector industrial en el Perú como energético en comparación a otros tipos de energías y/o combustibles, con respecto a la situación que se presenta en al menos dos (2) países y en al menos tres (3) de sus concesionarios con más de seis (6) años de operación	328
6.8.1	Países Analizados	329
6.8.2	Precio Equivalente Sector Industrial – Brasil y México	330
6.8.3	Competitividad	331
6.9	Determinación de Tarifas o Tope Máximo de las Acometidas	335
6.9.1	Análisis Comparativo de cargos de acometidas	343
6.10	Determinación de Tarifas por Corte y Reconexión	344
6.10.1	Análisis de las actividades, tiempos y rendimientos	345
6.10.2	Tiempo de Desplazamiento	354
6.10.3	Tiempo de Traslado	358
6.10.4	Costos de Personal	359
6.10.5	Costos de Equipos	360
6.10.6	Costo de Vehículos	362
6.10.7	Costos Directos	365
6.10.8	Costos Indirectos	366
6.10.9	Cargos por Corte y Reconexión	366

6.10.10	Análisis Comparativo de cargos de Corte y Reconexión	367
6.11	Determinación de Tarifas por Inspección, Supervisión y Habilitación de las Redes Internas	370
6.11.1	Tiempo de Desplazamiento	370
6.11.2	Tiempo de Traslado	372
6.11.3	Costos de Personal	373
6.11.4	Costo de Equipos	373
6.11.5	Costos de Vehículos.....	375
6.11.6	Costos Directos	375
6.11.7	Costos Indirectos	377
6.11.8	Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación aplicables.....	377
6.11.9	Análisis Comparativo de cargos de ISH	378
6.12	Tarifas o Tope Máximo del Derecho de Conexión	379
6.13	Fórmulas de Actualización de todas las tarifas y Topes Máximos	380
7	PROPUESTA DE COSTOS PARA EVALUAR LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE NUEVOS SUMINISTROS – ANÁLISIS DEL FACTOR K.....	382
8	PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LAS TUD DE LA CONCESIÓN.....	384
9	ANEXOS	397
9.1	Análisis del Factor de Penetración Residencial.....	397
9.1.1	Factor de Penetración alcanzable por Resolución	397
9.1.2	Estrategia comercial del Concesionario aplicado al Factor de penetración ...	397
9.1.3	Análisis del Factor de penetración en el mercado residencial.....	398
9.1.4	Análisis comparativo-internacionales del factor de penetración	415
9.2	Estimacion del Factor de Uso	423
9.2.1	Determinación de la categoría tarifaria en base a la capacidad solicitada en las SFS	423
9.3	Elaboración de la propuesta tarifaria con nueva segmentación de categorías	428
9.3.1	Segmentación de los clientes residenciales	428

9.3.2	Segmentación de los clientes comerciales	431
9.3.3	Nuevo Esquema de Segmentación de los clientes	433
9.4	Costos unitarios de inversión	435
9.4.1	Estimación del precio del Acero puesto en puerto Callao	435
9.4.2	Comparación de costos unitarios	438
9.4.3	Resultados detallados del cálculo de los costos unitarios de inversión provenientes del mercado estimados por el consultor	445
9.5	Información recopilada sobre impuestos, tasas, permisos y otros cobros municipales	445
9.5.1	Cartas enviadas a las municipalidades	445
9.5.2	TUPAs de diversas municipalidades de Lima y Callao	445
9.6	Respuesta a las Absoluciones Cálidas	446
9.6.1	Observaciones Generales – Contenido de la Propuesta.....	446
9.6.2	Observaciones sobre la Estimación de la Demanda	449
9.6.3	Observaciones respecto al Costo del Servicio	473
9.6.4	Observaciones al Modelo de Cálculo Tarifario	492
9.6.5	Impacto en Tarifa y Competitividad	494
9.6.6	Observaciones a los Cargos Extra Tarifarios	499
9.6.7	Actualización de Cargos	505
9.6.8	Análisis de la Absolución de las Observaciones Planteadas por Osinergmin al PQI	506
9.6.9	Análisis de la Absolución de las Observaciones Planteadas por Osinergmin al Plan de Promociones	508
9.6.10	Análisis de la Absolución de las Observaciones Planteadas por AGESP a la Propuesta Tarifaria	510
9.6.11	Análisis de la Absolución de las Observaciones Planteadas por ETNA a la Propuesta Tarifaria	513
9.7	Infraestructura Retirada	513
9.7.1	Estación de Regulación La Molina 02 e Infraestructura anexa	513

RESUMEN EJECUTIVO

El presente estudio se elabora en el marco del proceso regulatorio de las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de la concesión de Lima y Callao, para el periodo 2018-2022, siendo su objetivo principal el brindar el apoyo técnico necesario a la Gerencia de Regulación de Tarifas (en adelante, GRT) de OSINERGMIN, en lo que respecta a la revisión de la propuesta tarifaria de la empresa concesionaria Cálidda; y la determinación de las tarifas de distribución, plan quinquenal de Inversiones, plan de promoción y cargos tarifarios complementarios que serán aplicables a la mencionada concesión.

Lo desarrollado, tiene en cuenta lo dispuesto en las normas vigentes, siendo las más relevantes el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (Decreto Supremo N° 040-2008-EM), la Norma para la fijación de precios regulados (Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD) y el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural” (Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD).

En lo apartados siguientes, se describirán los resultados y principales supuestos que conforman el presente estudio, los mismos que sustentarán los informes técnicos y resoluciones que elabore Osinergmin, y que finalmente dispondrán la aprobación de las tarifas de distribución, cargos y diversos planes que tendrán aplicación en el periodo 2018-2022 de la concesión de Lima y Callao. Resulta importante indicar que, como se describirá ampliamente a lo largo del documento, el estudio ha sido elaborado principalmente sobre la base de la experiencia extranjera y nacional del servicio de distribución de gas natural, teniendo en cuenta experiencias tales como la colombiana, brasilera y argentina. Asimismo, se han considerado las mejoras en la eficiencia de la gestión del negocio de distribución que ha tenido lugar en la concesión operada actualmente por Cálidda.

A continuación, presentamos el resumen de los principales resultados obtenidos como parte del presente estudio:

Categorías Tarifarias

En lo que respecta a la Categorías Tarifarias, se considera a la categoría Instituciones Públicas como una categoría especial y para las restantes se mantiene la configuración vigente para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Cálidda:

Tabla N° 1 Categorías tarifaria del Pliego vigente del Concesionario

Categoría Tarifaria	Descripción
Categorías por Rango de Consumos (Sm3/mes)	
A1	Desde 0 hasta 30 Sm3/mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm3/mes
B	Desde 301 hasta 17.500 Sm3/mes
C	Desde 17.501 hasta 300.000 Sm3/mes
D	Desde 300.001 hasta 900.000 Sm3/mes
E	Consumidor independiente con un consumo mayor a 900.000 Sm3
Categorías Especiales, independiente del consumo mensual	
IP	Para instituciones publicas
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular
GE	Para generadores de electricidad (GCEE)

Proyección de la demanda de gas natural

Para la proyección de la demanda de gas natural se ha tenido en cuenta la demanda histórica por categorías y la propuesta de nuevos clientes presentada por la empresa concesionaria. Adicionalmente, como parte del presente estudio se realizó una visita de campo con el fin de identificar potenciales clientes que no hayan sido incluidos en la propuesta mencionada. De manera específica y por categoría tarifaria, podemos señalar lo siguiente:

- En la categoría A (predominantemente residencial) para el período 2017-2022, se proyecta la incorporación de 80.124 clientes en redes existentes, y 227.780 clientes ubicados en redes proyectadas, lo que hace un total de 307.904 nuevos usuarios utilizando gas natural.
- En el caso de la categoría de Consumidores Independientes E, teniendo en cuenta la propuesta de nuevos clientes remitida por la empresa concesionaria, se incluyen en la proyección 23,18 MMPCD adicionales, haciendo un total de 87,23 MMPCD hacia el 2022.
- Para la categoría especial GNV (gas natural vehicular), se prevé el crecimiento del parque automotor en 54.542 nuevos vehículos a gas natural, la construcción de 26 nuevas estaciones de servicio (para el periodo 2017-2022) y un consecuente incremento de la demanda de 67,72 MMPCD en el año 2017 a 91,38 MMPCD en el año 2022.
- Para la categoría especial GE (generadores eléctricos), se proyecta que se mantendrán los volúmenes actuales de gas natural, tanto de los Consumidores

Regulados como de los Consumidores Independientes. Adicionalmente, en base a la información obtenida a partir del área de electricidad de Osinergmin y la información del Concesionario, se incorporan los volúmenes de generación en Interrumpible y de las pequeñas generadoras eléctricas.

- Finalmente, en la proyección realizada, los volúmenes de demanda de las categorías A, B, C y D se ven incrementados en 20,69 MMPCD desde el año 2017 al año 2022.

Así, los resultados de la proyección de los volúmenes de demanda y del número de clientes son los siguientes:

Tabla N° 2 Demanda Total Proyectada (MMPCD)

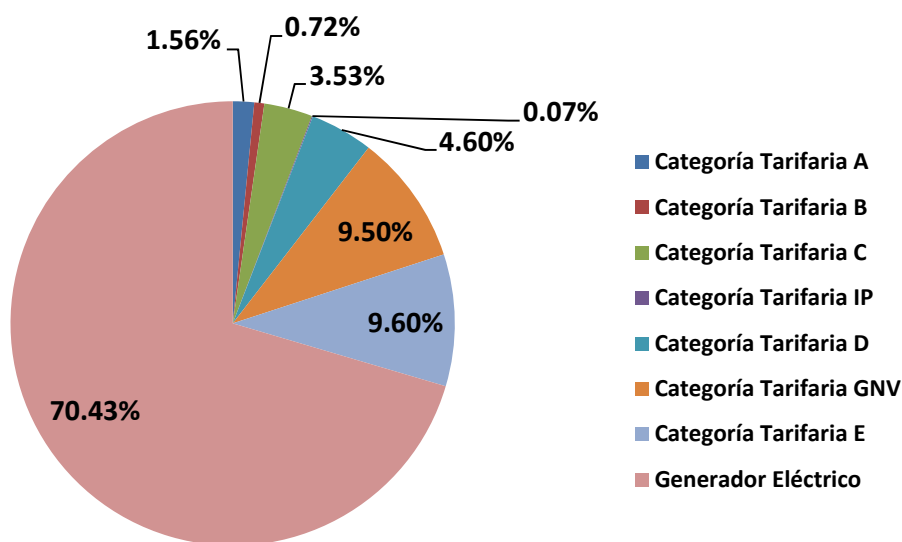
Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
A	11,62	12,67	13,65	14,86	15,36
A1	9,35	10,18	10,97	11,94	12,34
A2	2,28	2,49	2,68	2,92	3,03
B	5,28	5,83	6,40	7,00	7,32
C	28,42	29,36	29,82	30,89	31,27
IP	0,50	0,55	0,59	0,65	0,67
D	36,88	37,30	39,25	41,25	41,75
GNV	72,93	77,88	82,59	87,09	91,38
E	73,73	79,56	83,60	86,76	87,23
GE	581,89	588,23	592,92	597,14	600,21
TOTAL [MMPCD]	811,25	831,39	848,82	865,65	875,21

Tabla N° 3 Número total de clientes

Categoría	2018	2019	2020	2021	2022
A	663.182	722.857	781.628	852.248	880.524
A1	608.793	662.306	715.776	779.621	805.070
A2	54.388	60.551	65.851	72.627	75.455
B	3.280	3.584	3.886	4.240	4.392
C	290	296	297	304	304
IP	23	25	27	30	31
D	50	50	52	54	54
GNV	251	255	259	269	271
E	31	34	35	35	35
GE	25	27	27	28	28
TOTAL Clientes	667.132	727.128	786.211	857.208	885.639

En términos de participación de la demanda actualizada (periodo 2018-2021 actualizada con los factores de ajuste regulatorio), tenemos como principal componente a la generación eléctrica con 70,43%, a los clientes independientes con 9,60% y a los Consumidores Regulados con 19,97%, cuyo detalle se presente en el gráfico siguiente:

Gráfico N° 1 Participación de la demanda actualizada por categorías



Los valores de demanda actualizada para el periodo regulatorio son los siguientes:

Tabla N° 4 Demanda regulatoria (ajustada con los factores de act.) en [Miles m3]

Demanda regulatoria					VP Demanda Reg. [miles m3]
Categoría	1	2	3	4	
A1	91.296	88.810	85.418	83.010	348.534
A2	22.225	21.690	20.887	20.318	85.121
B	51.529	50.852	49.816	48.673	200.870
C	277.567	256.012	232.136	214.731	980.446
IP	4.897	4.778	4.626	4.506	18.807
D	360.144	325.264	305.581	286.730	1.277.720
E	720.032	693.777	650.844	603.108	2.667.761
GNV	712.244	679.104	643.046	605.397	2.639.791
GE	5.682.943	5.129.298	4.616.206	4.151.003	19.579.450
Volumen [MMm3]	7.922.876	7.249.585	6.608.561	6.017.478	27.798.500

Costos de Inversión

En observancia de lo dispuesto en el Artículo 111° del Reglamento de Distribución, se determinó el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) a ser aprobado para el periodo regulatorio 2018 – 2022, obteniéndose así un valor que asciende a US\$ 885 millones, correspondiente a las inversiones existentes al mes de junio de 2017.

Adicionalmente, se determinan las inversiones que se proyecta realizar en el nuevo periodo regulatorio, teniendo en cuenta el Baremo de Costos Unitarios de Inversión que será aplicable al Periodo Regulatorio 2018 – 2022 elaborado por el Consultor (y cuyo detalle se

desarrolla en la sección de Anexos de presente informe); y el Plan Quinquenal de Inversiones propuesto por la empresa concesionaria, el cual ha sido ajustado como consecuencia de la revisión efectuada por el Consultor en la que se tuvieron en cuenta criterios de eficiencia.

En ese sentido, los resultados para los costos de inversión son los siguientes:

Tabla N° 5 VNR e Inversiones [USD SEP 2017]

Tipo de Costo	Total Nominal [Millones USD]
VNR reconocido al 2017 1S	885.81
Inversiones en Redes Proyectadas [2017 2S-2022]	364.48
Inversiones Complementarias (Comercialización)	15,16
Total de inversiones [2004-2022]	1,265.45

Tabla N° 6 Costos de Inversión Anualizados [USD SEP 2017]

Anualidad inversiones [USD]						VP CAPEX [USD]
Activo	2018	2019	2020	2021	2022	
Distribución	131.303.900	139.139.034	147.071.589	153.841.838	154.693.781	430.608.332
Red de acero	25.008.151	25.226.163	25.464.548	25.871.725	26.247.601	77.005.961
Red de PE	87.942.496	95.559.618	103.224.379	109.616.860	110.015.958	297.836.198
City Gate	3.705.065	3.705.065	3.705.065	3.705.065	3.705.065	11.253.577
ERP	3.913.644	3.913.644	3.913.644	3.913.644	3.990.613	11.887.103
IGA	10.734.544	10.734.544	10.763.953	10.734.544	10.734.544	32.625.492
Comercialización	1.593.214	1.608.563	1.622.440	1.627.961	1.653.872	4.894.268
Total Anualidad Inversiones	132.897.114	140.747.597	148.694.029	155.469.799	156.347.653	435.502.600

Costos de Explotación

En relación a los costos de explotación, estos fueron estimados teniendo en cuenta la estructuración de una empresa modelo eficiente, determinándose los costos asociados a la ejecución de los procesos y actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de la red de ductos, gestión comercial de clientes, dirección y administración, en condiciones que aseguren que el Concesionario podrá alcanzar los niveles de calidad de servicio exigidos.

Como resultado de la proyección realizada se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla N° 7 Costos de Explotación [USD SEP 2017]

Tipo de Costo	Año				
	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022

OPEX - Distribución					
Mantenimiento Preventivo	5.247.048	5.655.093	5.743.882	5.985.920	5.775.644
Mantenimiento Correctivo	941.357	1.050.242	1.129.177	1.192.047	1.234.470
Odorización del Gas	886.337	908.337	927.382	945.768	956.213
Otros	693.445	693.463	693.481	693.502	696.313
Supervisión Directa	3.048.644	3.048.644	3.048.644	3.048.644	3.048.644
Gastos Diversos	455.394	455.394	455.394	455.394	455.394
Total OPEX - Distribución	11.272.225	11.811.174	11.997.960	12.321.276	12.166.678
OPEX - Comercialización					
Lectura	2.036.987	2.220.310	2.400.862	2.617.790	2.704.677
Lectura (C+D+GNV+E+GE)	7.910	8.093	8.191	8.435	8.460
Reparto	1.182.051	1.288.432	1.393.205	1.519.087	1.569.507
Reparto (C+D+GNV+E+GE)	12.656	12.949	13.105	13.497	13.536
Cobranza	2.320.594	2.536.156	2.695.864	2.954.182	3.024.148
Facturación	1.468.055	1.600.080	1.730.095	1.886.327	1.948.891
Call Center	205.729	225.405	245.068	246.090	310.936
Supervisión Directa	2.620.660	2.620.660	2.620.660	2.620.660	2.620.660
Gastos Diversos	335.374	336.534	337.693	338.997	339.721
Marketing	1.957.837	1.290.100	1.270.548	1.526.727	611.301
Total OPEX - Comercialización	12.147.852	12.138.719	12.715.291	13.731.792	13.151.837
OPEX - Administración					
Costo de Personal	10.167.279	10.167.279	10.167.279	10.167.279	10.167.279
Costos No Personales	7.888.802	7.888.802	7.888.802	7.888.802	7.888.802
Total OPEX - Administración	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082
OPEX - Otros					
Costo Financiero del GN	251.968	265.609	279.305	293.503	301.785
Pérdidas	1.197.182	1.261.998	1.327.073	1.394.530	1.433.881
Incobrables	2.397.699	2.706.133	2.778.356	2.918.925	3.018.720
Alícuota por Regulación (*)	1.559.770	2.001.462	1.970.029	2.068.851	2.162.087
Mant. Acometidas & Rev. Instalación Interna (Cat. A)	1.664.881	2.820.046	2.833.557	3.419.219	3.202.277
Insp., Superv. y Hab. Inst. Interna (Cat. A)	1.692.084	1.114.984	1.098.086	1.319.492	528.324
Gestión de la Promoción	233.224	233.224	233.224	233.225	233.226
Total OPEX - Otros	8.996.808	10.403.457	10.519.631	11.647.745	10.880.301
Total del OPEX Distribución	50.472.968	52.409.431	53.288.963	55.756.895	54.254.898
Costo de Promoción	24.822.992	8.619.818	8.726.819	10.433.048	4.039.782
Total del OPEX	75.295.959	61.029.249	62.015.783	66.189.942	58.294.680

Los valores ajustados con el factor de actualización para los años regulatorios son los siguientes:

Tabla N° 8 Costos de Explotación actualizados – Regulatorio [USD SEP 2017]

Tipo de Costo	Año				VP
	1	2	3	4	
OPEX - Distribución	10.651.252	9.964.741	9.037.792	8.286.909	37.940.694
OPEX - Comercialización	11.478.642	10.241.082	9.578.141	9.235.579	40.533.444
OPEX - Administración	17.061.393	15.233.387	13.601.238	12.143.963	58.039.982
OPEX - Otros	8.501.185	8.777.092	7.924.200	7.833.913	33.036.390
Total del OPEX Distribución	47.692.471	44.216.302	40.141.372	37.500.365	169.550.510
Costo de Promoción	23.455.523	7.272.287	6.573.716	7.016.946	44.318.472
Total del OPEX	71.147.994	51.488.589	46.715.088	44.517.311	213.868.982

Costo total de prestación del servicio

A partir de los valores de costos de inversión y costos de explotación presentados en los párrafos previos se obtienen los siguientes valores de costo total de prestación para el periodo 2018-2022:

Tabla N° 9 Costo de prestación del servicio [USD SEP 2017]

Requerimiento de Ingresos [USD]					
	2018	2019	2020	2021	2022
Distribución	165.548.942	174.942.782	183.027.303	191.026.757	190.809.229
Red de acero	30.990.477	31.295.704	31.552.014	32.007.550	32.349.115
Red de PE	112.629.984	121.670.221	129.445.665	136.987.889	136.342.133
City Gate	6.046.556	6.082.661	6.104.012	6.129.199	6.135.403
ERP	5.147.381	5.159.652	5.161.658	5.167.576	5.248.034
IGA	10.734.544	10.734.544	10.763.953	10.734.544	10.734.544
Comercialización	34.597.302	22.060.090	23.857.814	25.181.988	22.092.332
Total RI	200.146.244	197.002.872	206.885.116	216.208.745	212.901.561

Los valores ajustados con el factor de actualización para los años regulatorios son los siguientes:

Tabla N° 10 Costo de prestación del servicio actualizado (regulatorio) [USD SEP 2017].

RI Regulatorio					VP RI Reg. [USD]
	1	2	3	4	
Distribución	156.429.047	147.594.099	137.870.332	128.478.697	570.372.175
Red de acero	29.283.248	26.403.268	23.767.419	21.527.290	100.981.226
Red de PE	106.425.331	102.649.601	97.508.496	92.133.823	398.717.251
City Gate	5.713.459	5.131.763	4.598.014	4.122.310	19.565.545
ERP	4.863.818	4.353.047	3.888.160	3.475.552	16.580.578
IGA	10.143.190	9.056.420	8.108.243	7.219.722	34.527.575
Comercialización	32.691.378	18.611.452	17.971.552	16.936.627	86.211.009
Total RI	189.120.424	166.205.551	155.841.884	145.415.324	656.583.184

Cargos tarifarios y competitividad

A partir de los principios fundamentales especificados en el artículo N° 29 del Procedimiento de Estudios Tarifarios se propone el siguiente cuadro resumen de tarifas de distribución por categorías:

Tabla N° 11 Cargos Tarifarios Propuestos [USD SEP 2017]

Categoría	Estratificación	Margen de Comercialización			Margen de Distribución		
		Fijo		Variable	Fijo		Variable
		[USD/mes]	[USD/(Sm3/d)-mes]	[USD/(Sm3/d)-mes]	[USD/mes]	[USD/(Sm3/d)-mes]	[USD/Sm3]
A1	30	0,5242	-	-	-	-	0,1723
A2	300	1,6147	-	-	-	-	0,1325
B	17.500	15,3510	-	-	-	-	0,0783
C	300.000	-	0,0196	-	-	0,1599	0,0395
IP		-	0,0217	-	-	0,1770	0,0437
D	900.000	-	0,0145	-	-	0,1184	0,0292
E		-	0,0795	-	-	0,5435	0,0205
GNV		-	0,0163	-	-	0,1334	0,0335
GE		-	0,0588	-	-	0,4100	0,0154

Cargos Tarifarios Complementarios

Para la determinación de los Cargos Tarifarios Complementarios se ha realizado una revisión y actualización de los costos de los insumos que conforman las actividades correspondientes a cada cargo, así como también a la duración de dichas actividades. La actualización mencionada se realizó sobre la base de la experiencia en empresas nacionales y extranjeras.

Los resultados para los cargos referidos son los siguientes:

Tabla N° 12 Tope Máximo de Acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 sm3/mes [USD SEP 2017]

Tipo de Medidor (USD/./Consumidor - mes)	Muro Existente	Muro Construido
G1.6 (2.5 Sm3/h)	116,15	137,35
G4 (6 Sm3/h)	129,58	150,78
G6 (10 Sm3/h)	245,71	266,90

Tabla N° 1 Cargos por Corte de Servicio [USD SEP 2017]

Ítem	Corte tipo	Categoría	USD
1	Cierre del servicio	I-A	5,39
		I-B	5,39

Ítem	Corte tipo	Categoría	USD
		I-C	61,26
		I-D	61,26
		II-A	7,82
		II-B	19,44
2	Retiro de los componentes de la acometida	II-C	78,30
		II-D	78,30
3	Corte del servicio	III-A	132,96
		III-B	135,19
		III-C Acero	218,30
		III-C Polietileno	140,58
		III-D Acero	218,30
		III-D Polietileno	140,58

Tabla Nº 2 Cargos por Reconexión de Servicio [USD SEP 2017]

Ítem	Reconexión tipo	Categoría	USD
1	Reconexión por cierre del servicio	I-A	6,13
		I-B	6,13
		I-C	38,04
		I-D	38,04
2	Reconexión de los componentes de la acometida	II-A	13,03
		II-B	13,03
		II-C	-
		II-D	-
3	Reconexión por corte del servicio	III-A	140,98
		III-B	140,98
		III-C Acero	195,53
		III-C Polietileno	155,65
		III-D Acero	195,53
		III-D Polietileno	155,65

Tabla Nº 3 Cargos por ISH – Industria [USD SEP 2017]

PROCESO	TOTAL US\$
Inspección	75,52
Supervisión	121,28
Habilitación	354,81
TOTAL	551,61

Tabla Nº 4 Cargos por ISH – Comercios [USD SEP 2017]

PROCESO	TOTAL US\$
Inspección	48,19
Supervisión	61,05
Habilitación	82,31
TOTAL	191,55

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo General del Estudio

El objetivo del presente estudio es brindar a la Gerencia de Regulación de Tarifas (en adelante, GRT) de OSINERGMIN, el apoyo necesario en el proceso de fijación de la Tarifa Única de Distribución (en adelante TUD) del sistema de distribución de gas natural en Lima y Callao para el periodo 2018-2022, a través de la revisión y análisis de la propuesta tarifaria de la empresa concesionaria de Lima y Callao (en adelante, el Concesionario) y la elaboración de una propuesta de fijación de la TUD. El apoyo a la GRT en el proceso tarifario incluye la participación del consultor, en las audiencias públicas, en el análisis de los comentarios y observaciones, así como en los recursos de reconsideración que se presenten.

Las tarifas de distribución de gas natural que se fijen para la Concesión de Lima y Callao deben permitir a los consumidores obtener ahorros y beneficios con el uso del gas natural y al Concesionario el desarrollo de las redes eficientes de distribución para brindar un servicio de calidad a los clientes.

1.2 Alcances del Estudio

El presente trabajo se debe desarrollar teniendo en cuenta las siguientes tres principales etapas en el desarrollo del trabajo:

1. Actualizar la base de datos de costos unitarios de inversión que serán utilizados en la valorización de las inversiones del sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao.
2. La determinación de los costos de explotación de la empresa modelo que serán aprobados en la regulación de las tarifas de distribución de gas natural de Lima y Callao.
3. La revisión y elaboración de la propuesta tarifaria y el apoyo en todos los aspectos del proceso de regulación, el mismo que se inicia con la entrega de la propuesta de tarifas de parte del Concesionario de distribución de Lima y Callao.

Las etapas 1 y 2, arriba señaladas, son previas al inicio del proceso de regulación y tiene como objetivo tener una base de datos de costos unitarios de inversión actualizada y los costos de explotación de una empresa modelo comparable a la de Lima y Callao, con el fin

de contar con dicha información de base antes de la recepción de la propuesta de tarifas de la empresa concesionaria y se pueda hacer un análisis comparativo entre dicha información de base y aquella que la empresa presente.

En el desarrollo de la etapa 3 del estudio, se evaluará y propondrá los costos de promoción tarifaria que permita el desarrollo de la masificación del gas natural de uso residencial en Lima y Callao, para que OSINERGMIN defina las estrategias de incentivo y viabilice el esquema de expansión del gas natural en el sector residencial, por medio de la reducción del costo total de conexión al suministro. Asimismo, se realizarán propuestas de esquemas de promociones y/o tarifas especiales dirigidas a conectar a la red de gas natural a las instituciones públicas que puedan ser beneficiadas con dicho energético.

Adicionalmente, en la tercera etapa, cuyo inicio tiene lugar una vez recibido la propuesta tarifaria del concesionario, incluirá como mínimo el desarrollo de las siguientes actividades.

1. Analizar y evaluar la información histórica y proyectada que la empresa concesionaria de Lima y Callao.
2. Evaluación de la eficiencia en la propuesta de los costos de inversión y los costos de explotación que presente el Concesionario.
 - a. Definición de costos de instalaciones complementarias.
 - b. Recopilación y análisis de costos de explotación de empresas de distribución de gas natural y otros servicios públicos similares.
 - c. Desarrollo de una empresa modelo de referencia
3. Evaluación de razonabilidad en la proyección de la demanda del Concesionario
 - d. Proyección de demanda
 - e. Análisis de mercados
4. Evaluación de la propuesta de TUD que presente el Concesionario
 - a. Evaluación y/o definición de los principales costos requeridos en la presentación del servicio (VNR, Costos de explotación, etc.)
 - b. Análisis del criterio de establecimiento de los rangos de consumo
 - c. Elaboración de una propuesta tarifaria preliminar de referencia
5. Análisis y resolución de observaciones y comentarios
6. Análisis y resolución de los recursos de reconsideración que presenten los interesados y/o concesionario.
7. Asistencia en las audiencias públicas que se programen durante el proceso tarifario.

1.3 Alcances del Sexto Informe

El presente informe incluye la actualización de la Demanda por cada sector económico, los costos de inversión y los costos de explotación desarrollados en el informe 4 se actualizan en el presente documento considerando nueva información presentada por la Concesionaria de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao. Adicionalmente la actualización de lo presentado en los informes previos responde a las visitas de campo realizadas por el equipo de trabajo del Consultor en las cuales se pudo recopilar información relacionada a la infraestructura existente y a los costos de mantenimiento correspondientes.

Adicionalmente el presente informe incluye las actividades correspondientes a las secciones 4.2.5.3.2 Análisis de temas previos a la elaboración de la propuesta tarifaria, 4.2.5.3.2 Elaboración de la Propuesta Tarifaria y 4.2.5.3.2 Propuesta de Costos para Evaluar la Viabilidad Económica de Nuevos Suministros, de los Términos de Referencia del presente estudio:

1. Análisis de temas previos a la elaboración de la propuesta tarifaria. Adicionalmente, el Consultor, deberá realizar los siguientes análisis previos para el desarrollo de la regulación tarifaria:

- o En base a los resultados del análisis y estimación de los Costos de Explotación, el Consultor realizará un análisis comparativo entre los costos que proponga la empresa concesionaria. Esto permitirá esquematizar adecuadamente la empresa modelo que sirve de referencia al modelo tarifario.
- o Evaluar las metodologías sobre cómo establecer rangos de consumo aplicado a las categorías de clientes en los pliegos tarifarios, ello permitirá definir si la actual segmentación de consumo por categorías tarifarias, representa en el mercado de gas natural, la posibilidad de su desarrollo, enmarcado en el proyecto de masificación, de ser necesario deberá proponer una segmentación de consumo diferente a las actuales.
- o Recopilar y analizar información sobre los impuestos, tasas, permisos y otros, cobrados por las diversas municipalidades relacionadas con la instalación de las redes de gas natural y acometidas y presentar un cuadro comparativo. Indicar como influyen estos cobros, si los hubiere, establecer un ranking de pagos de tributos municipales por tendido de redes de distribución de gas natural en vía pública.

2. Elaboración de la Propuesta Tarifaria

En base a la propuesta tarifaria presentada por el Concesionario, y a los estudios complementarios, el Consultor deberá elaborar una propuesta tarifaria, la cual comprende:

- o Traslado de costos del Productor y del Transportista.
- o Tarifas por la Red Común de distribución.
- o Tarifas o Tope Máximo de las Acometidas (incluye Inversión y O&M).
- o Tarifas o Tope Máximo del Derecho de Conexión (incluye Inversión y O&M).
- o Tarifas por Corte y Reconexión.
- o Tarifas por Inspección y Habilitación de las Redes Internas.
- o Factores para evaluación de la Viabilidad de Nuevos Suministros.
- o Fórmulas de Actualización de todas las tarifas y Topes Máximos.
- o Programa de Incentivos Tarifarios, mediante categorías especiales.
- o Propuesta de gastos de promoción para conexión de clientes residenciales según nivel de ingreso familiar (índices INEI): a) medio, b) medio bajo y c) bajo.

Las tareas específicas de esta etapa del servicio comprenderán un informe técnico que incluirá el Proyecto de Resolución que define el Pliego Tarifario. El informe técnico abarcará al menos las siguientes actividades:

- a. Revisar la demanda actual de gas natural por categorías de consumo, consumos unitarios por categoría; y proyección de la demanda de gas natural de los mercados objetivos. Luego, en caso sea necesario, deberá proponer una nueva distribución de categorías de consumidores.
- b. Análisis situacional de la Concesión, el cual consistirá en hacer una revisión de las instalaciones existentes que conforman el sistema de distribución de gas natural.
- c. Recorrido y diseño técnico de las redes de distribución futuras para atender las demandas de gas natural de los mercados objetivos, para ello se deberá tener presente el Plan Quinquenal aprobado.
- d. Valorizar el sistema de distribución de gas natural y de las acometidas tanto existentes como proyectadas.

- e. Determinar los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao.
- f. Determinar la tarifa media de largo plazo, y en base a las nuevas categorías de consumidores deberá determinar las TUD para cada categoría, representada en los márgenes de distribución y comercialización, teniendo presente la metodología establecida en el procedimiento.
- g. El Margen de Distribución y Margen de Comercialización deberán ser evaluados de tal forma que no compartan actividades.
- h. Simular la competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos en cada categoría tarifaria, con las tarifas correspondientes para el mercado de Lima y Callao, para lo cual deberá simular la facturación mensual del servicio.
- i. Comparar la competitividad que tiene el gas natural en el sector industrial en el Perú como energético en comparación a otros tipos de energías y/o combustibles, con respecto a la situación que se presenta en al menos dos (2) países y en al menos tres (3) de sus concesionarios con más de seis (6) años de operación. Dichos países deben regirse por marcos normativos y regulatorios similares al caso peruano.
- j. Determinar las Tarifas o Tope Máximo de las Acometidas (incluye Inversión y O&M).
- k. Determinar las Tarifas de Corte y Reconexión.
- l. Determinar las Tarifas por Inspección y Habilitación de las Redes Internas.
- m. Establecer las fórmulas de actualización de la TUD de acuerdo a la normativa vigente.
- n. Elaborar el Proyecto de Resolución que fija las TUD de la Concesión.
- o. Apoyar a la GRT en la presentación y sustento de la propuesta tarifaria en la audiencia pública programada para tal fin.

3. Propuesta de Costos para Evaluar la Viabilidad Económica de Nuevos Suministros.

El procedimiento para evaluar la viabilidad técnica económica de nuevo suministros aprobado mediante Resolución N° 056-2009-OS/CD, establece parámetros que se deben considerar para la evaluación de la viabilidad, los cuales deben ser revisados por el Consultor y reajustados a los resultados de la propuesta.

Por lo tanto, el Consultor deberá elaborar una propuesta de los parámetros de costos a ser utilizados para evaluar la viabilidad técnica económica de nuevos suministros para su aplicación en el nuevo periodo tarifario; así como sus correspondientes fórmulas de actualización.

2 MARCO LEGAL APLICABLE

2.1 Marco Normativo Aplicable

- Decreto Supremo N.º 040-2008-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “Reglamento de Distribución”), que contiene los lineamientos y criterios básicos para la fijación de las tarifas por el servicio público de distribución de gas natural por red de ductos.
- Resolución OSINERGMIN N.º 080-2012-OS/CD, que aprueba 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”, con la finalidad de establecer las etapas y plazos aplicables al procedimiento regulatorio de la TUD de Gas Natural por Red de Ductos.
- Resolución OSINERGMIN N.º 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre de 2008, que aprueba el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural”, a fin de establecer los principios y metodología para la elaboración de la propuesta tarifaria del concesionario y su evaluación por parte del Regulador.
- Resolución OSINERGMIN N.º 261-2009-OS/CD, publicada el 17 de diciembre del 2009, que aprueba 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.
- Resolución OSINERGMIN N.º 056-2009-OS-CD, publicada el 17 de abril de 2009, que aprueba el “Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural” y su norma modificatoria Resolución OSINERGMIN N.º 053-2016-OS/CD.
- Resolución OSINERGMIN N.º 283-2015-OS/CD, publicada el 11 de diciembre de 2015, que aprueba el “Procedimiento de Supervisión del Plan Quinquenal de Inversiones”.

- 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, 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, Acometida y Cargos de Mantenimiento, Corte y Reconexión.
- Resolución OSINERGMIN N.º 188-2012-OS-CD, publicado el 30 de agosto de 2012, que aprueba el “Procedimiento para la Elaboración y Presentación de la Información Sustentatoria para la Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de Empresas Concesionarias de Distribución de Gas Natural” y sus normas modificatorias la Resolución OSINERGMIN N.º 230-2016-OS/CD.
- Resolución Ministerial N.º 533-2012-MEM/OM, modificada mediante Resolución Ministerial N.º 146-2013-MEM/OM, el MINEM 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 Documentos Contractuales

- Con fecha 09 de diciembre de 2000, se suscribió el Contrato BOOT de Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao (en adelante “Contrato BOOT de Distribución”, siendo el actual Concesionario la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. de Cálidda (en adelante el Concesionario).
- Inicialmente el Contrato BOOT de Distribución contemplaba la existencia de una Tarifa por Red Principal de Distribución y otra por las Otras Redes; no obstante, mediante Decreto Supremo N° 048-2008-EM, ambas tarifas fueron unificadas, sustituyéndose en un solo sistema denominado TUD.

3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

3.1 Demanda Actual y Futura de Gas Natural PR 2018 - 2022

En esta sección se desarrolla el análisis de la demanda actual y proyectada que será considerada como parte de las tarifas de distribución de gas natural para el periodo 2018-2022 de la concesión de Lima y Callao.

Con respecto a la demanda actual, se analizará la información del número de clientes y demanda histórica por categoría tarifaria, extraída de las bases de información comercial reportadas por el Concesionario. A partir de esta última, se determinará para cada categoría tarifaria o tipo de cliente, la evolución del consumo unitario histórico anual, que permitirá realizar la proyección de la demanda para el periodo tarifario 2018-2022.

Las categorías tarifarias que son tomadas en cuenta para fines del análisis de la demanda corresponderán a las vigentes para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Cálida, las que se encuentran diferenciadas de acuerdo a los rangos de consumo, salvo excepciones como son las categorías especiales GNV (Gas Natural Vehicular) y Generadores Eléctricos, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

Tabla N° 13 Categorías tarifarias vigentes de Lima y Callao

Categoría Tarifaria	Descripción
Categorías por Rango de Consumo (Sm³/mes)	
A1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 17 500 Sm ³ /mes
C ^(*)	Desde 17 501 hasta 300 000 m 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 (GCEE).

(*) La Tarifa Única de Distribución (TUD) aplicable a las Instituciones Públicas (IP), tales como hospitales, centros de salud e instituciones educativas, será igual al de la Categoría C.

Fuente: Osinergmin Resolución OSINERGMIN N° 086-2014-OS/CD.

Por otro lado, se presentan los nuevos clientes identificados en el Plan Quinquenal de Inversiones (en adelante PQI) del 2018-2022 propuesto por el Concesionario y se analiza la

evolución de la demanda residencial y comercial entre lo presentado por el Concesionario y lo planteado en esta oportunidad por el Consultor.

La estimación de la demanda, principalmente para las categorías A y B, se realiza conforme al diagnóstico de la demanda actual y potencial a cubrir en los diferentes distritos de Lima y Callao. Se estimaron volúmenes teóricos de demanda dado un número de clientes a incorporarse al sistema de consumo de gas natural, en función al PQI que involucra principalmente la extensión de nuevas redes y expansión de redes existentes de gas natural en diversas zonas.

Por lo tanto, para la estimación de la demanda proyectada se utilizaron los siguientes parámetros:

- El número de clientes potenciales a ser conectados al gas natural por encontrarse cerca de la red común;
- Evolución y proyección de lo que se denomina Factor de Penetración en los diferentes distritos de Lima y Callao, definiéndose una tasa objetivo a lograr en función del Nivel Socioeconómico predominante de cada distrito.
- Estimación y proyección de los consumos unitarios por categoría tarifaria.

Es importante señalar que el análisis de la estimación de la demanda fue realizado sobre la base de la información comercial y bases de facturación presentada por el Concesionario en los meses de junio para los años 2013 a 2017.

A continuación, se presentan el desarrollo de la demanda histórica y proyectada por cada categoría tarifaria. Sin embargo, se ha limitado solo en presentar los resultados finales y sus escenarios frente a diferentes mix de supuestos en el presente informe y en ANEXO plasmar con mayor detalle la metodología de estimación de la demanda en base al análisis del factor de penetración por distrito.

El análisis para la definición de un nuevo esquema de segmentación por categorías se presenta en Anexo.

3.1.1 Categoría A

Para el caso de la concesión de Lima y Callao, la demanda de la categoría A se encuentra segmentada en dos categorías A1 y A2, hasta los 30 m³/mes y 300 m³/mes respectivamente. La primera de ellas está conformada predominantemente por clientes de

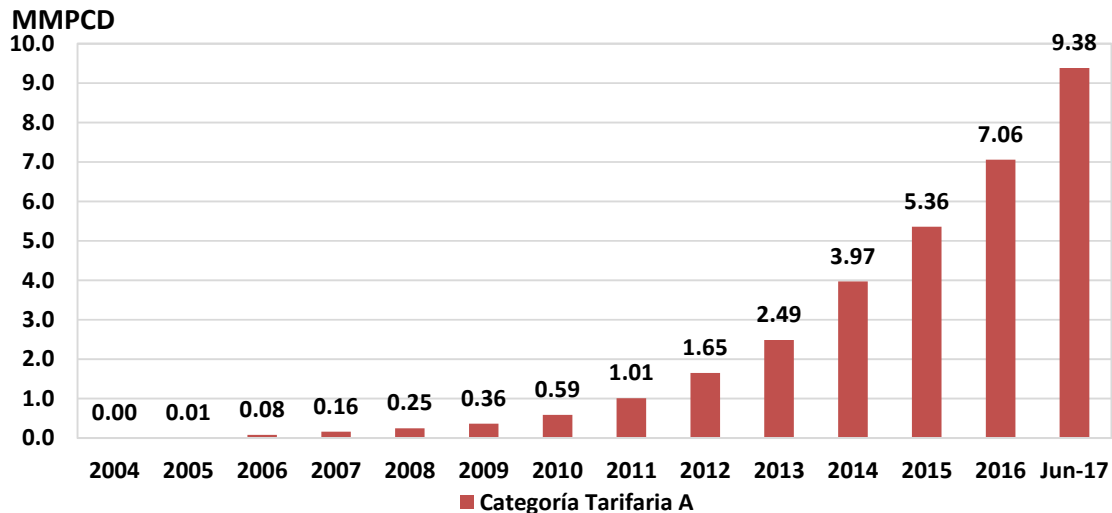
tipo residencial, mientras que la segunda contiene tanto clientes residenciales como clientes de tipo comercial.

En ese contexto, en las secciones siguientes se analiza el comportamiento histórico de la demanda de la categoría A (categorías A1 y A2). También se realiza una comparación con la demanda presentada por Cálidda en su Propuesta Tarifaria, se proyecta la demanda de la categoría y finalmente se realiza una comparación de la demanda proyectada por el Consultor versus la demanda propuesta por Cálidda.

3.1.1.1 Comportamiento histórico

Históricamente, la categoría A ha presentado un crecimiento importante, siendo los últimos cuatro años los más representativos. En términos de volumen, la demanda de la categoría A se ha triplicado alcanzando niveles de 9,38 MMPCD a junio de 2017. Por otro lado, se tiene que el número de clientes se ha incrementado hasta tres veces, de 157 mil (2013) a 495 mil a junio de 2017. En los gráficos siguientes se puede apreciar la evolución de la demanda descrita.

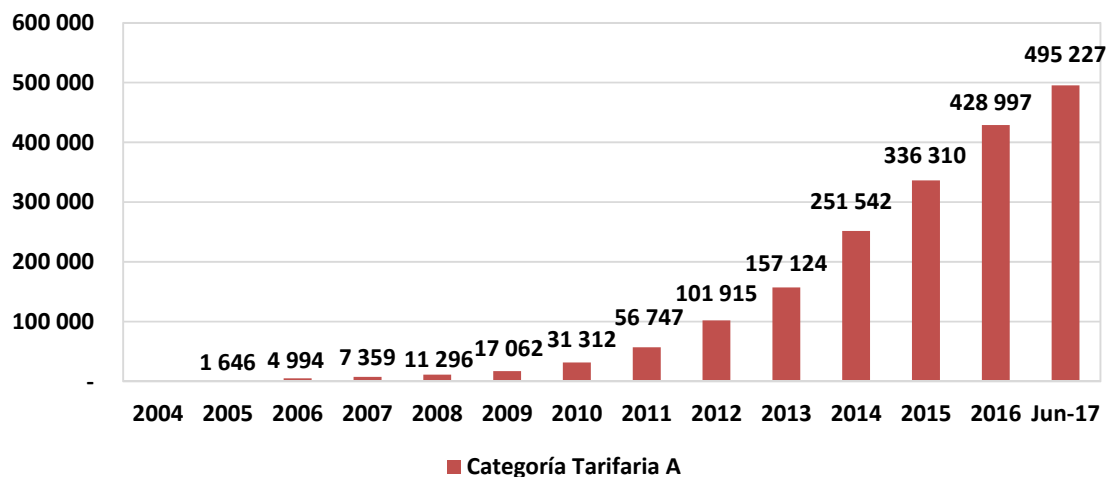
Gráfico N° 2 Demanda histórica de la categoría A



Fuente: Elaboración propia, Información comercial reportada por Cálidda.

Gráfico N° 3 Numero clientes categoría A diciembre de cada año

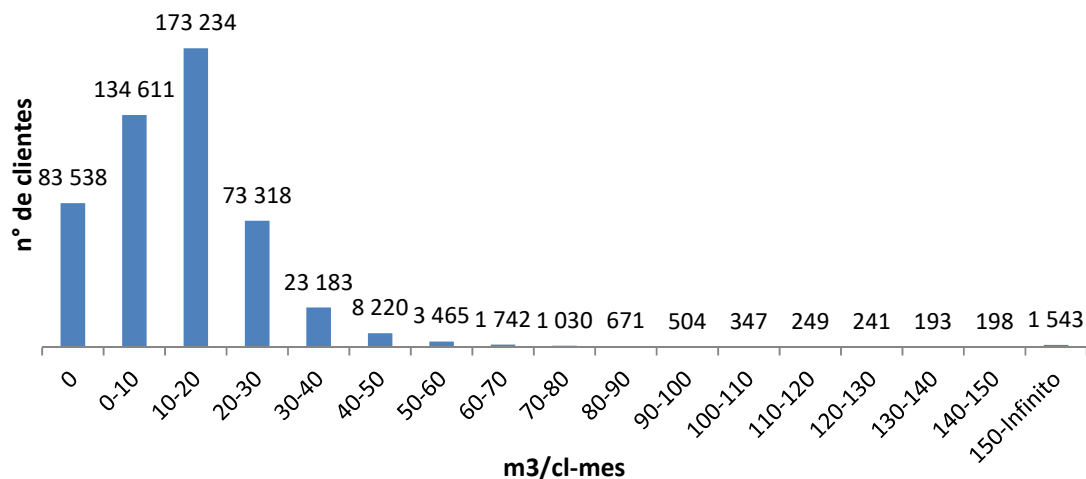
Cientes



Fuente: Elaboración propia, Información comercial reportada por Cálidda.

Sobre la base de la información reportada por Cálidda, existe un 16,5% de los clientes que no registra consumo o que registran un consumo igual a cero. Asimismo, de los clientes que si registran consumo, se tiene que solo el 0,55% tienen un consumo promedio mayor a los 100 m3/mes, como se aprecia con detalle en el gráfico y tabla siguiente.

Gráfico N° 4 Distribución del número de clientes de la Categoría A – julio 2017



Fuente: Elaboración propia, Información comercial reportada por Cálidda.

Tabla N° 14 Distribución del número de clientes de la Categoría A – julio 2017

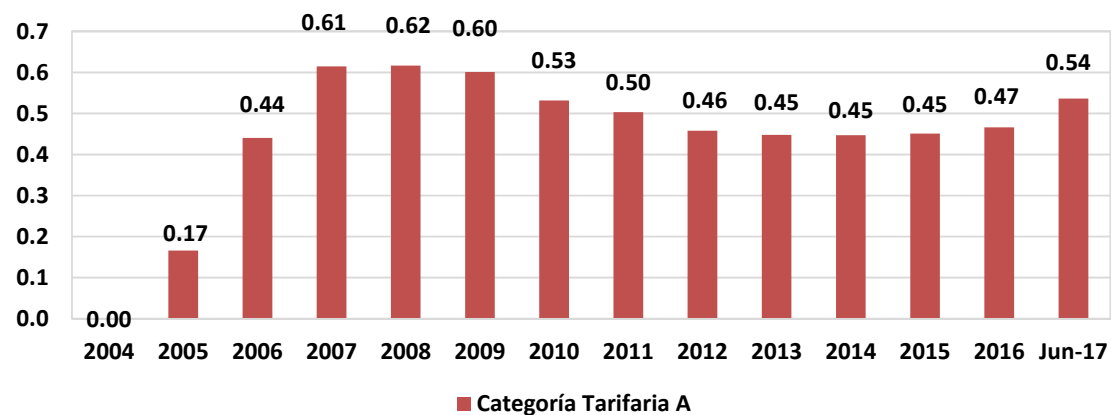
Rangos	Categoría A	Volumen Total (m3)	Volumen medio (m3/cl)	% clientes x consumo	% volumen x consumo
0	83.538	-	-	16,50%	0,00%
0-10	134.611	834.670	6,20	43,09%	11,20%
10-20	173.234	2.614.966	15,09	77,30%	46,29%
20-30	73.318	1.801.965	24,58	91,79%	70,47%
30-40	23.183	801.053	34,55	96,37%	81,22%
40-50	8.220	367.448	44,70	97,99%	86,15%
50-60	3.465	190.053	54,85	98,67%	88,70%
60-70	1.742	113.265	65,02	99,02%	90,22%
70-80	1.030	77.309	75,06	99,22%	91,26%
80-90	671	57.094	85,09	99,35%	92,02%
90-100	504	47.841	94,92	99,45%	92,66%
100-110	347	36.477	105,12	99,52%	93,15%
110-120	249	28.614	114,91	99,57%	93,54%
120-130	241	30.101	124,90	99,62%	93,94%
130-140	193	26.103	135,25	99,66%	94,29%
140-150	198	28.685	144,87	99,70%	94,68%
150-Infinito	1.543	396.741	257,12	100,00%	100,00%
Total	506.287	7.452.385	14,72		

Fuente: Elaboración propia, Información comercial reportada por Cálidda.

Sobre la base de la información histórica mostrada, se determinan los consumos unitarios medios de la categoría, excluyendo de las bases comerciales a aquellos clientes que no registran consumo de gas natural o registran consumo cero. En los gráficos a continuación se presenta lo mencionado, obteniéndose que el promedio de consumo unitario por cliente del último periodo regulatorio de toda la categoría A ascienda a 16 m³/mes.

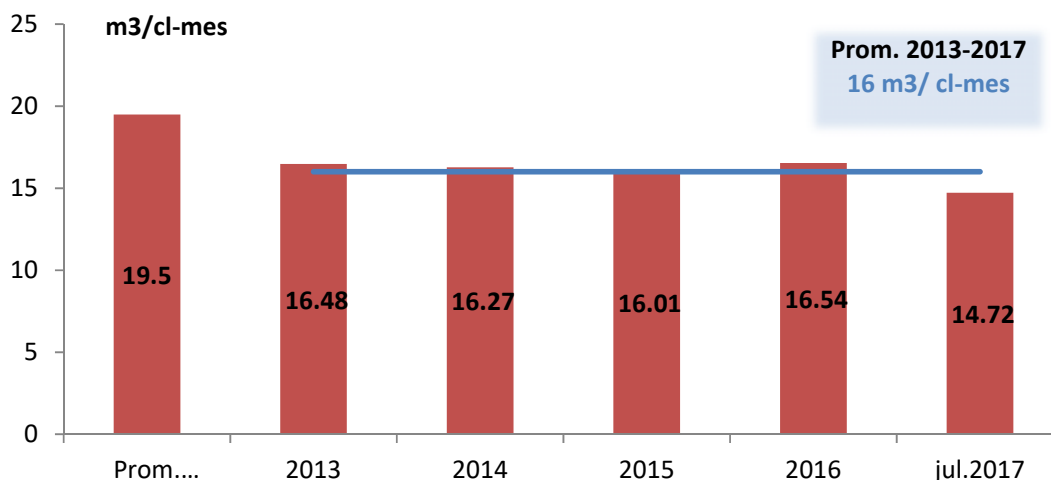
Gráfico N° 5 Consumo unitario de GN categoría A en m3/día

m3/cl-día



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Gráfico N° 6 Evolución del consumo unitario mensual por cliente Categoría A a julio de cada año en m3/cl-mes

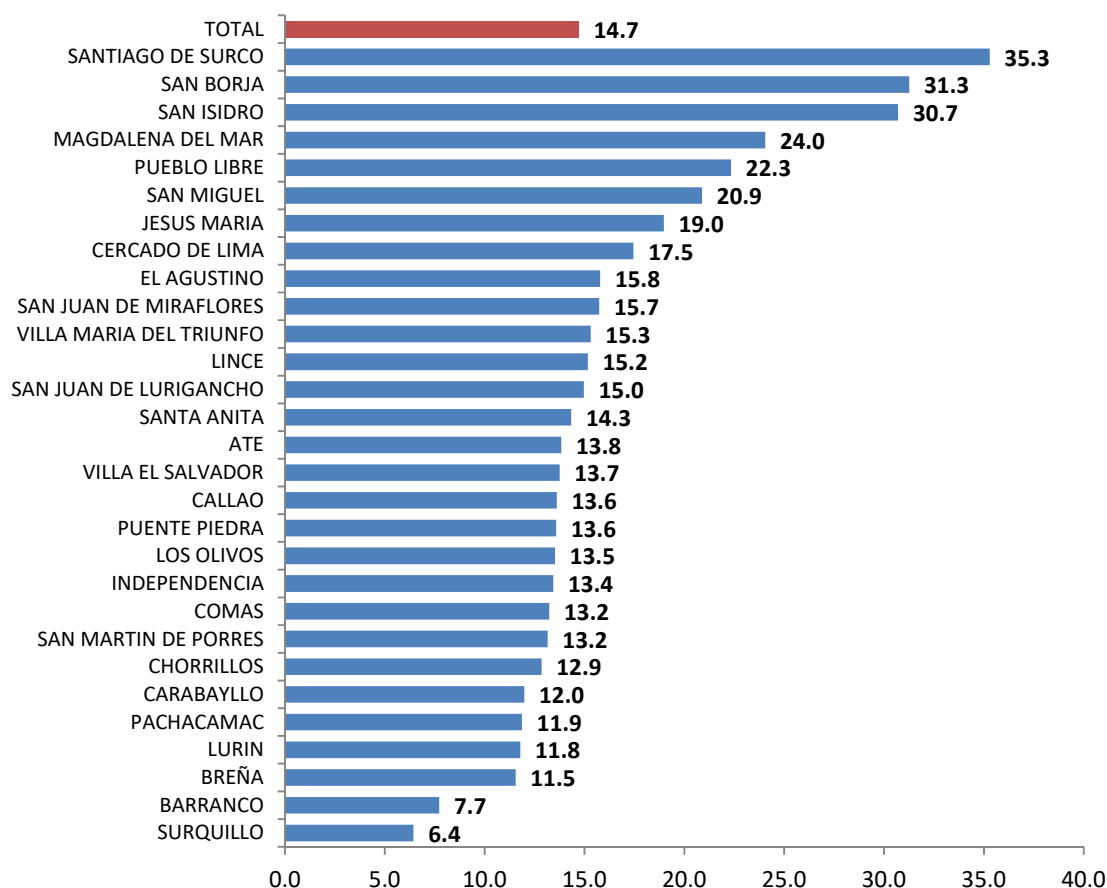


Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

De los gráficos, se aprecia que en los últimos 5 años, el consumo unitario de la categoría A presenta una tendencia decreciente hasta alcanzar un promedio de 16 m3/cl-mes en el periodo 2013-2017, esto se debe principalmente a que la expansión de redes del Concesionario ha sido realizada principalmente en distritos con predominancia en niveles socioeconómicos son medio, medio bajo y bajo, en donde el consumo unitario de gas natural a diferencia de otros sectores, resulta inferior.

El detalle que se muestra a continuación presenta los consumos unitarios por distrito de la concesión de Lima y Callao, pudiéndose identificar aquellos distritos con alto nivel de consumo de gas, como lo son Santiago de Surco, San Borja, San Isidro.

Gráfico N° 7 Consumos unitarios en m3/mes por distrito



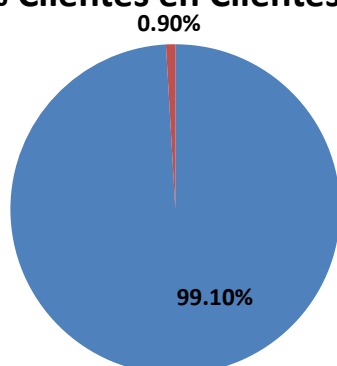
Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda.

Cabe aclarar que dentro del análisis son incorporados todos aquellos que entran en la categoría cuyo consumo no excede el límite superior dado por 300 m3/mes, lo que significa que, en dicha categoría, además de contar con clientes residenciales con consumo propio del hogar, también han sido incluidos aquellos que cuentan con algún comercio pequeño cuyo consumo no excede ese límite, como pueden ser lavanderías, pequeños restaurantes, panaderías, etc.

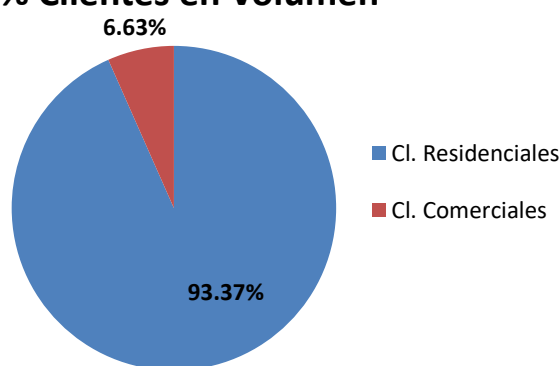
Del análisis de la base de facturación se puede obtener que aproximadamente solo el 0,9% del total de clientes conectados a julio del 2017 de la categoría A (con consumos que no exceden los 300 m3/mes) son pequeños comercios.

Gráfico N° 8 Distribución del número de clientes de la Categoría A – julio 2017

% Clientes en Clientes



% Clientes en Volumen



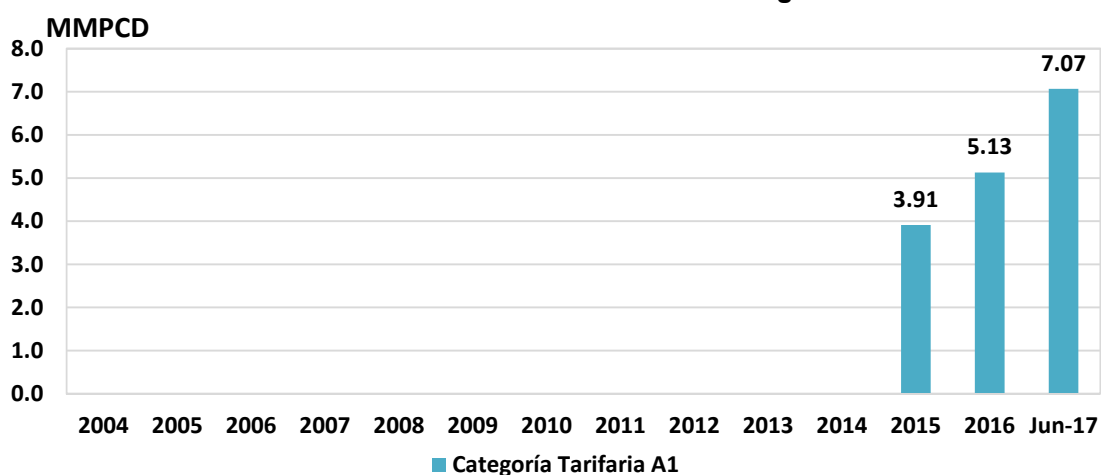
Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda.

3.1.1.2 Categoría A1

Esta es la categoría con mayor número de clientes, ya que contiene a viviendas y comercios cuyo consumo es inferior a los 30 m³/mes.

Resulta importante indicar que la información estadística de la categoría A1 tiene lugar a partir de mayo de 2014. Para efectos de presentación, esta será agrupada a partir del 2015. En ese sentido, los resultados de demanda, número de clientes y consumo unitario se presentan en los gráficos a continuación:

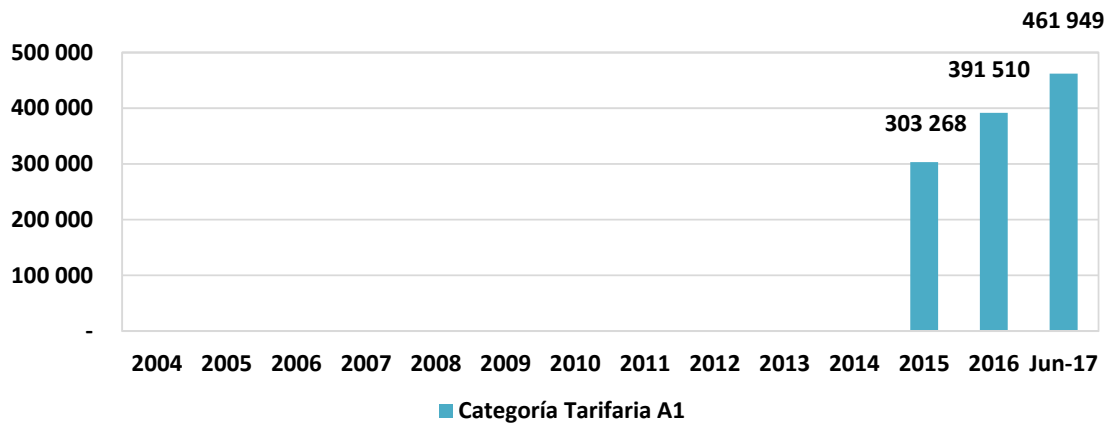
Gráfico N° 9 Demanda histórica de la categoría A1



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

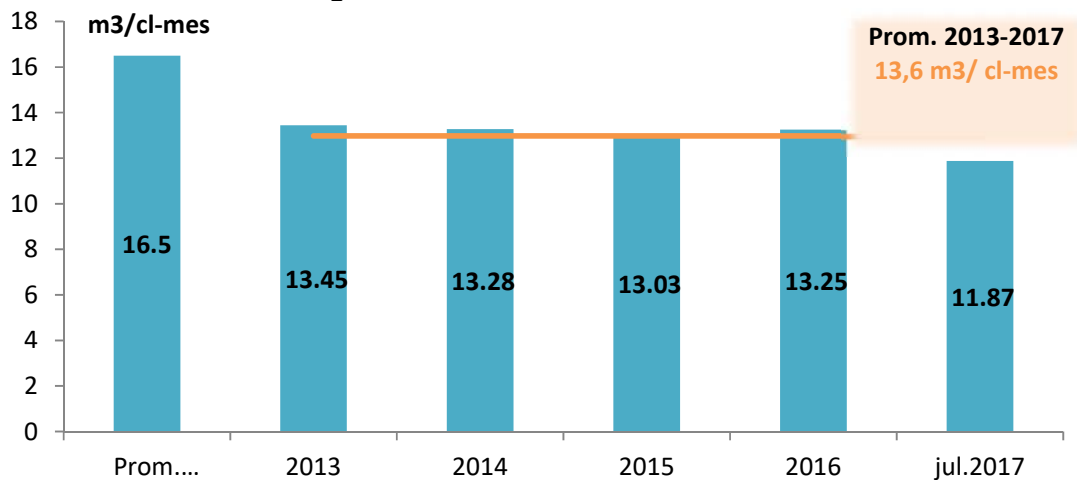
Gráfico N° 10 Numero clientes categoría A1 diciembre de cada año

Cientes



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

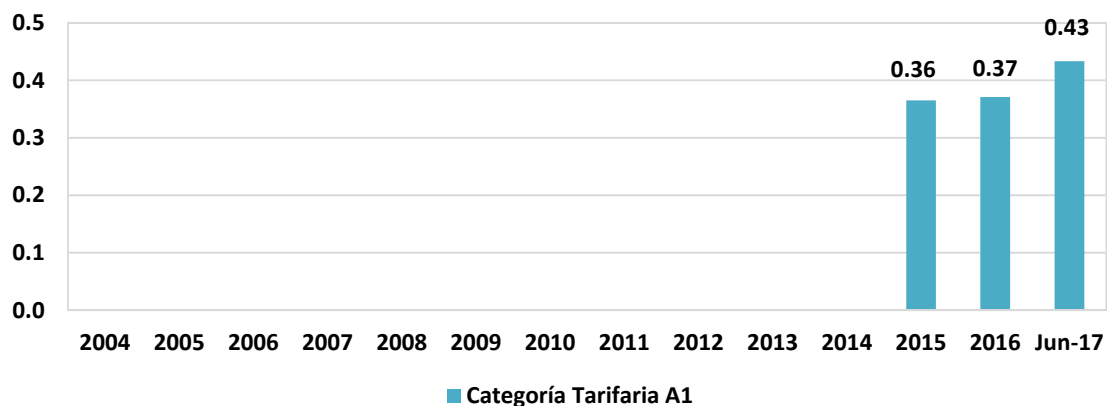
Gráfico N° 11 Evolución del consumo unitario mensual a julio de cada año
Categoría A1: consumos < 30m3/cl-mes



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Gráfico N° 12 Consumo unitario de GN categoría A1 en m3/cl-día

m3/día



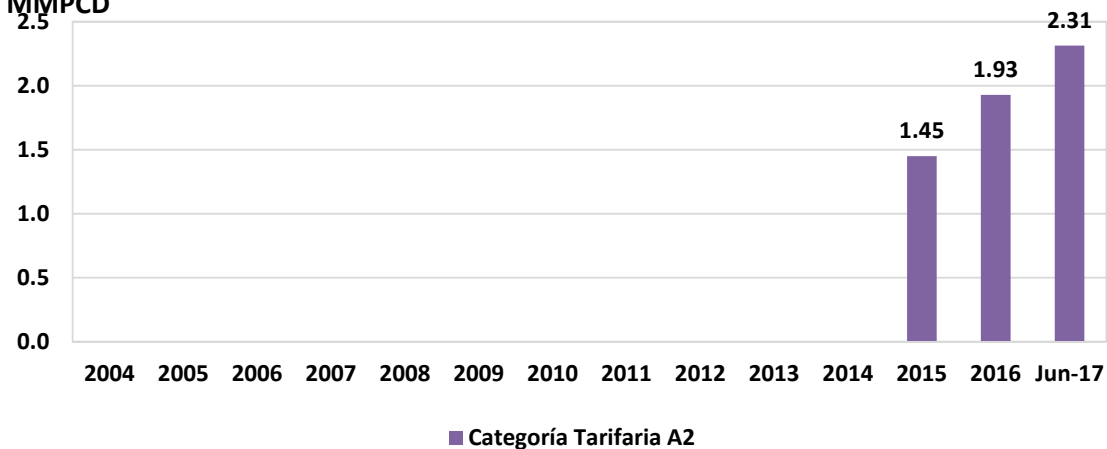
Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

3.1.1.3 Categoría A2

Al igual que en el caso de la categoría A1, la información estadística de la categoría A2 tiene lugar a partir de mayo de 2014. Para efectos de presentación, esta será agrupada a partir del 2015. En ese sentido, los resultados de demanda, número de clientes y consumo unitario de presentan en los gráficos a continuación:

Gráfico N° 13 Demanda histórica de la categoría A2

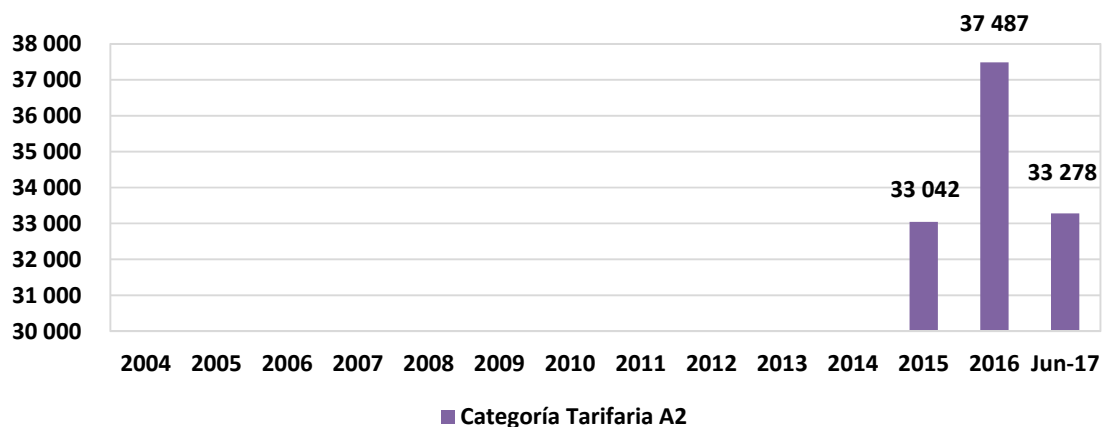
MMPCD



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

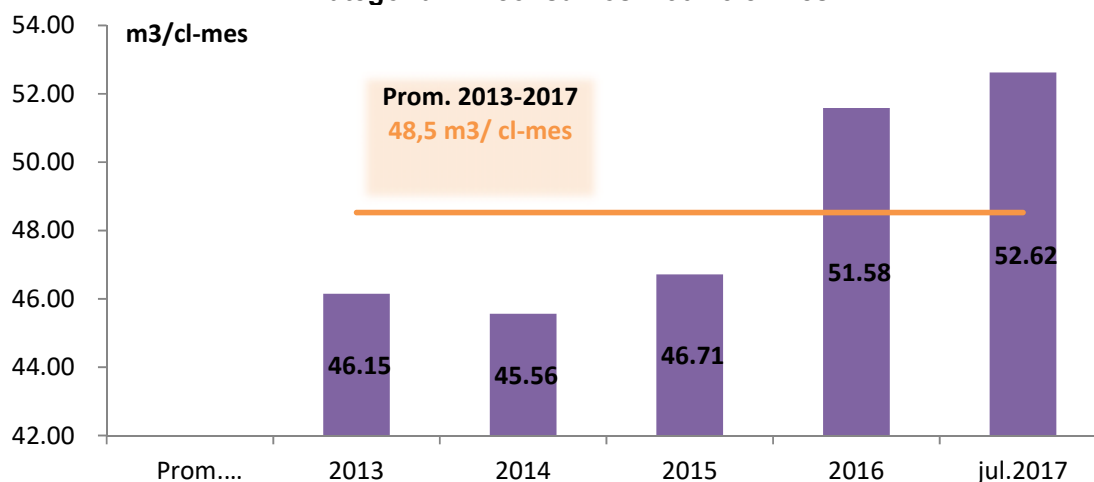
Gráfico N° 14 Numero clientes categoría A2 diciembre de cada año

Cientes



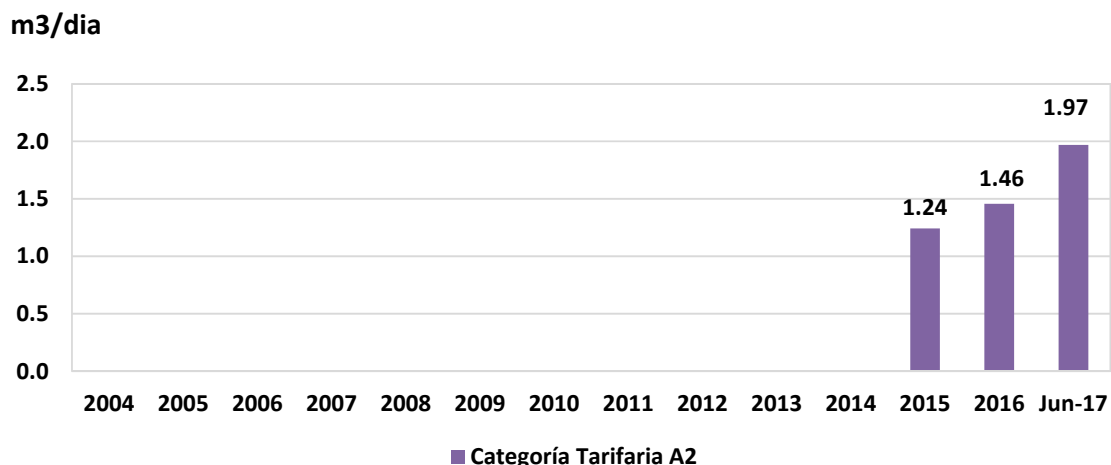
Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Gráfico N° 15 Evolución del consumo unitario mensual a julio de cada año
Categoría A2: consumos > 30m3/cl-mes



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Gráfico N° 16 Consumo unitario de GN categoría A2 en m3/cl-día



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Para profundizar más en lo que respecta a consumos unitarios residenciales, a continuación, se presenta el relevamiento por distrito y categoría tarifaria obtenidos a partir del análisis de la base comercial de julio del año 2017.

Tabla N° 15 Consumo Unitario Promedio m3 - mes

Distrito	REG-A1	REG-A2
ATE	11,71	57,67
BARRANCO	7,72	
BREÑA	10,40	39,69
CALLAO	11,79	49,86
CARABAYLLO	10,89	55,31
CERCADO DE LIMA	13,02	53,30
CHORRILLOS	12,51	42,00
COMAS	11,47	48,66
EL AGUSTINO	12,25	52,60
INDEPENDENCIA	11,55	46,26
JESÚS MARÍA	12,62	58,60
LINCE	13,18	37,00
LOS OLIVOS	11,12	57,41
LURÍN	11,01	57,57
MAGDALENA DEL MAR	14,01	60,37
PACHACAMAC	10,80	41,67
PUEBLO LIBRE	13,27	59,96
PUENTE PIEDRA	13,58	
SAN BORJA	18,06	51,30
SAN ISIDRO	12,10	63,92
SAN JUAN DE LURIGANCHO	11,88	55,43
SAN JUAN DE MIRAFLORES	12,38	52,82

Distrito	REG-A1	REG-A2
SAN MARTIN DE PORRES	11,25	48,31
SAN MIGUEL	13,93	57,15
SANTA ANITA	11,37	50,10
SANTIAGO DE SURCO	17,03	60,07
SURQUILLO	5,84	43,67
VILLA EL SALVADOR	11,83	47,48
VILLA MARÍA DEL TRIUNFO	12,70	48,62
LA MOLINA		301,00
TOTALES	11,87	52,62

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálida.

3.1.1.4 Análisis de la demanda propuesta por el Concesionario

En el PQI 2018-2022, el Concesionario Gas Natural de Lima y Callao S.A. especifica que en dicho período se desarrollarán proyectos de extensiones de red en 21 distritos lo que tendría como consecuencia la conexión de un total de 225.901 clientes residenciales y 1.628 clientes comerciales según el siguiente detalle:

Tabla N° 16 Incorporación de clientes en nuevos proyectos residenciales por distrito

Distrito	2S 2017	2018	2019	2020	2021	1S 2022	Total
Ancón	-	-	2.529	304	134	-	2.967
Ate	6.783	843	6.983	5.642	2.725	471	23.447
Breña	-	-	-	-	3.128	376	3.504
Callao	-	-	-	-	1.467	177	1.644
Carabaylo	1.883	3.666	512	7.236	8.201	1.257	22.755
Chilca	-	711	85	38	2.864	344	4.042
Chorrillos	-	8.317	8.692	1.364	407	-	18.780
Comas	-	-	528	64	523	60	1.175
La Victoria	-	7.672	922	406	6.057	728	15.785
Lurín	-	-	-	1.941	233	103	2.277
Mi Perú (ex-Ventanilla)	-	-	-	-	3.975	478	4.453
Miraflores	-	43	5	3	-	-	51
Pachacamac	-	4.763	573	252	-	-	5.588
Puente Piedra	10.761	14.807	2.193	2.981	6.151	827	37.720
Rímac	-	-	-	3.665	441	194	4.300
San Borja	-	-	-	-	1	-	1
San Isidro	-	15	2	1	-	-	18
San Juan de Lurigancho	-	21.532	5.076	1.439	895	91	29.033
San Juan de Miraflores	-	-	2.047	246	5.255	618	8.166
San Luis	-	-	-	-	1.374	166	1.540
San Martín de Porres	7.789	944	414	-	506	61	9.714
Santiago de Surco	-	-	-	28	4	1	33
Surquillo	-	-	-	-	4.977	599	5.576
Ventanilla	-	7.423	893	5.783	2.341	489	16.929
Villa El Salvador	-	348	42	2.043	244	107	2.784
Villa María del Triunfo	-	-	-	-	362	43	405

Distrito	2S 2017	2018	2019	2020	2021	1S 2022	Total
San Vicente Cañete	2.707	325	143	-	-	-	3.175
Independencia	-	34	4	1	-	-	39
Total	29.923	71.443	31.643	33.437	52.265	7.190	225.901

Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

Tabla N° 17 Incorporación de clientes comerciales en nuevos proyectos por distrito

Distrito	2S 2017	2018	2019	2020	2021	1S 2022	Total
Ancón	-	-	6	8	6	5	25
Ate	17	19	37	39	36	26	174
Breña	-	-	-	-	8	9	17
Callao	-	-	-	-	3	4	7
Carabaylo	4	14	16	30	42	41	147
Chilca	-	1	2	1	9	8	21
Chorrillos	-	23	46	45	35	11	160
Comas	-	-	-	1	2	1	4
La Victoria	-	22	22	22	28	17	111
Lurín	-	-	-	5	5	6	16
Mi Perú (ex-Ventanilla)	-	-	-	-	11	11	22
Pachacamac	-	12	14	13	7	-	46
Puente Piedra	29	68	68	60	38	21	284
Rímac	-	-	-	9	11	10	30
San Juan de Lurigancho	-	58	68	68	38	6	238
San Juan de Miraflores	-	-	5	6	17	16	44
San Luis	-	-	-	-	3	3	6
San Martín de Porres	22	22	22	11	-	1	78
Surquillo	-	-	-	-	14	14	28
Ventanilla	-	20	21	35	30	20	126
Villa El Salvador	-	-	1	5	7	5	18
Villa María del Triunfo	-	-	-	-	-	1	1
San Vicente Cañete	6	8	8	3	-	-	25
Total	78	267	336	361	350	236	1.628

Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

La lógica de penetración utilizada para estimar la incorporación de clientes en estos distritos respeta el comportamiento histórico de las redes anilladas del Concesionario sobre un potencial estimado con datos georreferenciados. También especifica que para lograr dichos niveles de incorporación de clientes es importante que se mantenga el “Fondo de Inclusión Social Energético” (en adelante FISE), de otra manera las proyecciones serían menos ambiciosas.

Adicionalmente el Concesionario prevé incorporar 128.492 nuevos clientes residenciales y 1.358 nuevos clientes comerciales en la infraestructura de red ya existente.

Tabla N° 18 Incorporación nuevos clientes residenciales en redes existentes por distrito

Distrito	2S 2017	2018	2019	2020	2021	1S 2022	Total
Ate	-	1.654	1.655	1.655	1.655	827	7.446
Callao	4.528	1.867	1.867	1.867	1.867	934	12.930
Carabayllo	812	259	260	260	260	130	1.981
Cercado de Lima	-	1.392	1.392	1.392	1.392	696	6.264
Comas	7.732	1.463	1.463	1.463	1.463	732	14.316
El Agustino	1.736	506	506	506	506	253	4.013
Independencia	1.008	795	795	795	795	397	4.585
Jesús María	-	1.020	1.021	1.021	1.021	510	4.593
Los Olivos	4.568	1.277	1.277	1.277	1.277	638	10.314
LURÍN	-	17	17	17	17	8	76
Magdalena del Mar	-	851	851	851	851	426	3.830
Pueblo Libre	-	595	596	596	596	298	2.681
San Juan de Lurigancho	10.897	1.869	1.870	1.870	1.870	935	19.311
San Juan de Miraflores	480	58	58	58	58	29	741
San Martín de Porres	4.766	2.136	2.137	2.137	2.137	1.068	14.381
San Miguel	-	1.352	1.353	1.353	1.353	676	6.087
Santa Anita	385	998	998	998	998	499	4.876
Santiago de Surco	-	1.336	1.336	1.336	1.336	668	6.012
Villa el Salvador	2.630	-	-	-	-	-	2.630
Villa María del Triunfo	1.425	-	-	-	-	-	1.425
Total	40.967	19.445	19.452	19.452	19.452	9.724	128.492

Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

Tabla N° 19 Incorporación nuevos clientes comerciales en redes existentes por distrito

Distrito	2S 2017	2018	2019	2020	2021	1S 2022	Total
Ate	-	14	14	14	14	7	63
Callao	68	16	16	16	16	8	139
Carabayllo	12	2	2	2	2	1	22
Cercado de Lima	-	12	12	12	12	6	53
Comas	116	12	12	12	12	6	172
El Agustino	26	4	4	4	4	2	45
Independencia	15	7	7	7	7	3	45
Jesús María	-	9	9	9	9	4	39
Los Olivos	69	11	11	11	11	5	117
LURÍN	-	0	0	0	0	0	1
Magdalena del Mar	-	7	7	7	7	4	32
Pueblo Libre	-	5	5	5	5	3	23
San Juan de Lurigancho	164	16	16	16	16	8	235
San Juan de Miraflores	7	0	0	0	0	0	9
San Martín de Porres	72	18	18	18	18	9	153
San Miguel	-	11	11	11	11	6	52
Santa Anita	6	8	8	8	8	4	44
Santiago de Surco	-	11	11	11	11	6	51
Villa el Salvador	40	-	-	-	-	-	40
Villa María del Triunfo	21	-	-	-	-	-	21
Total	616	165	165	165	165	82	1.358

Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

De esta manera el Concesionario en su PQI prevé conectar en total 354.393 nuevos clientes residenciales y 2.986 clientes comerciales, tal como se detalla en la siguiente tabla resumen:

Tabla N° 20 Resumen de expansión de los mercados residenciales y comerciales

Pequeños Clientes	2S 2017	2018	2019	2020	2021	1S 2022	Total
Cientes Resid. incorporados Red Existente	40.967	19.445	19.452	19.452	19.452	9.724	128.492
Cientes Resid. incorporados Nvos proyectos	29.923	71.443	31.643	33.437	52.265	7.190	225.901
Cientes Resid. incorporados Total	70.890	90.888	51.095	52.889	71.717	16.914	354.393
Cientes Comerc. incorporados Red Existente	616	165	165	165	165	82	1.358
Cientes Comerc. incorporados Nvos proyectos	78	267	336	361	350	236	1.628
Cientes Comerc. incorporados - Total	694	432	501	526	515	318	2.986
Km de longitud de red adicionada PE	563	1.260	417	509	886	-	3.635
Costos de Inversión en MMUSD	47	104	34	42	73	-	303

Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

Para esto el Concesionario prevé realizar 3.635 kilómetros de red de polietileno e invertir 303 [MMUSD].

Al analizarse de acuerdo al nivel socioeconómico de los distritos a las cuales pertenecen los clientes conectado en base al PQI que presenta el concesionario, se identifica la siguiente segmentación:

Tabla N° 21 Clientes residenciales conectados por NSE

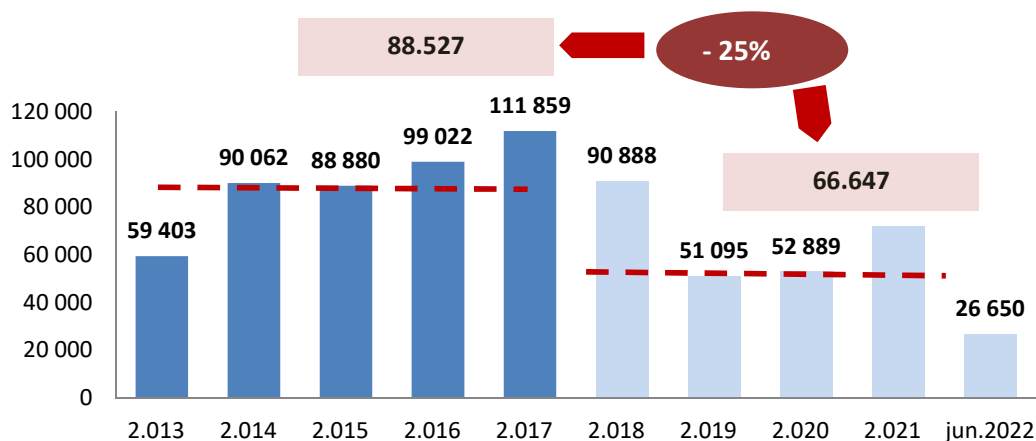
Nivel SE	Nuevos proyectos	Redes Existentes
Alta	-	1.555
Media	48.154	49.056
Baja	95.058	26.312
Total	225.901	128.492

Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

3.1.1.5 Análisis evolución histórica de la demanda residencial y comercial con respecto a lo proyectado por el concesionario

Comparando la evolución histórica del segmento residencial con la expansión propuesta por el Concesionario en su PQI es posible apreciar que el nivel de incorporación de clientes cae un 25%. En el período 2014-2017 el Concesionario se expandió a un ritmo promedio de 88.527 clientes residenciales por año, en tanto que para el período 2018-2022, el Concesionario prevé crecer a una tasa promedio de 66.647 clientes por año, esto representa una caída del 25%, en cantidad de nuevos clientes residenciales, y que puede explicarse dado a que el mercado esta en un nivel de maduración cuyo desarrollo se caracteriza por la economía de escala que prevé el concesionario con la implementación del PQI.

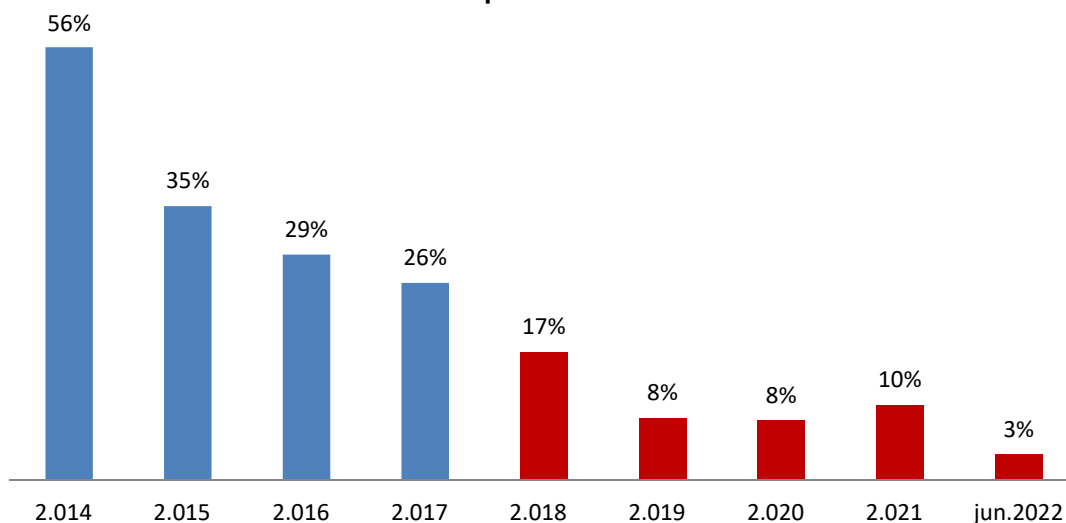
Gráfico N° 17 Comparativa expansión histórica y futura del mercado residencial



Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

Como un análisis adicional, si se observan las tasas de expansión, el Concesionario pasaría de niveles de incorporación de clientes del 56% (año 2014) a tasas del 10% (año 2021) lo cual podría considerarse lógico en una etapa del sector que se encuentra en desarrollo, por encima de un crecimiento del tipo vegetativo (por el crecimiento de la población).

Gráfico N° 18 Tasas de expansión en el mercado residencial

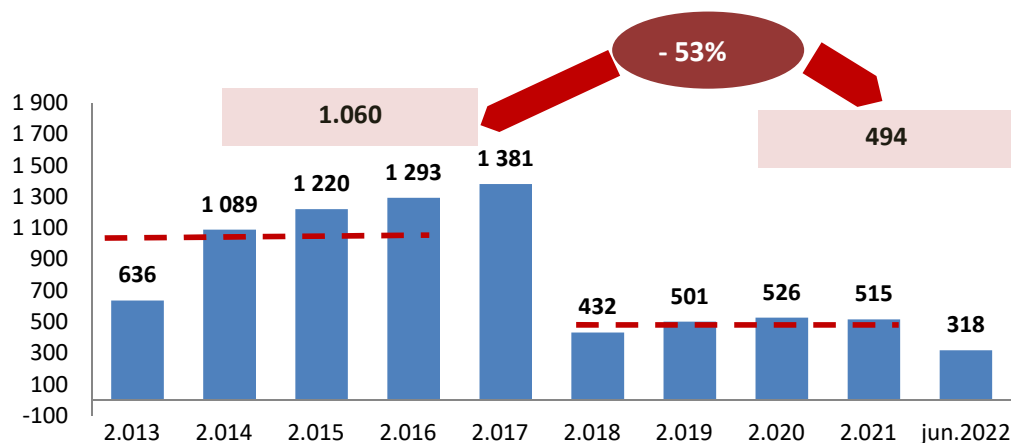


Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

Como se aprecia en el análisis de la cantidad de clientes y de las tasas de expansión hay caídas significativas entre el período histórico (hasta el 2017) y el período proyectado que corresponde con el nuevo período tarifario (desde el año 2018).

Donde sí se alcanza a identificar una caída significativa en el comportamiento de las incorporaciones de clientes, es en el mercado comercial. Históricamente el Concesionario incorporó en promedio 1.060 clientes comerciales por año, en tanto que para los próximos años el Concesionario prevé incorporar en promedio 494 clientes comerciales. Esto último representa una caída del 53% en la cantidad de nuevos clientes comerciales incorporados por año.

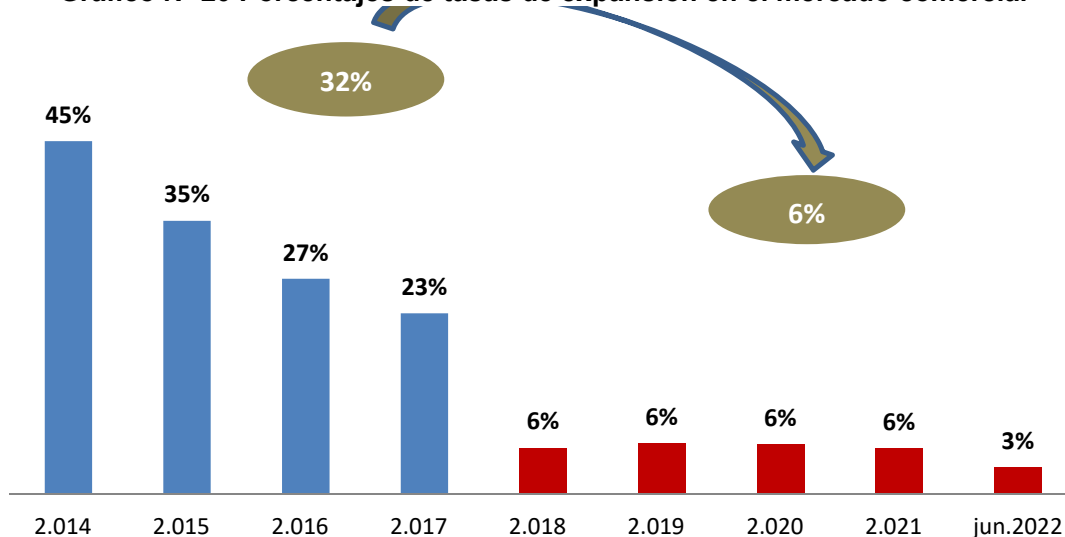
Gráfico N° 19 Comparativa expansión histórica y futura del mercado comercial



Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

A nivel de tasas de incorporación la caída es aún más significativa, ya que el mercado comercial pasa de tasas de expansión del 30% a tasas promedio del 11%.

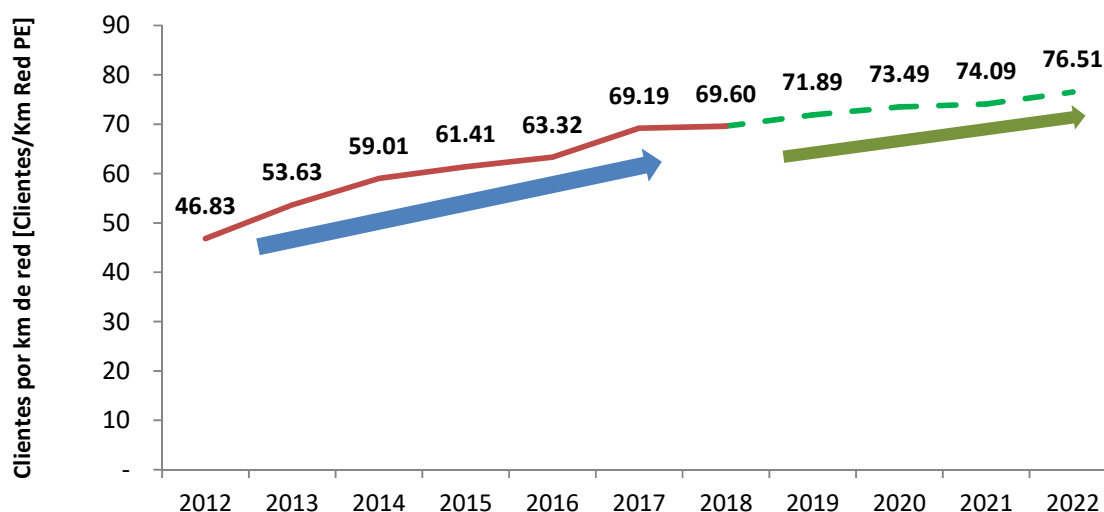
Gráfico N° 20 Porcentajes de tasas de expansión en el mercado comercial



Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

Considerando la evolución de la red y de los clientes residenciales y comerciales, es posible apreciar las siguientes tasas de clientes por kilómetro de red.

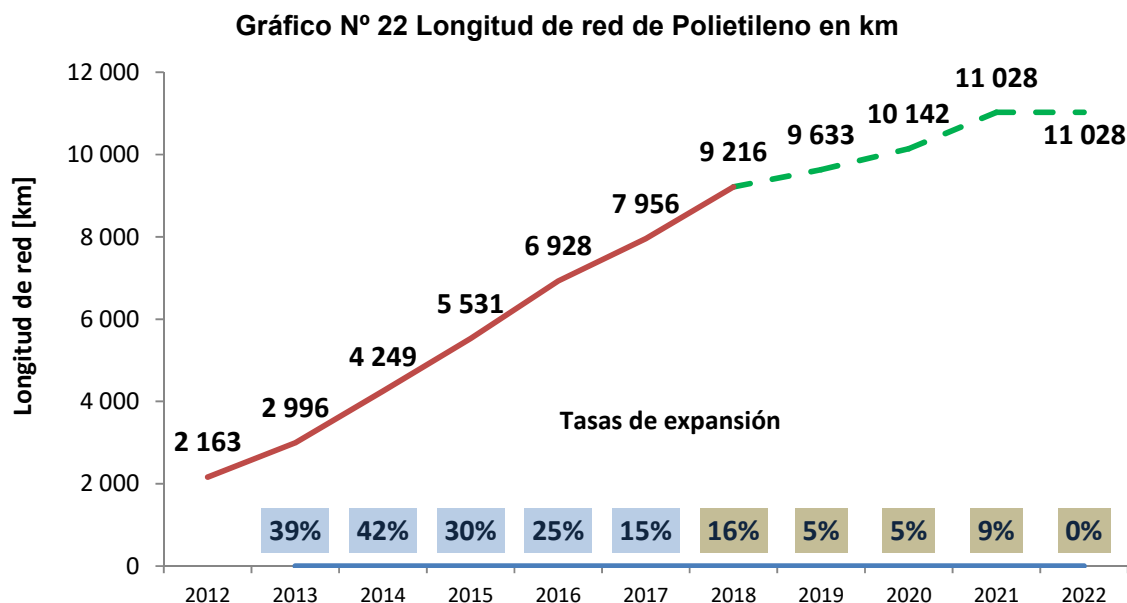
Gráfico N° 21 Número de clientes residenciales por km de red



Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

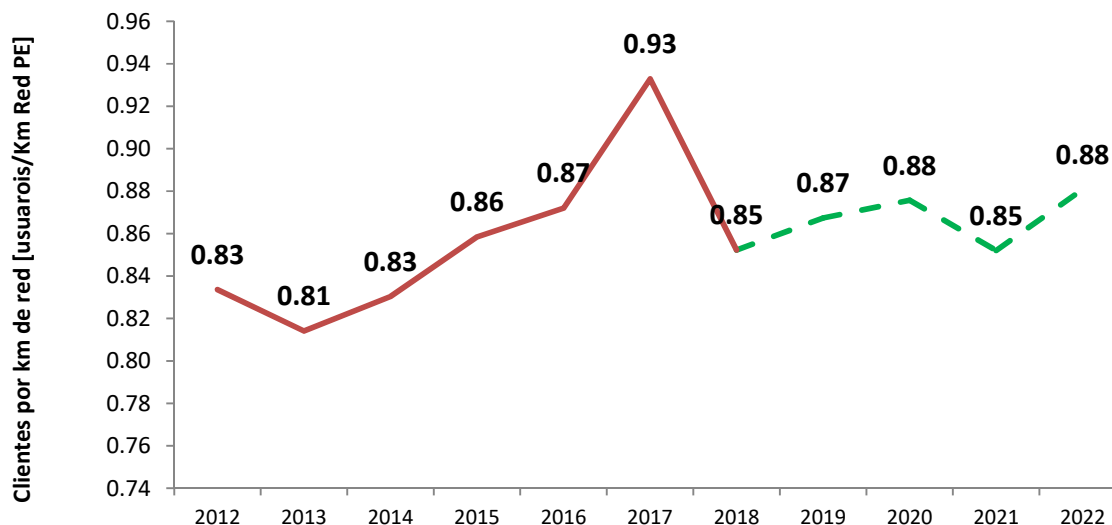
Tal como se puede apreciar en el período histórico la cantidad de clientes residenciales por kilómetro de red de polietileno crece sostenidamente hasta el año 2018 a un ritmo promedio

de aproximadamente 4 clientes por km de red, y luego se estabiliza en el orden de 74 clientes residenciales por kilómetro. Se debe tener en cuenta que el aumento de la cantidad de clientes por extensión de red se ajusta a los modelos convencionales de saturación de red, en donde no todos los clientes potenciales se conectan instantáneamente al servicio cuando el mismo está disponible, sino que existe gradualidad.



Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

Para el mercado comercial se registra un aumento en la cantidad de clientes por kilómetros de red y un salto en el 2017, aunque para el año 2018 se registra una gran caída en el número de clientes por kilómetro de red de PE para luego mantenerse en ese nivel.

Gráfico N° 23 Número de clientes comerciales por km de red

Fuente: Elaboración propia basada en información recopilada del PQI 2018-2022.

A partir del análisis de la información es posible aseverar que la expansión prevista por el Concesionario es inferior a la realizada en los últimos años pero siendo lógica desde el punto de vista de la madurez del mercado y de los proyectos que el concesionario tiene con respecto al PQI, sin embargo según nuestros análisis, que se presentaran en las siguientes secciones, la demanda se plasma dentro de un escenario mas ambicioso y realista donde se prevé llegar a alrededor del millón de clientes para mediados del 2022, fin del periodo regulatorio.

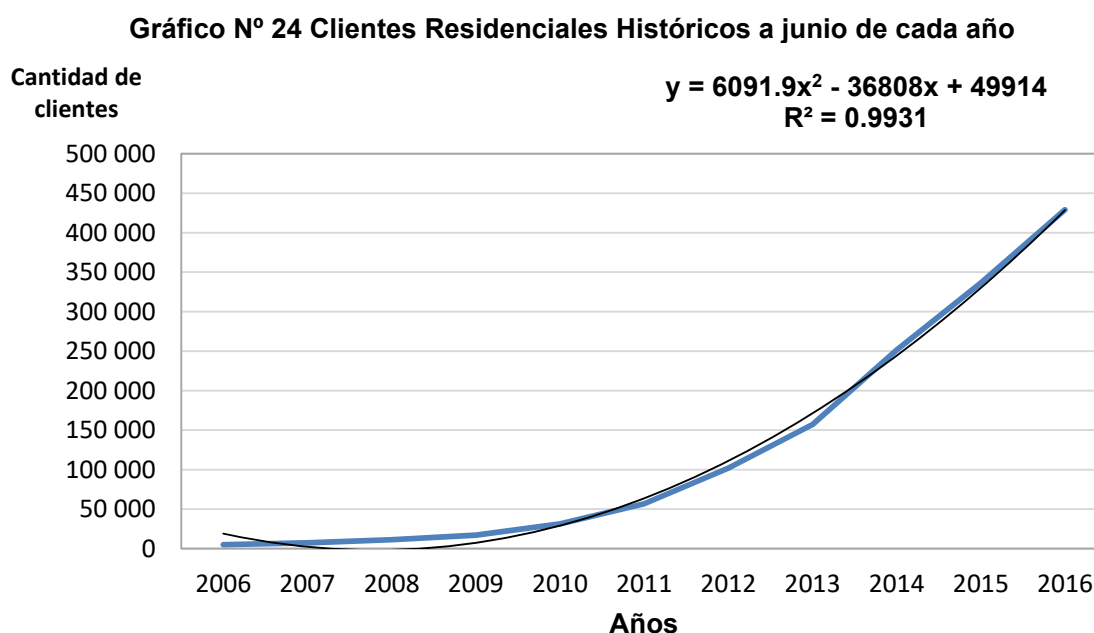
3.1.1.6 Demanda proyectada

En este apartado, se presenta la estimación de la demanda residencial, lo que conlleva la incorporación de clientes a los proyectos sobre redes existentes y sobre redes de nuevos proyectos propuestos por el Concesionario, pero teniendo en cuenta tasas de penetración determinados para los diferentes NSE, respetando la estrategia comercial del concesionario que apunta directamente a aquellos distritos en las que prevalece los estratos medio, medio bajo y bajo en cuanto a sus niveles socioeconómicos, de tal manera de abarcar mayor penetración de gas natural.

3.1.1.6.1 Criterios para la estimación de la demanda residencial

La proyección de la demanda residencial se realiza teniendo en cuenta una correlación existente entre dos parámetros esenciales: por un lado, la evolución histórica de los clientes a mes de junio de cada año y del consumo total residencial de la categoría A y, por otro lado, la evolución del consumo unitario.

La cantidad de clientes residenciales a través del tiempo se puede observar en el siguiente gráfico:



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Analizando los datos históricos, es posible concluir que los clientes evolucionan con un marcado comportamiento tendencial, y se ha estimado una regresión correspondiente a una ecuación de segundo grado cuyo ajuste es cercano a 0,99, indicando una aproximación muy apropiada del modelo a los datos considerados.

Si bien se esperaría que la demanda crezca para el periodo 2018-2022 siguiendo la línea tendencial histórica definida arriba, ha sido seleccionada una metodología de proyección utilizado en el sector residencial teniendo en cuenta como referencia los siguientes criterios:

Para redes existentes:

La penetración residencial se realiza en los distritos donde existen redes en la actualidad.

Se han considerado los siguientes criterios para su estimación:

- Clientes potenciales a ser conectados, definidos a través del estudio de relevamiento GIS, por la cual se determinaron las superficies cubiertas con red para cada distrito a instalarse en el periodo 2018-2022.
- Factor de Penetración Actual para cada distrito, conociendo la cantidad de clientes conectados actualmente por distrito y la cantidad de clientes a ser potencialmente conectados.
- Estrategia comercial del concesionario.
- Nivel de penetración objetivo global postulado por regulación del 70%.
- Plan Quinquenal propuesto por el concesionario (PQI).
- Promedio histórico de tres años del consumo unitario por distrito, que al ser multiplicado por la cantidad de clientes proyectados se obtiene el consumo por distrito.

Para redes nuevas:

El PQI propuesto por el Concesionario presenta una serie de proyectos residenciales en diferentes distritos. Cada uno de los proyectos se presenta con su potencial de clientes a ser conectados y su fecha de ejecución. Para la estimación de esta demanda se consideraron:

- Clientes residenciales por proyecto a ser incorporados en el año 2017 propuesto por el concesionario.
- Clientes potenciales por proyecto a ser incorporados en el periodo 2018-2022 propuestos por el concesionario.
- Evolución del Factor de Penetración objetivo definido para cada uno de los distritos en función de su nivel socioeconómico que le predomina.
- Plan Quinquenal propuesto por el concesionario (PQI).
- Uso del consumo unitario por distrito de último año (2016), que al ser multiplicado por la cantidad de clientes proyectados se obtiene el consumo por distrito.

Para ambos casos, se describe en ANEXO lo siguiente:

- Factor de Penetración alcanzable por Resolución.
- Estrategia comercial del Concesionario aplicado al Factor de penetración.
- Estudio de Benchmarking sobre factores de penetración en otros países.

3.1.1.6.2 Demanda proyectada para redes existentes

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la evolución de clientes sobre las redes existentes:

Tabla N° 22 Evolución del número de clientes residenciales sobre redes existentes

Distrito	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ate	16.386	18.046	19.701	21.356	23.011	23.838
Barranco	150	150	150	150	150	150
BREÑA	252	252	252	252	252	252
Callao	30.776	32.645	34.512	36.379	38.246	39.180
Carabaylo	3.735	3.994	3.994	3.994	3.994	3.994
Cercado de Lima	9.206	10.599	11.991	13.383	14.775	15.471
CHORRILLOS	87	87	87	87	87	87
Comas	68.713	70.179	71.642	73.105	74.568	75.300
El Agustino	22.530	23.041	23.547	24.053	24.559	24.812
Independencia	14.555	15.352	16.147	16.942	17.737	18.134
Jesús María	877	1.897	2.918	3.939	4.960	5.470
LINCE	48	48	48	48	48	48
Los Olivos	50.338	51.621	52.898	54.175	55.452	56.090
Lurín	1.934	1.950	1.967	1.984	2.001	2.009
Magdalena del Mar	2.708	3.561	4.412	5.263	6.114	6.540
PACHACAMAC	86	86	86	86	86	86
Pueblo Libre	5.054	5.653	6.249	6.845	7.441	7.739
PUENTE PIEDRA	540	540	540	540	540	540
SAN BORJA	128	129	129	129	129	129
SAN ISIDRO	255	257	257	257	257	257
San Juan de Lurigancho	59.398	61.271	61.271	61.271	61.271	61.271
San Juan de Miraflores	46.776	46.839	46.897	46.955	47.013	47.042
San Martín de Porres	69.369	71.509	73.646	75.783	77.920	78.988
San Miguel	11.136	12.490	13.843	15.196	16.549	17.225
Santa Anita	16.370	17.369	18.367	19.365	20.363	20.862
Santiago de Surco	5.403	6.740	8.076	9.412	10.748	11.416
SURQUILLO	190	190	190	190	190	190
Villa el Salvador	62.205	62.207	62.207	62.207	62.207	62.207
Villa María del Triunfo	43.492	43.494	43.494	43.494	43.494	43.494
TOTAL	542.697	562.196	579.518	596.840	614.162	622.821

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálida y de datos extraídos de la INEI.

Los crecimientos interanuales del número de clientes para las redes existentes son:

Tabla N° 23 Tasas de incorporación de clientes residenciales en redes existentes

Tasa de incorporación de clientes en red existente al año 2017					
Distrito	2018	2019	2020	2021	2022
Ate	10,1%	9,2%	8,4%	7,7%	3,6%
Barranco	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BREÑA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Callao	6,1%	5,7%	5,4%	5,1%	2,4%
Carabayllo	7,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Cercado de Lima	15,1%	13,1%	11,6%	10,4%	4,7%
CHORRILLOS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Comas	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	1,0%
El Agustino	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	1,0%
Independencia	5,5%	5,2%	4,9%	4,7%	2,2%
Jesús María	116,3%	53,8%	35,0%	25,9%	10,3%
LINCE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Los Olivos	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	1,2%
Lurín	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	0,4%
Magdalena del Mar	31,5%	23,9%	19,3%	16,2%	7,0%
PACHACAMAC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Pueblo Libre	11,9%	10,5%	9,5%	8,7%	4,0%
PUENTE PIEDRA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SAN BORJA	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SAN ISIDRO	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
San Juan de Lurigancho	3,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
San Juan de Miraflores	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
San Martín de Porres	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	1,4%
San Miguel	12,2%	10,8%	9,8%	8,9%	4,1%
Santa Anita	6,1%	5,7%	5,4%	5,2%	2,5%
Santiago de Surco	24,7%	19,8%	16,5%	14,2%	6,2%
SURQUILLO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Villa el Salvador	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Villa María del Triunfo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	3,6%	3,1%	3,0%	2,9%	1,4%

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda y de datos extraídos de la INEI.

Tal como se ha especificado anteriormente el número de clientes que se incorporan a la red existente es constante año a año durante el período lo que genera tasas de incorporación decrecientes con el tiempo.

Las tasas de incorporación de clientes o tasas de expansión por distrito se encuentran entre el 3,6% y el 1,4% lo que representa porcentajes bajos. La tasa de expansión del servicio

mantiene relación inversa con el nivel de penetración existente al año 2017, es decir aquellos distritos que presentan actualmente niveles de penetración altos, según el Concesionario tendrá tasas de expansión bajas, por el contrario, los distritos con tasas actuales bajas de penetración tendrán expansiones mayores según la previsión del Concesionario.

Otro punto a analizar es el volumen de gas proyectado, por lo que se ha definido un consumo promedio para cada uno de los distritos, considerándose el promedio de los últimos tres años de los consumos unitarios históricos definido a partir de la información de las bases comerciales. Siendo estos:

Tabla N° 24 Consumo unitarios para el periodo 2018-2022 por distrito

Consumo		Consumo	
Distrito	Unitario (m3/año)	Distrito	Unitario (m3/año)
Ate	182	Pueblo Libre	260
Barranco	93	PUENTE PIEDRA	163
BREÑA	166	SAN BORJA	460
Callao	172	SAN ISIDRO	493
Carabayllo	136	San Juan de Lurigancho	198
Cercado de Lima	209	San Juan de Miraflores	185
CHORRILLOS	151	San Martin de Porres	170
Comas	171	San Miguel	234
El Agustino	191	Santa Anita	173
Independencia	173	Santiago de Surco	455
Jesús María	231	SURQUILLO	63
LINCE	182	Villa el Salvador	167
Los Olivos	168	Villa María del Triunfo	187
Lurín	108		
Magdalena del Mar	272		
PACHACAMAC	142		

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda y de datos extraídos de la INEI.

Estos consumos unitarios se mantienen constantes durante todo el periodo tarifario y al multiplicarse por la cantidad de clientes por año se logra dicho resultado del volumen a consumir:

Tabla N° 25 Proyección del volumen en redes existentes por distrito dado en Miles de m3 al año

Distrito	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ate	854	2.616	3.290	3.592	3.894	4.196	4.347
Barranco	-	14	14	14	14	14	14
BREÑA	5	33	42	42	42	42	42
Callao	2.939	4.125	5.614	5.935	6.256	6.577	6.738
Carabayllo	-	399	545	545	545	545	545
Cercado de Lima	1.856	1.799	2.218	2.509	2.800	3.091	3.237
CHORRILLOS	10	13	13	13	13	13	13
Comas	7.001	9.326	12.003	12.254	12.504	12.754	12.879
El Agustino	3.340	3.694	4.412	4.509	4.605	4.702	4.751
Independencia	1.112	2.122	2.649	2.786	2.923	3.060	3.129
Jesús María	135	181	438	674	909	1.145	1.263
LINCE	11	9	9	9	9	9	9
Los Olivos	5.933	6.923	8.674	8.888	9.103	9.317	9.424
Lurín	0	260	211	212	214	216	217
Magdalena del Mar	634	672	968	1.199	1.431	1.662	1.778
PACHACAMAC	-	12	12	12	12	12	12
Pueblo Libre	1.166	1.203	1.471	1.626	1.781	1.936	2.014
PUENTE PIEDRA	-	88	88	88	88	88	88
SAN BORJA	20	60	59	59	59	59	59
SAN ISIDRO	59	104	127	127	127	127	127
San Juan de Lurigancho	5.880	8.137	12.113	12.113	12.113	12.113	12.113
San Juan de Miraflores	8.027	8.133	8.643	8.654	8.665	8.675	8.681
San Martín de Porres	9.068	9.796	12.128	12.490	12.852	13.215	13.396
San Miguel	2.436	2.512	2.925	3.241	3.558	3.875	4.033
Santa Anita	2.494	2.572	2.999	3.171	3.344	3.516	3.602
Santiago de Surco	2.260	2.219	3.064	3.671	4.278	4.885	5.189
SURQUILLO	12	15	12	12	12	12	12
Villa el Salvador	8.576	9.468	10.397	10.397	10.397	10.397	10.397
Villa María del Triunfo	7.144	7.437	8.116	8.116	8.116	8.116	8.116
TOTAL	70.970	83.944	103.251	106.958	110.664	114.371	116.223

Fuente: Elaboración propia

3.1.1.6.3 Demanda proyectada para nuevas redes

Al presentar la evolución de los clientes sobre las redes de proyectos nuevos, se tienen los siguientes resultados por distrito:

Tabla N° 26 Evolución del número de clientes sobre redes nuevas

Distrito	2017	2018	2019	2020	2021	1° Sem 2022
Ancón		-	3.005	3.528	3.728	3.983
Ate		3.610	11.267	18.256	23.316	25.444
Breña		-	-	-	2.291	2.335
Callao		-	-	-	778	1.672
Carabaylo		6.323	7.425	16.225	19.424	20.518
Chilca		845	992	1.048	4.522	5.140
Chorrillos		6.091	11.841	13.472	15.466	16.055
Comas		-	628	737	1.368	1.524
La Victoria		4.066	8.737	9.176	13.266	16.927
Lurín		-	-	2.306	2.708	2.861
Mi Perú		-	-	-	4.722	5.545
Miraflores		5	7	13	15	15
Pachacamac		5.659	6.645	7.020	7.502	7.664
Puente Piedra		28.836	33.862	38.469	48.375	50.231
Rímac		-	-	1.943	4.174	4.384
San Borja		-	-	-	0	0
San Juan de Lurigancho		25.579	32.994	35.208	38.487	39.629
San Juan de Miraflores		-	1.085	2.331	5.177	8.546
San Luis		-	-	-	729	1.566
San Martín de Porres		9.263	10.877	11.492	12.882	12.987
Santiago de Surco		-	-	3	4	9
Surquillo		-	-	-	517	759
Ventanilla		8.818	10.355	17.345	21.223	22.251
Villa El Salvador		414	486	2.920	3.375	3.546
Villa María del Triunfo		-	-	-	430	505
San Vicente Cañete		1.435	3.083	3.238	3.548	3.548
Independencia		40	47	50	54	55
La Molina		0	0	0	0	0
San Isidro		2	2	5	5	5
TOTAL		100.986	143.339	184.788	238.086	257.703

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda y de datos extraídos de la INEI.

De la misma manera que en la estimación de la demanda de las redes existentes, se multiplica el consumo unitario promedio por distrito para todo el periodo 2018-2022, que al multiplicar por la cantidad de clientes en las redes nuevas se obtendrá el volumen proyectado:

Tabla N° 27 Proyección del volumen en nuevas redes por distrito dado en Miles de m3 al año

Distrito	2018	2019	2020	2021	2022
Ancón	-	410	482	509	544
Ate	658	2.054	3.329	4.251	4.639
Breña	-	-	-	380	387
Callao	-	-	-	134	287
Carabayllo	863	1.013	2.214	2.651	2.800
Chilca	115	135	143	617	701
Chorrillos	921	1.791	2.038	2.339	2.428
Comas	-	107	126	234	261
La Victoria	699	1.502	1.578	2.281	2.911
Lurín	-	-	249	292	309
Mi Perú	-	-	-	904	1.062
Miraflores	1	2	3	3	3
Pachacamac	806	947	1.000	1.069	1.092
Puente Piedra	4.698	5.517	6.268	7.882	8.184
Rímac	-	-	334	718	754
San Borja	-	-	-	0	0
San Juan de Lurigancho	5.057	6.523	6.960	7.608	7.834
San Juan de Miraflores	-	200	430	955	1.577
San Luis	-	-	-	125	269
San Martín de Porres	1.571	1.845	1.949	2.185	2.203
Santiago de Surco	-	-	1	2	4
Surquillo	-	-	-	33	48
Ventanilla	1.203	1.413	2.367	2.896	3.037
Villa El Salvador	69	81	488	564	593
Villa María del Triunfo	-	-	-	80	94
San Vicente Cañete	217	466	490	537	537
Independencia	7	8	9	9	9
La Molina	0	0	0	0	0
San Isidro	1	1	2	3	3
TOTAL	16.888	24.017	30.460	39.263	42.571

Fuente: Elaboración propia

3.1.1.6.4 Demanda proyectada total (redes existentes y nuevos proyectos)

Se obtiene, entonces, la cantidad de clientes totales proyectados en el periodo 2018-2022 sumando tanto los clientes vigentes e incorporados de las redes existentes como los clientes incorporados de las redes de los nuevos proyectos propuestos por el Concesionario. Los resultados de la estimación de la demanda total se muestran a continuación:

Tabla N° 28 Proyección de los clientes residenciales en redes existentes y nuevas

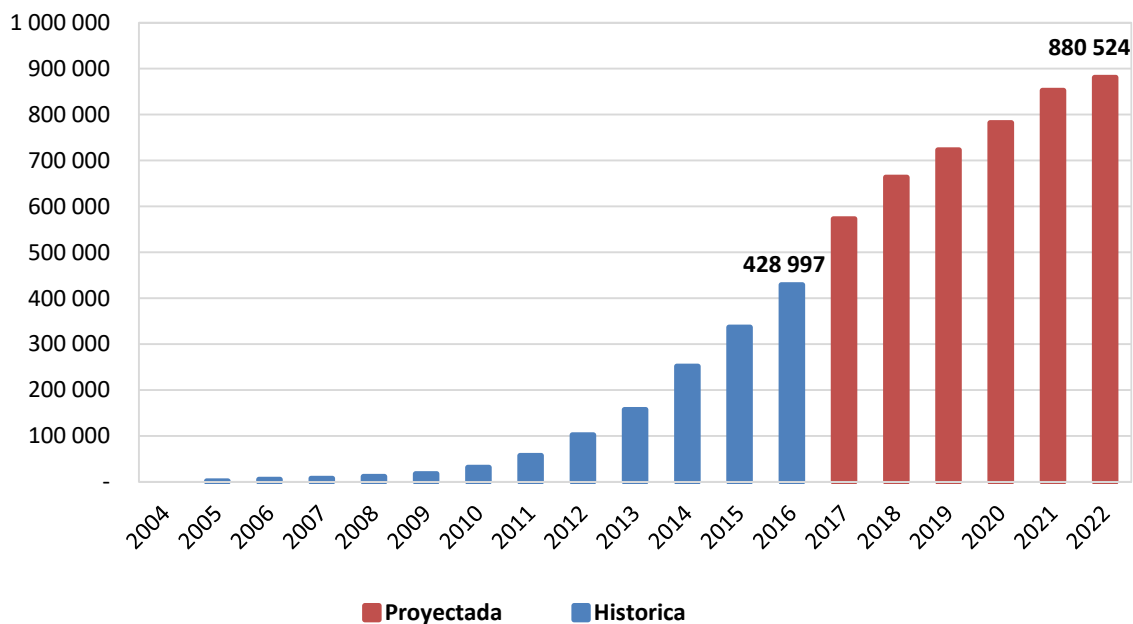
Distrito	2018	2019	2020	2021	2022
Ancón	-	3.005	3.528	3.728	3.983
Ate	21.656	30.968	39.612	46.327	49.282
Breña	252	252	252	2.543	2.587
Callao	32.645	34.512	36.379	39.024	40.852
Carabaylo	10.317	11.419	20.219	23.418	24.512
Chilca	845	992	1.048	4.522	5.140
Chorrillos	6.178	11.928	13.559	15.553	16.142
Comas	70.179	72.270	73.842	75.936	76.824
La Victoria	4.066	8.737	9.176	13.266	16.927
Lurín	1.950	1.967	4.290	4.709	4.870
Mi Perú	-	-	-	4.722	5.545
Pachacamac	5.745	6.731	7.106	7.588	7.750
Puente Piedra	29.376	34.402	39.009	48.915	50.771
Rímac	-	-	1.943	4.174	4.384
San Borja	129	129	129	129	129
San Juan de Lurigancho	86.850	94.265	96.479	99.758	100.900
San Juan de Miraflores	46.839	47.982	49.286	52.190	55.588
San Luis	-	-	-	729	1.566
San Martín de Porres	80.772	84.523	87.275	90.802	91.975
Santiago de Surco	6.740	8.076	9.415	10.752	11.425
Surquillo	190	190	190	707	949
Ventanilla	8.818	10.355	17.345	21.223	22.251
Villa El Salvador	62.621	62.693	65.127	65.582	65.753
Villa María del Triunfo	43.494	43.494	43.494	43.924	43.999
San Vicente Cañete	1.435	3.083	3.238	3.548	3.548
Independencia	15.392	16.194	16.992	17.791	18.189
San Isidro	259	259	262	262	262
Barranco	150	150	150	150	150
Cercado de Lima	10.599	11.991	13.383	14.775	15.471
El Agustino	23.041	23.547	24.053	24.559	24.812
Jesús María	1.897	2.918	3.939	4.960	5.470
LINCE	48	48	48	48	48
Los Olivos	51.621	52.898	54.175	55.452	56.090
Magdalena del Mar	3.561	4.412	5.263	6.114	6.540
Pueblo Libre	5.653	6.249	6.845	7.441	7.739
San Miguel	12.490	13.843	15.196	16.549	17.225
Santa Anita	17.369	18.367	19.365	20.363	20.862
TOTAL	663.182	722.857	781.628	852.248	880.524

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálida y de datos extraídos de la INEI.

La evolución histórica y proyectada del número de clientes residenciales entonces quedaría de la siguiente manera:

Gráfico N° 25 Evolución histórica y proyección de los clientes residenciales totales

Clientes

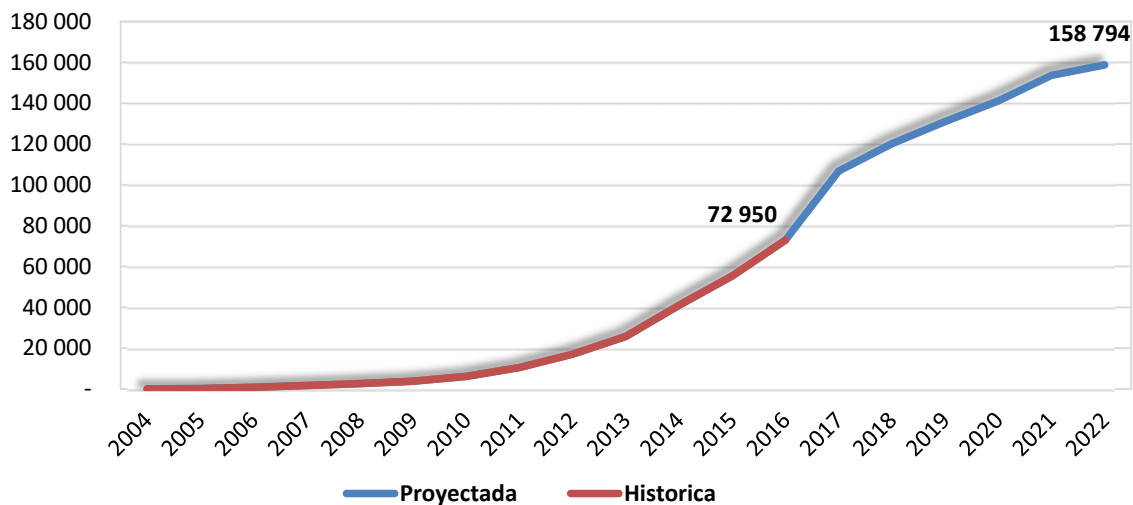


Fuente: Elaboración propia

Y la proyección del volumen total quedaría:

Gráfico N° 26 Evolución histórica y proyección del volumen residencial total

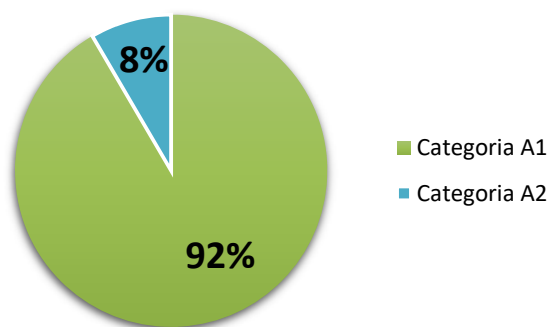
Miles m3



Fuente: Elaboración propia

Una vez proyectado los consumidores de la categoría A, para poder segmentarlos en las categorías A1 y A2, se tuvo en cuenta el promedio de los últimos 4 años de la composición de lo informado históricamente (2013-2016) en las bases comerciales, la cual demostrado en el siguiente grafico:

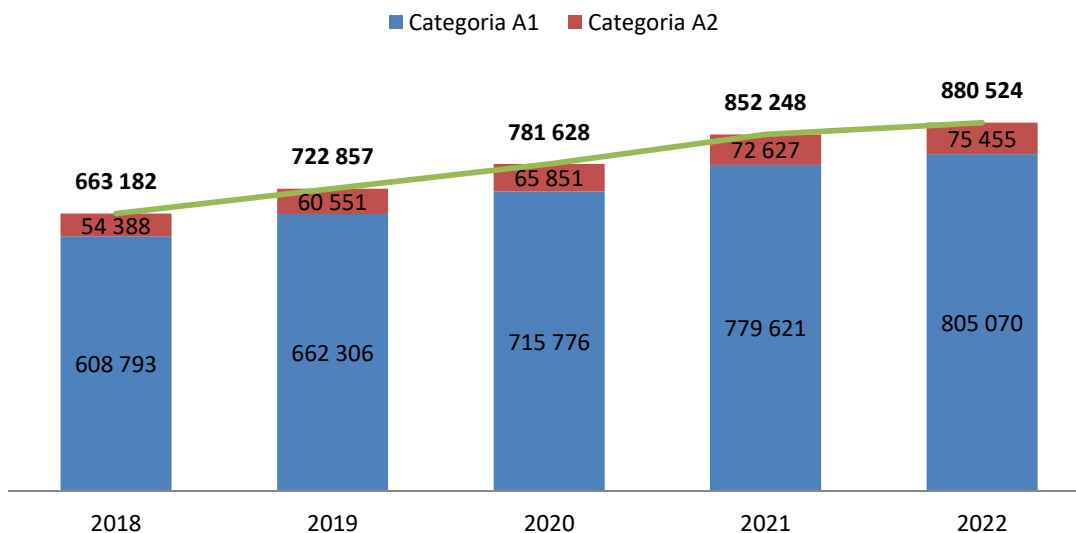
Gráfico N° 27 Composición de la categoría A en categorías A1 y A2



Fuente: Elaboración propia

Estos porcentajes fueron aplicados al número total de clientes de la Categoría A y a su vez se mantuvieron constantes a lo largo de todo el periodo tarifario, para A1 como para A2:

Gráfico N° 28 Proyección clientes residenciales A1 y A2



Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 29 Proyección clientes residenciales A1 y A2

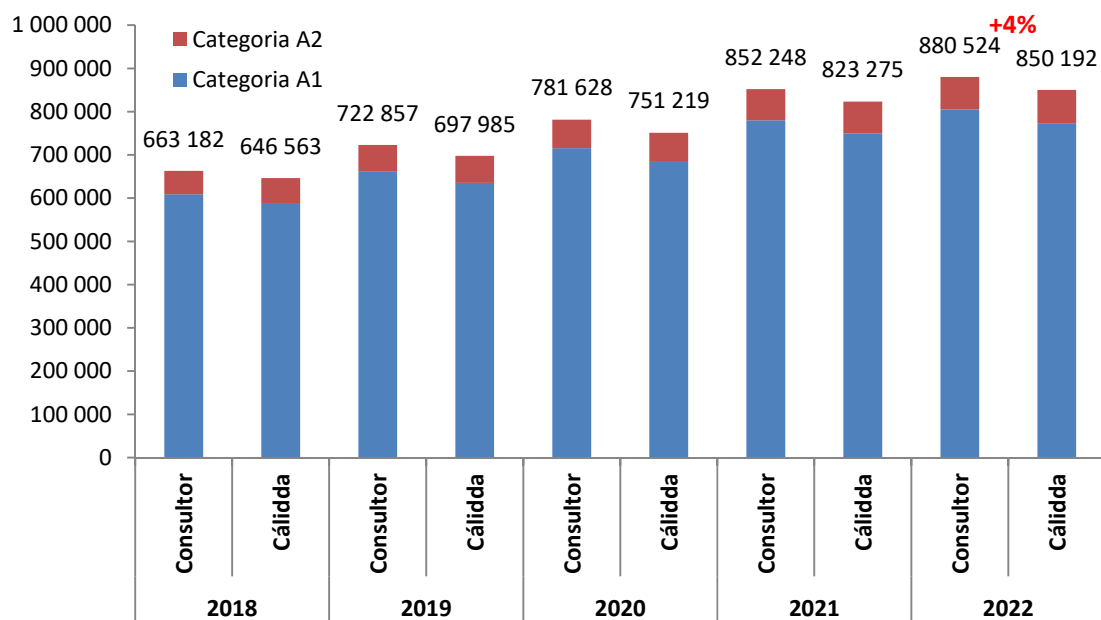
Categorías	2018	2019	2020	2021	2022
Categoría A1	608.793	662.306	715.776	779.621	805.070
Categoría A2	54.388	60.551	65.851	72.627	75.455
Total	663.182	722.857	781.628	852.248	880.524

Fuente: Elaboración propia

3.1.1.7 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

A continuación, los siguientes gráficos muestran la comparación de la cantidad de clientes y demanda proyectada por el Consultor y los presentados por el Concesionario (Cálidda) en su propuesta tarifaria. En ellos se puede apreciar que la proyección realizada por al Consultor sugiere un 4% más de clientes.

Gráfico N° 29 Proyección clientes residenciales (Redes Exist. y nuevas) comparado con lo presentado por Cálidda



Fuente: Elaboración propia

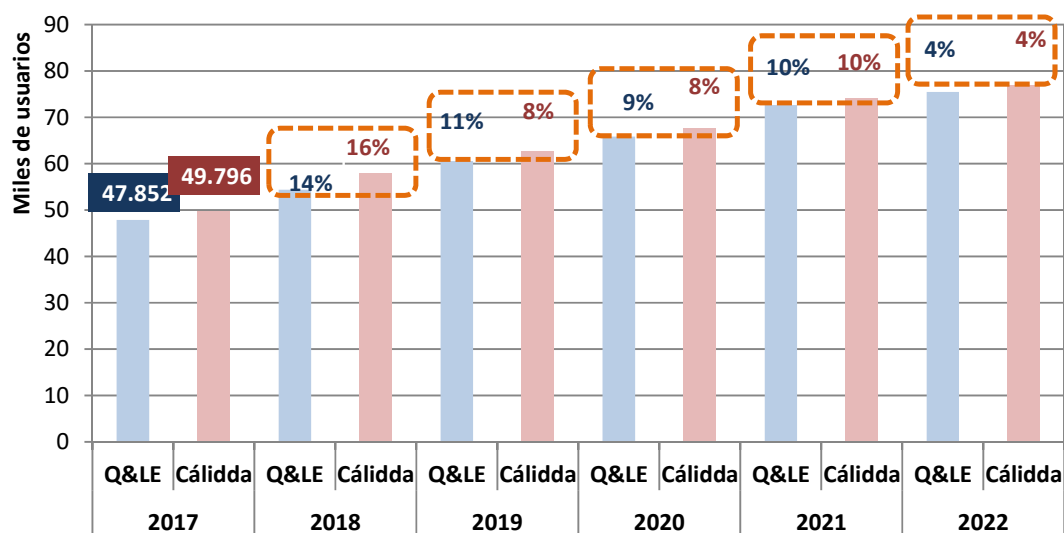
Tabla N° 30 Proyección de clientes residenciales estimación vs. Propuesta Cálidda

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Estimación Consultor						
Proyección demanda residencial	572.607	663.182	722.857	781.628	852.248	880.524
Clientes incorporados		90.562	59.675	58.771	70.620	28.276
PT Cálidda						
Proyección demanda residencial	550.513	641.401	692.496	745.385	817.102	843.752
Clientes incorporados		90.888	51.095	52.889	71.717	26.650
Diferencia						
Proyección demanda residencial		21.781	30.361	36.243	35.146	36.772
Clientes incorporados		- 313	8.580	5.882	- 1.097	1.626

Fuente: Elaboración propia

Si analizamos por separado los clientes proyectados de la categoría A2, que es donde mayor diferencia, se observa con respecto a lo presentado por Cálidda lo siguiente:

Categoría A2

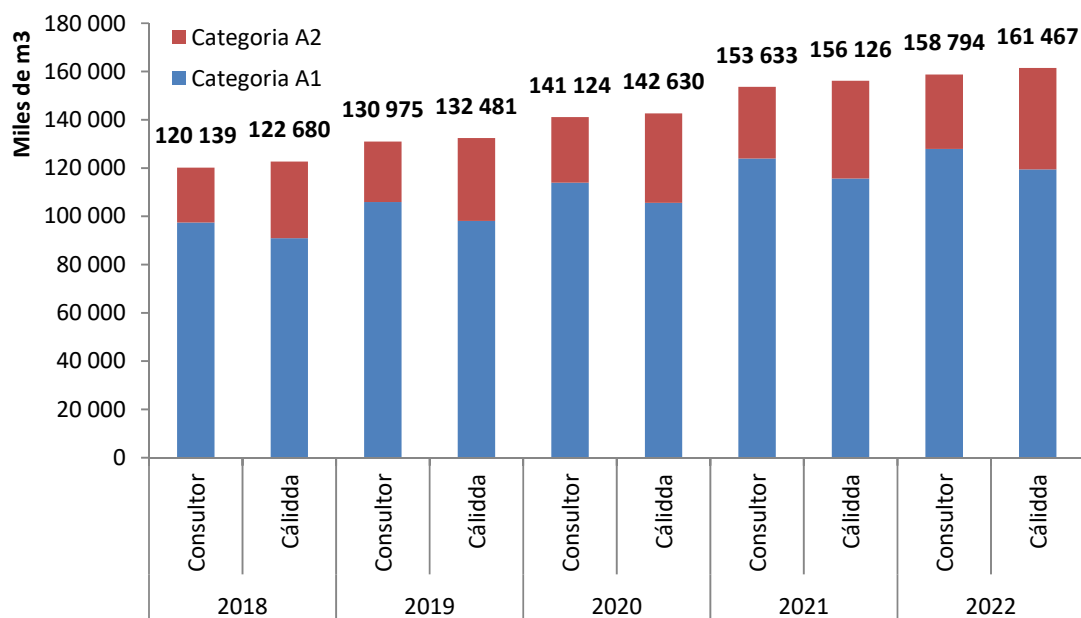


Del grafico se concluye que:

- La cantidad de clientes en el 2017 fue tomado de datos reales de las bases comerciales informados por Cálidda. Sin embargo, aun así, la proyección parte de dos valores diferentes en dicho año entre los presentado por Cálidda (49.796 clientes) y lo que propone el Consultor (45.505 clientes). Esto se debe principalmente a dos motivos:
 - Diferencia en la cantidad total de clientes para la Categoría A (Cálidda: 555.389 clientes vs Consultor: 572.607 clientes)

- o Diferencia en la composición de A1 y A2 presentado por Cálidda: es similar pero no igual, siendo que considera el promedio de la cantidad de clientes A1 y A2 de los meses de enero y julio de 2016, a diferencia de los 4 años promedio que considera el Consultor, como se observa en el Gráfico N° 27. (Cálidda: 9% como A2 vs Consultor: 8% como A2)
- El ritmo de crecimiento de la cantidad de usuarios incorporados entre años, no difiere significativamente con lo propuesto con Cálidda. (En promedio - Cálidda: 9% vs Consultor: 11%)
- Finalmente, al 2022 Cálidda presenta en la categoría A2 unos 76.904 clientes mientras que el Consultor propone 75.455 clientes. Alrededor de un 2% de diferencia, lo cual no difiere en demasía.

Gráfico N° 30 Proyección volumen residencial (Redes Exist. y nuevas) comparado con lo presentado por Cálidda



Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 31 Proyección de volumen residenciales (en Miles de m3). Estimación vs. Propuesta Cálidda

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Estimación Consultor						
Proyección demanda residencial	106.707	120.139	130.975	141.124	153.633	158.794
Clientes incorporados		13.432	10.836	10.150	12.509	5.161
PT Cálidda						
Proyección demanda residencial	105.891	122.680	132.480	142.628	156.123	161.464
Clientes incorporados		16.789	9.800	10.148	13.496	5.341
Diferencia						
Proyección demanda residencial		-2.541	-1.505	-1.503	-2.490	-2.670
Clientes incorporados		-3.357	1.036	2	-987	-180

Fuente: Elaboración propia

3.1.2 Categoría B

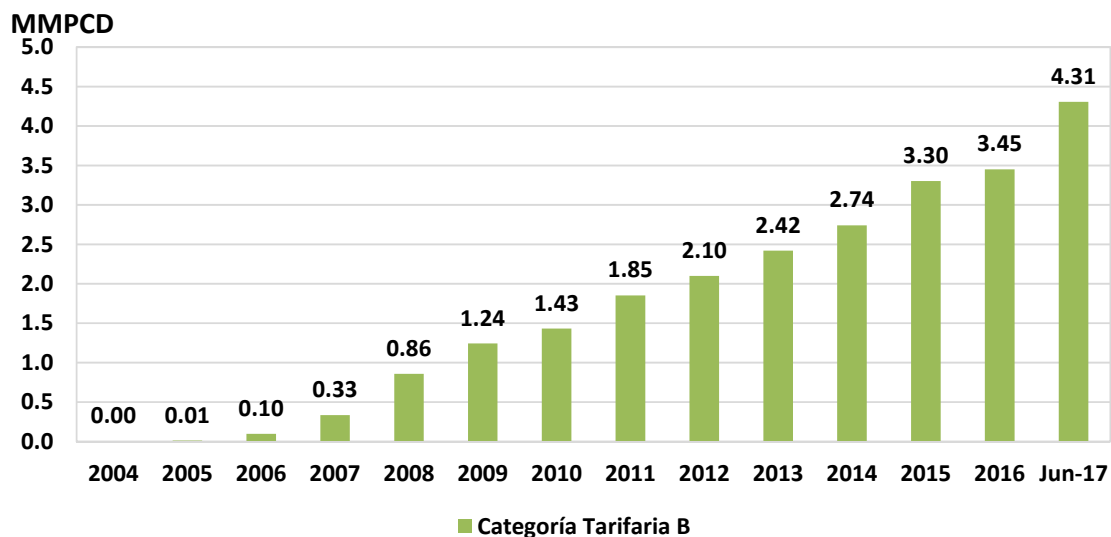
La categoría B, comprende clientes netamente comerciales dentro del rango de consumo de dicha categoría. Principalmente, comprende a los hoteles, lavanderías, restaurantes, panaderías, clínicas, hospitales y centros comerciales.

También se incluyen en este grupo algunas pequeñas industrias que por su nivel de consumo están asociadas a la presente categoría tarifaria.

3.1.2.1 Comportamiento histórico

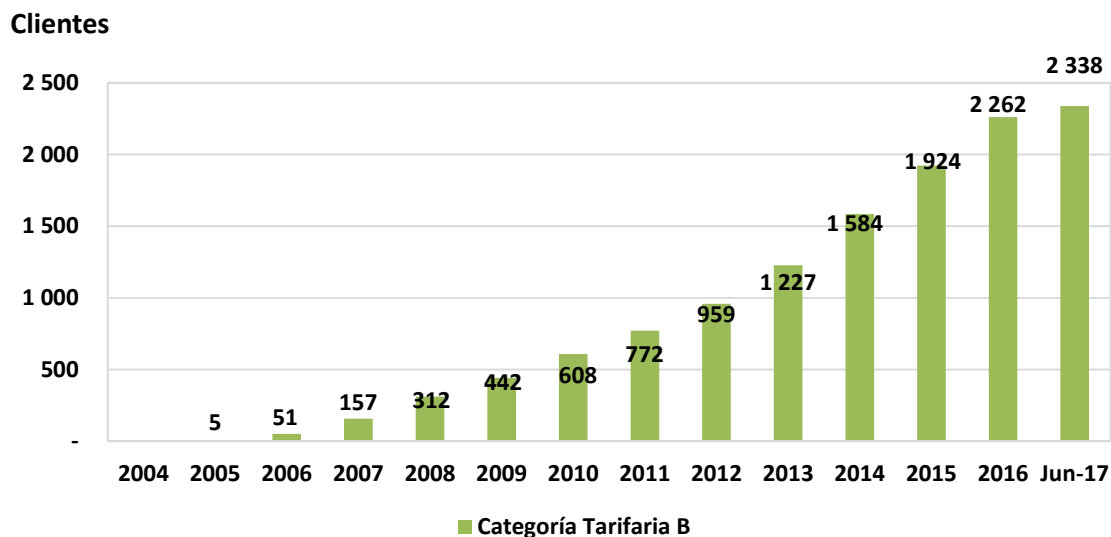
La información estadística histórica de la categoría B se presenta continuación:

Gráfico N° 31 Demanda histórica de la categoría B



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

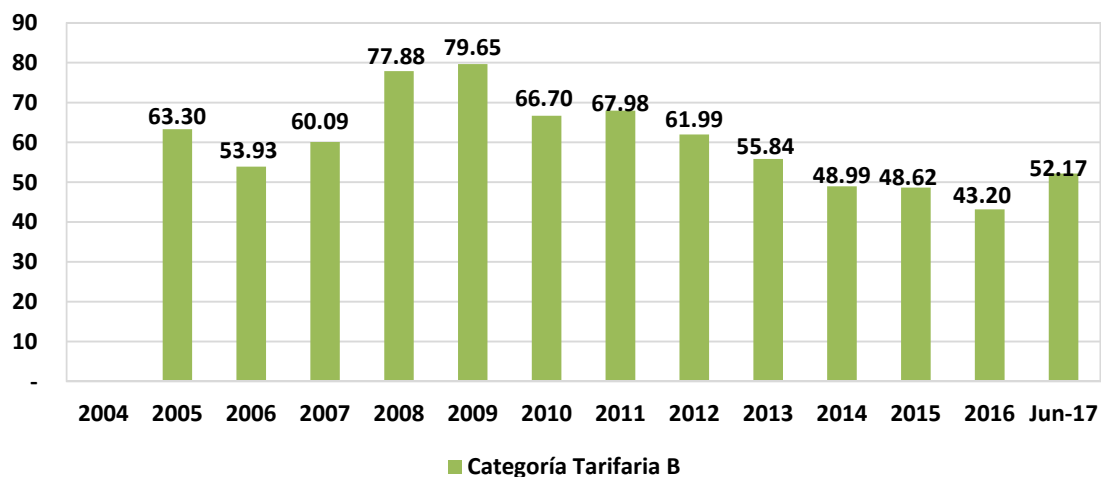
Gráfico N° 32 Numero clientes categoría B diciembre de cada año



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Gráfico N° 33 Consumo medio de GN categoría B

m3/día



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

El análisis de este sector de consumo se basó en la información comercial del Concesionario, donde se identificó la existencia de 2.338 clientes a junio de 2017 con un volumen demandado de 52,17 m3/día, incorporándose 337 establecimientos más con respecto a los 2.001 establecimientos que había en junio del 2016. Además tomando en consideración los consumos históricos de 2014 a 2016, se calculó el consumo unitario promedio a considerar para la estimación de la demanda en el periodo tarifario.

3.1.2.2 Demanda Proyectada

3.1.2.2.1 Criterios para la estimación de la demanda comercial

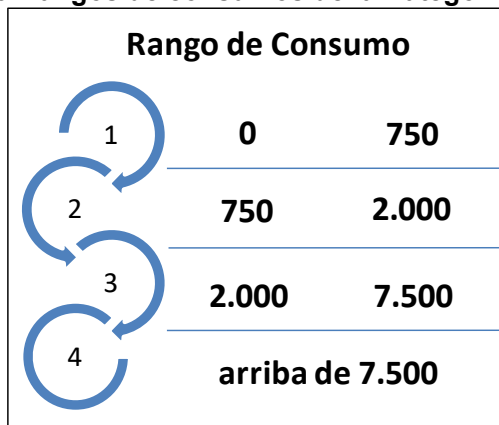
De las bases comerciales, en las que se expresan valores a junio de cada año, se puede distinguir dos grandes grupos de clientes comerciales en función a los rangos de consumos demandados:

Tabla N° 32 Resumen sobre Clientes Comerciales Pequeños, y Medianos y Grandes

Clientes	Descripción	Método de Proy
Pequeños	- Se encuentran en el rango 1 y 2¹ de consumo, con hasta 2.000 m3 por mes. - Representan 86% de la cantidad de clientes actuales. - Posee una correlación del 4,5 ‰ con el crecimiento de los clientes residenciales	Correlación con el crecimiento de la cantidad de clientes residenciales
Medianos y Grandes	- Son 290 clientes actuales en Lima y Callao que son: panaderías, restaurantes, hospitales públicos, lavanderías, pequeños hoteles, mini mercados, saunas, etc. que consumen más de 2.000 m3 por mes. - Representan 58% del consumo de gas natural.	Utilización del GIS (Mapeamiento puntual) de los grandes clientes de Lima y Callao

El consumo promedio de los clientes pequeños (rangos de consumos 1 y 2) fue de 685 m3 por mes, representando el 58% del consumo total en 2017.

Gráfico N° 34 Unidades consumidoras, consumo mensual y consumo promedio 2016 por rangos de consumos de la Categoría B



¹ Se muestran los rangos en el grafico a continuación

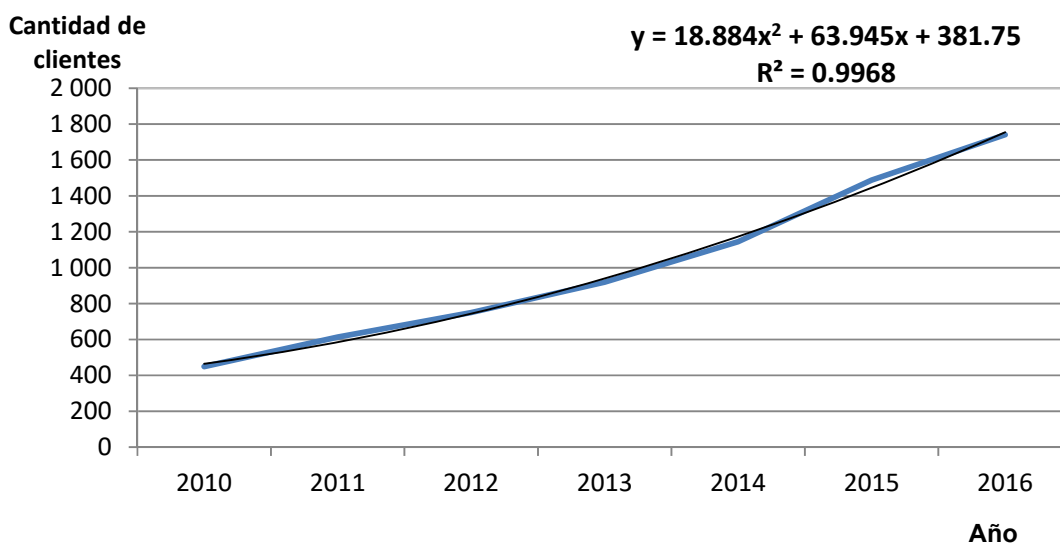
# UC 2016	Consumo mensual 2016 (mil m3 por mes)	Consumo promedio 2016 (m3/UC por mes)
1031	482	468
680	779	1.145
204	748	3.666
86	1.022	11.880

3.1.2.2.2 Demanda proyectada para pequeños comercios

Para proyectar el total de la demanda de gas de los pequeños comercios, se consideró la relación existente entre los clientes residenciales y comerciales en la evolución histórica para proyectar valores de clientes futuros y obtener así una aproximación del consumo unitario para el período 2018-2022.

Históricamente, el crecimiento de los pequeños clientes comerciales a lo largo del tiempo se puede ver en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 35 Clientes Históricos Pequeños comercios Categoría B a junio de cada año

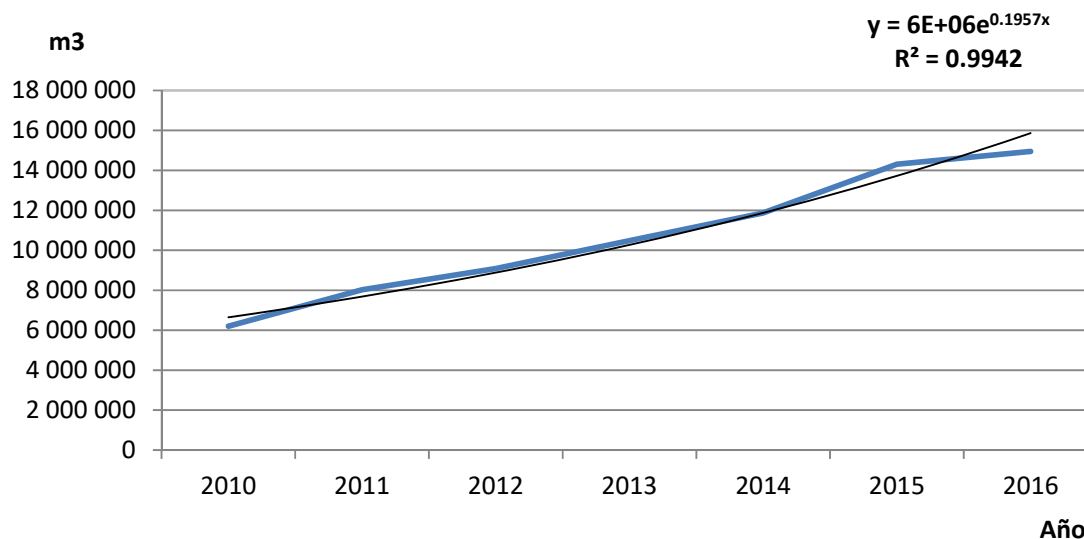


Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Considerando la evolución de los clientes de los últimos años, es posible observar que la tendencia tiene un comportamiento parabólico cuyo ajuste es cercano a 0,99.

Además de la evolución de clientes, se analizó la del consumo comercial. A lo largo de los años, el consumo se comportó de la siguiente manera:

Gráfico N° 36 Consumo Histórico Pequeños Comercios Categoría B a junio de cada año

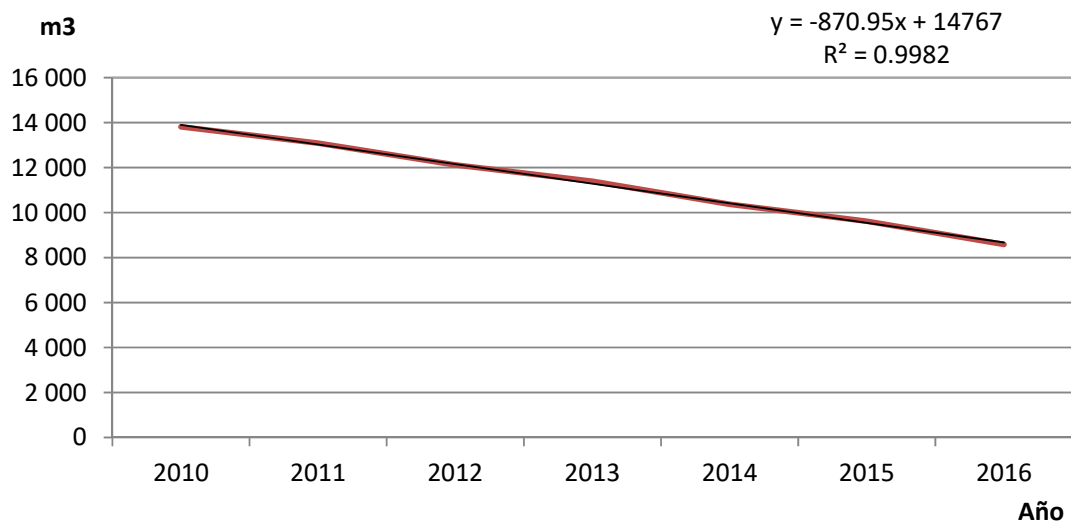


Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Es posible observar que el consumo tuvo una marcada tendencia de tipo exponencial, con un ajuste de aproximadamente 0,99, indicando un muy buen ajuste del modelo a los datos históricos.

Una forma alternativa de proyectar un consumo unitario es considerar la tendencia de la serie en sí misma. A continuación, es posible observar los valores históricos de la variable:

Gráfico N° 37 Consumo Unitario Histórico Pequeños Comercios Categoría B a junio de cada año

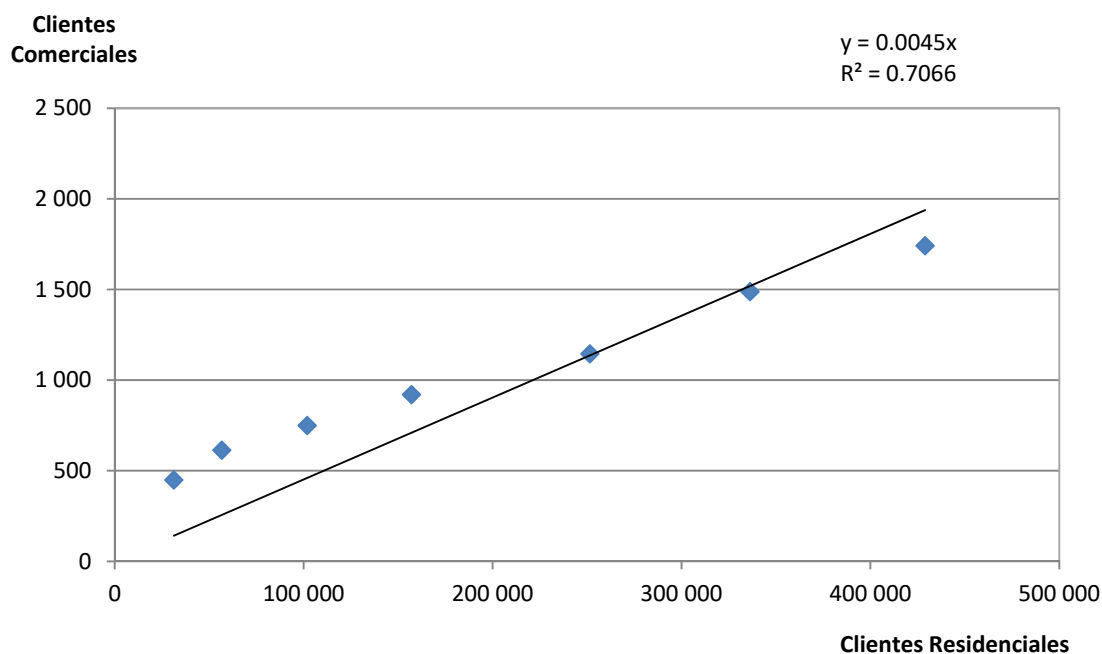


Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Considerando la relación histórica de los clientes comerciales con los clientes residenciales, se puede tener una aproximación de los pequeños clientes comerciales futuros.

Visualizando en un gráfico la relación entre ellos, se tiene:

Gráfico N° 38 Dispersión de los Clientes Categoría A con Clientes Pequeños Comercios Categoría B



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

El modelo lineal que explica la relación entre las variables es:

$$Y = 0,0045X$$

Donde,

Y: Variación de Clientes comerciales

X: Variación de Clientes residenciales

Es importante ver que la bondad de ajuste sea 0,70, indicando que el modelo lineal ajusta bien a los datos reales. La pendiente de la regresión es de aproximadamente 0,0045, lo que cada mil clientes residenciales se incorporan aproximadamente 4,5 pequeños clientes comerciales en los rangos de consumos 1 y 2.

Teniendo en cuenta la relación indicada y considerando los clientes residenciales proyectados, se obtienen nuevas cantidades de clientes comerciales proyectadas, que se muestran en la siguiente tabla:

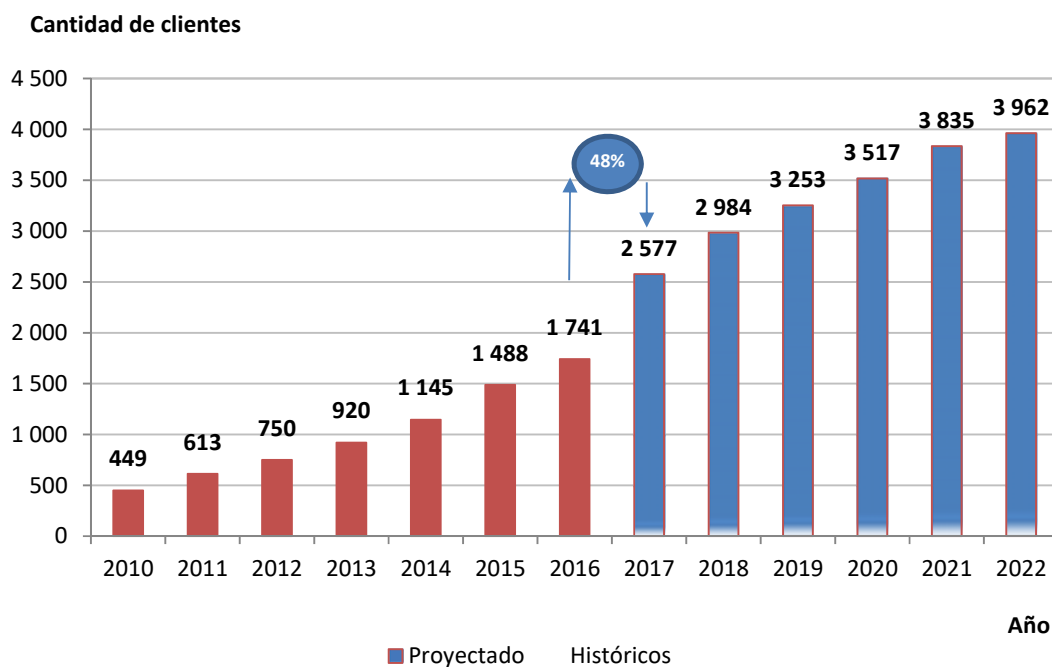
Tabla N° 33 Clientes proyectados y porcentaje de crecimiento de la categoría B (Peq.)

Cantidades	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Clientes Proyectados	2.577	2.984	3.253	3.517	3.835	3.962
Crecimiento %		16%	9%	8%	9%	3%

Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Se grafican los clientes históricos con los proyectados estimados:

Gráfico N° 39 Clientes Pequeños Comercios Proyectados como % de Residenciales



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Con esta nueva cantidad de clientes y con el consumo promedio proyectado comercial determinado como el promedio de los últimos tres años dado definido en **9.522 m3/cl-año**, se obtienen nuevos valores de consumo de volumen para 2018-2022, que se presentan a continuación:

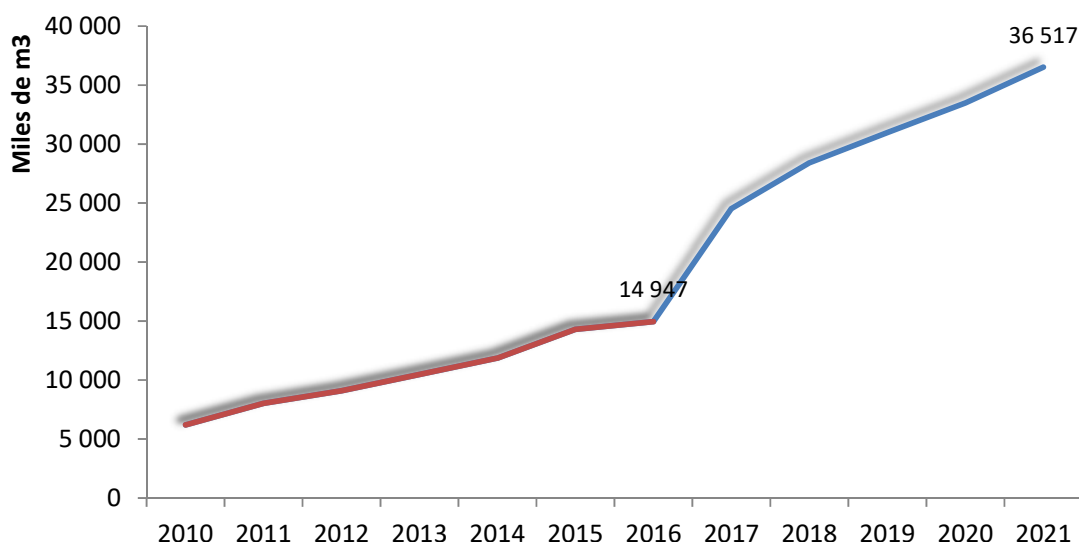
Tabla N° 34 Consumo proyectado (Miles de m3/año) y porcentaje de crecimiento

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Consumo Proyectado	24.535	28.416	30.973	33.491	36.517	37.729
Crecimiento %		16%	9%	8%	9%	3%

Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Se grafica el consumo unitario proyectado a continuación:

Gráfico N° 40 Consumo Proyectado



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

3.1.2.2.3 Demanda proyectada para medianos y grandes comercios

Tal como se menciona en la sección 3.1.1.4 de este informe, en el PQI 2018-2022, el concesionario desarrollará proyectos de extensiones de red en 21 distritos lo que implicará la conexión de un total de 3.710 clientes comerciales.

Sin embargo, por otra parte, se ha realizado un análisis de la cantidad de clientes comerciales que se clasifican en medianos y grandes comercios de la Categoría B pueden llegar a ser incorporadas en el periodo 2018-2022. Según un estudio de Lima y Callao por parte del INEI, en su informe sobre “Estructura Empresarial 2016” de octubre de 2017, el número de empresas que realizaron actividades comerciales ascendió a 962 mil 37. En el año 2016, registrando un incremento de 3,5% respecto al año anterior. Del 95,7% fueron microempresas, el 3,8% pequeñas empresas y el 0,5% gran y mediana empresa. Por otro lado, el 46,4% de las unidades comerciales se concentraron en la Provincia de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

De la sección anterior, se estableció que actualmente la concesión de Lima y Callao cuenta a junio de 2016 con 2.001 clientes comerciales, de las cuales 1.711 representan a comercios pequeños y 290 a medianos y grandes clientes. Estos últimos son típicamente hoteles, supermercados, hospitales y grandes restaurantes en shoppings, que representan los rangos de consumo 3 y 4.

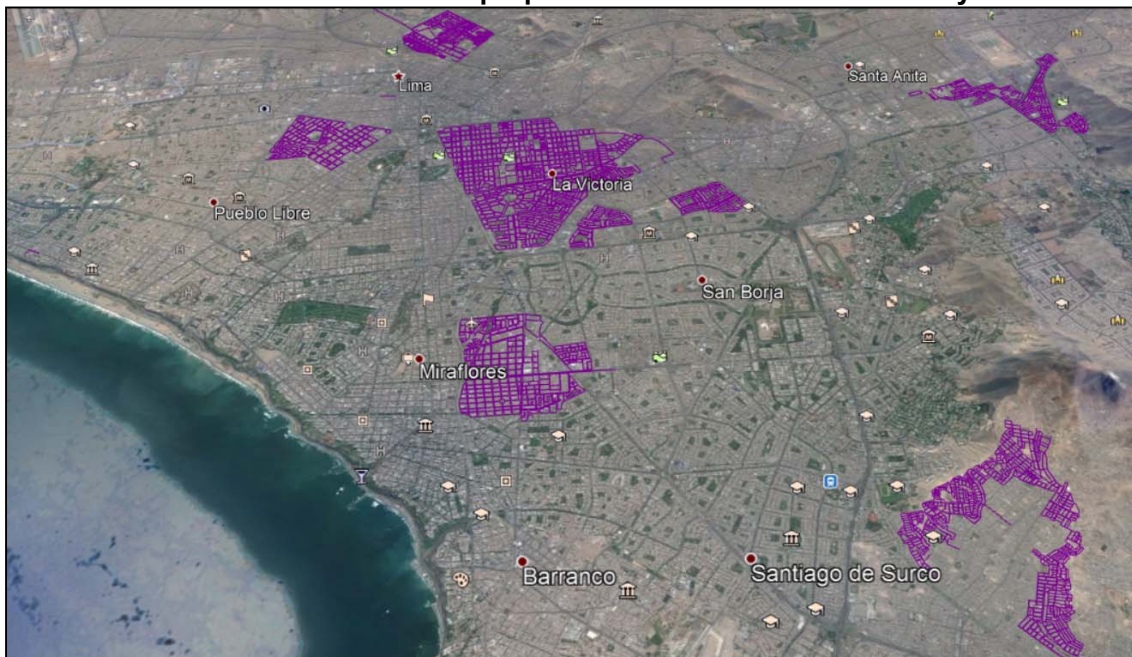
Gráfico N° 41 Unidades consumidoras, consumo mensual y consumo promedio 2016 por tipo de establecimiento de la Categoría B (medianos y grandes clientes)

Establecimiento	# UC 2016	Consumo mensual 2016 (mil m3 por mes)	Consumo promedio 2016 (m3/UC por mes)
Hotel	20	3	172
Supermercado	15	33	2.232
Hospital	7	12	1.727
Grandes Restos	25	158	6.304
Otros	223	1.563	7.008

De los consumidores típicos, a excepción de “otros”, representa 23% del total de clientes medianos y grandes, mientras que el consumo típico esta representado por solo el 11%. “Otros” esta representado por otras entidades como academias, universidades, constructoras, inversionistas, etc.

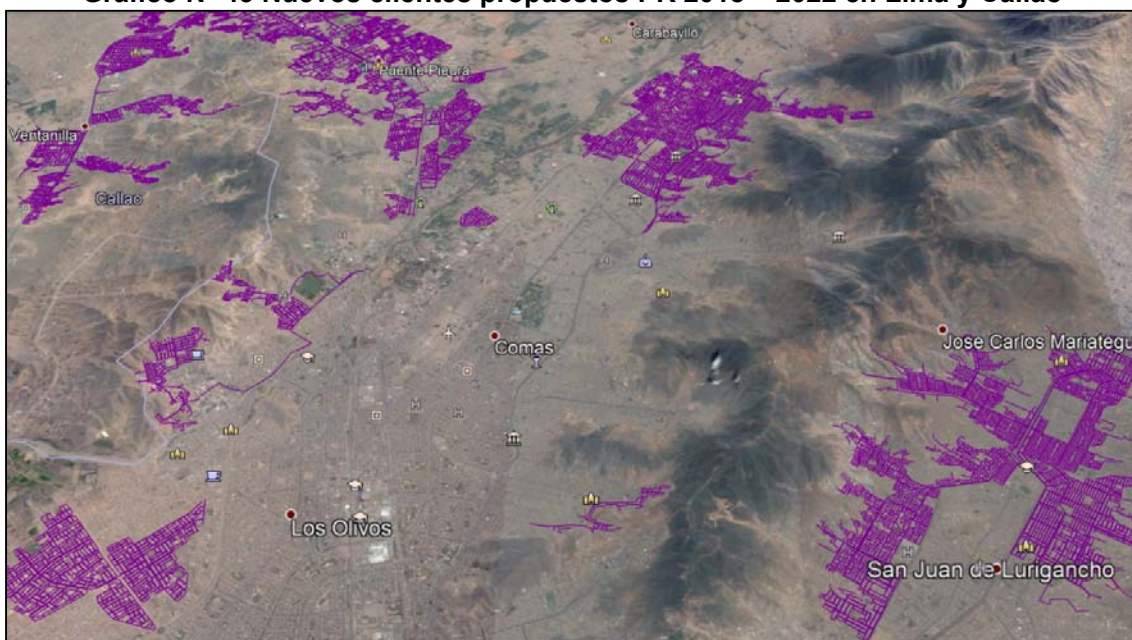
Para estimar la cantidad de clientes medianos y grandes comerciales se utilizo la información presentada por el concesionario y extraído del GIS y de esta manera se pudo obtener las superficies cubiertas con red de polietileno por distrito disponible en la proximidad y los clientes comerciales conectados para el 2017. Con esta herramienta, se calculó una densidad comercial dado por clientes/km2.

Gráfico N° 42 Nuevos clientes propuestos PR 2018 – 2022 en Lima y Callao



Fuente: Elaboración propia, información recopilada del GIS PQI 2018 – 2022 presentado por el Concesionario.

Gráfico N° 43 Nuevos clientes propuestos PR 2018 – 2022 en Lima y Callao



Fuente: Elaboración propia, información recopilada del GIS PQI 2018 – 2022 presentado por el Concesionario.

Considerándose que, del total de clientes comerciales, el 13% corresponden a clientes medianos y grandes comercios, entonces se definió la densidad comercial por distrito, lo cual permitió proyectar para el periodo 2017 (Segundo semestre) – 2022 (primer semestre)

la cantidad de clientes potenciales para dichos comercios a ser conectados en dicho periodo.

Tabla N° 35 Comercios potenciales a ser conectado a Gas natural en función del PQI 2018-2022 a partir del uso del GIS

Distrito	Sup. Cubierta con red [Km2] 2017	Medianos y grandes comercios Cat. B 2017	Medianos y grandes comercios Cat. B/km2 2017	Sup. Proyectada a 2017 - 2022	Grandes Comercios a ser conectados 2017 - 2022
Ate	10,53	5,19	0,49	33,36	63
Barranco	0,14	0,26	1,86	-	-
Breña	0,19	1,04	5,50	7,44	177
Callao	11,25	7,92	0,70	-	-
Carabayllo	1,88	0,65	0,35	37,84	50
Cercado de Lima	7,05	12,86	1,82	-	-
Comas	24,60	12,60	0,51	1,68	113
El Agustino	4,98	13,89	2,79	-	3
Independencia	5,38	2,08	0,39	-	-
Jesús María	3,10	6,23	2,01	-	-
Los Olivos	15,80	22,72	1,44	-	-
Lurín	3,78	0,52	0,14	3,00	-
Magdalena del Mar	2,63	11,04	4,20	-	2
Pueblo Libre	4,38	15,32	3,50	-	-
San Borja	1,80	4,67	2,60	-	-
San Isidro	0,90	2,99	3,32	-	-
San Juan de Lurigancho	19,40	29,22	1,51	46,00	-
San Juan de Miraflores	14,90	24,02	1,61	8,72	267
San Martín de Porres	22,60	23,63	1,05	13,40	54
San Miguel	9,02	30,52	3,38	-	54
Santa Anita	5,43	6,88	1,27	-	-
Santiago de Surco	7,41	18,18	2,45	-	-
Villa El Salvador	20,95	13,12	0,63	-	-
Villa María del Triunfo	19,20	13,37	0,70	0,64	148
TOTAL				377	169

Fuente: Elaboración propia

En base a las superficies cubiertas por tuberías de conexión presentadas en el GIS se identificaron 169 medianas y grandes comercios a incorporarse al sistema en todo el periodo tarifario en base a la revisión de las imágenes satelitales proporcionadas por el software Google Earth. Luego se considero un crecimiento porcentual de los clientes a ser incorporados año a año en función a las incorporaciones de los clientes comerciales de la categoría B especificado en el PQI del concesionario, como se ve a continuación:

Tabla N° 36 Estimación de la evolución de las incorporaciones de nuevos clientes

% incorporación	5%	21%	42%	64%	86%	100%
Clientes Incorporados	8	35	71	109	145	169
• Hotel	1	2	5	8	10	12
• Supermercado	0	2	4	6	8	9
• Hospital Publico	0	1	2	3	4	4
• Med. Y Gr. Restaurantes	1	3	6	9	13	15
• Otros comercios	6	27	55	84	112	130

Fuente: Elaboración propia

Y respetando los consumos unitarios informados anteriormente por rubro de comercio, a continuación se muestran los consumos proyectados:

Tabla N° 37 Estimación de la evolución de los consumos potenciales (Mil m3/día)

% incorporación	5%	21%	42%	64%	86%	100%
Consumos potenciales	48,2	216,1	435,8	666,2	887,7	1.034,1
• Hotel	0,1	0,4	0,8	1,3	1,7	2,0
• Supermercado	0,9	4,1	8,2	12,6	16,8	19,6
• Hospital Publico	0,3	1,5	3,0	4,6	6,1	7,1
• Med. Y Gr. Restaurantes	4,3	19,2	38,8	59,3	79,1	92,1
• Otros comercios	42,6	190,9	384,9	588,4	784,0	913,4

Fuente: Elaboración propia

Luego se procedió a identificar algunos medianos y grandes consumidores comerciales de aquellos distritos mas representativos, es decir en aquellos donde se prevé que existan mayor incorporación de clientes comerciales, teniendo en cuenta las actividades comerciales primarias de cada distrito en las que son factibles de tener conexión a gas natural (sectores: Explotación de minas y canteras; Electricidad, gas y agua; Construcción; Comercio y reparación de vehículos automotores y motocicletas; Actividades de alojamiento y de servicio de comidas; Otros servicios). Ellos son:

SAN JUAN DE LURIGANCHO:

- Capilla las magnolias
- Universidad Nacional San marcos
- Clínica veterinaria Ferrel
- Estadio José Carlos Mariátegui
- Mercado Señor de los milagros
- Plaza Vea Próceres
- Bodega Javier
- Punto Gourmet Sjl

- Grupo Celima – Trebol
- INGECCA S.A.C
- EVAGAM SAC
- MJN Ingeniería y Construcción

CARABAYLLO:

- Saneamiento Roedjot S.A.C
- Restaurante Cevicheria Donde Alan
- RESTAURANTE D'LULA
- Urb. El Progreso Carabayllo
- Corporación VEGA
- Hotel Los Pinos

ATE:

- Iglesia Evangélica Pentecostal Congregacional
- Complejo turístico y parque acuático Club Dionys
- Hotel El Pueblo
- Plaza Vea Santa Clara
- LAIVE S.A.
- Granja Azul Country del Golf
- Resort Y Centro De Convenciones El Pueblo Las Américas
- Restaurant Misky Misky
- Restaurant Bambos
- La Ribera Grupo Caral
- Aries Constructora

En resumen, sumando las nuevas incorporaciones de medianos y grandes clientes comerciales a los ya existentes, la proyección quedaría como se muestra a continuación:

Tabla N° 38 Clientes proyectados y porcentaje de crecimiento de los clientes medianos y grandes comercios de la categoría B

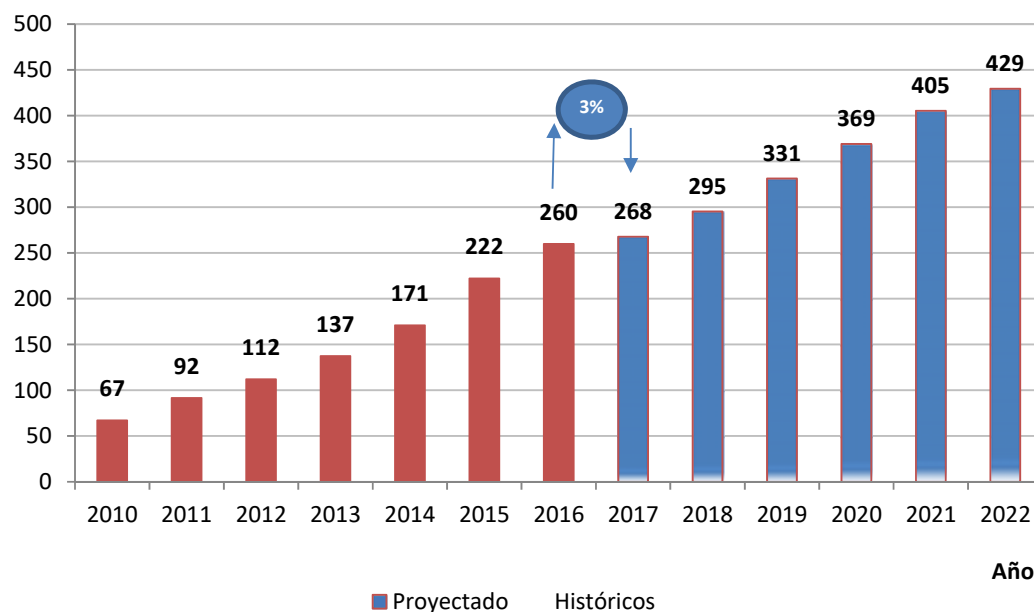
Cantidades	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Clientes Proyectados	268	295	331	369	405	429
Crecimiento %		10%	12%	11%	10%	6%

Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Se grafican los clientes históricos con los proyectados estimados:

Gráfico N° 44 Clientes Medianos y Grandes Comercios Proyectados como % de

Cantidad



Residenciales

Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Con esta nueva cantidad de clientes y con el consumo promedio proyectado comercial determinado como el promedio de los últimos tres años dado definido en 88.454 m³/cl-año, se obtienen nuevos valores de consumo de volumen para 2018-2022, que se presentan a continuación:

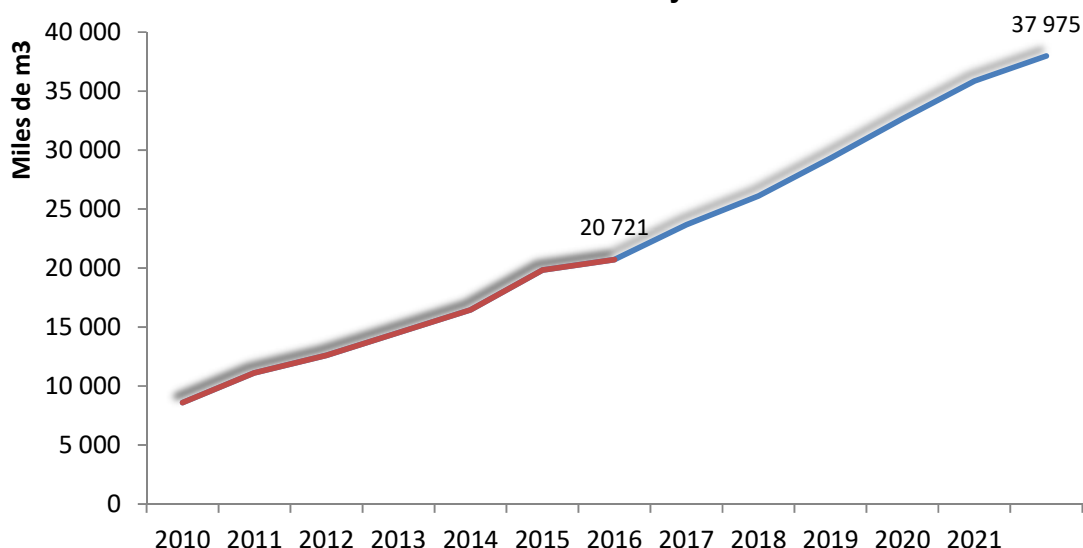
Tabla N° 39 Consumo proyectado (Miles de m³/año) y porcentaje de crecimiento

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Consumo Proyectado	23.683	26.117	29.301	32.642	35.852	37.975
Crecimiento %		10%	12%	11%	10%	6%

Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Se grafica el consumo unitario proyectado a continuación:

Gráfico N° 45 Consumo Proyectado



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

3.1.2.2.4 Demanda proyectada total (pequeños y medianos y grandes comercios)

Tabla N° 40 Clientes y Consumo proyectado de la Categoría Comercial B

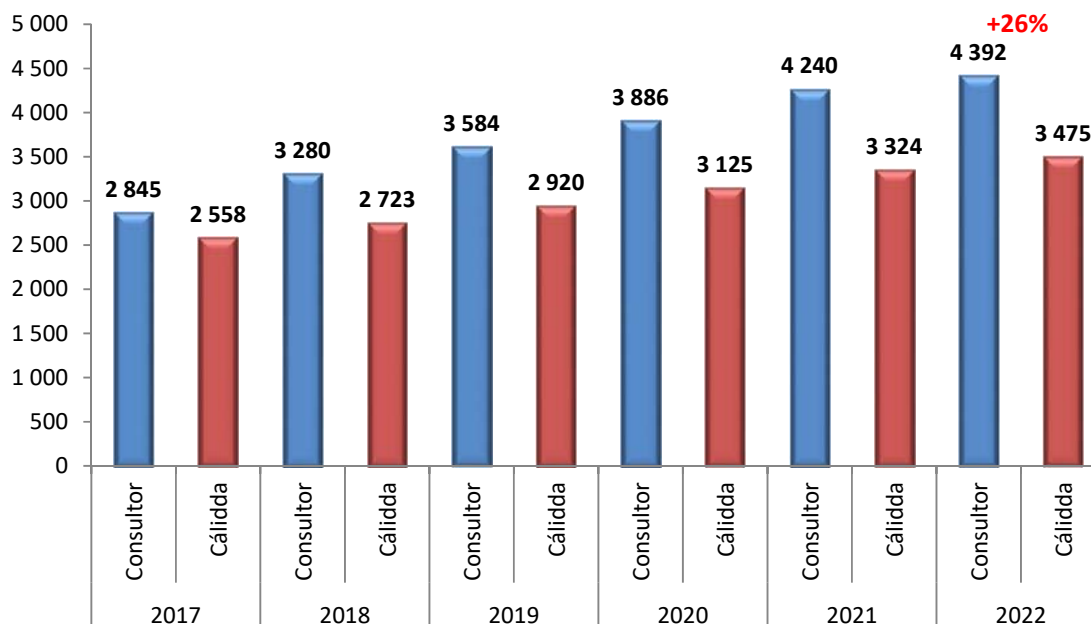
Categoría B COMERCIAL	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda de GN Acumulada (m3)	48.218.544	54.532.843	60.274.569	66.132.895	72.369.507	75.704.272
Demanda Agregada Anual (Mm3)	12.550	18.864	24.606	30.464	36.701	40.036
Demanda Agregada Diaria (Mm3/día)	34,38	51,68	67,41	83,46	100,55	109,69
Demanda Acumulada Diaria (Mm3/día)	132,11	149,41	165,14	181,19	198,27	207,41
Clientes Agregados	583	1.018	1.322	1.624	1.978	2.130
Clientes Acumulados	2.845	3.280	3.584	3.886	4.240	4.392

Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

3.1.2.3 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

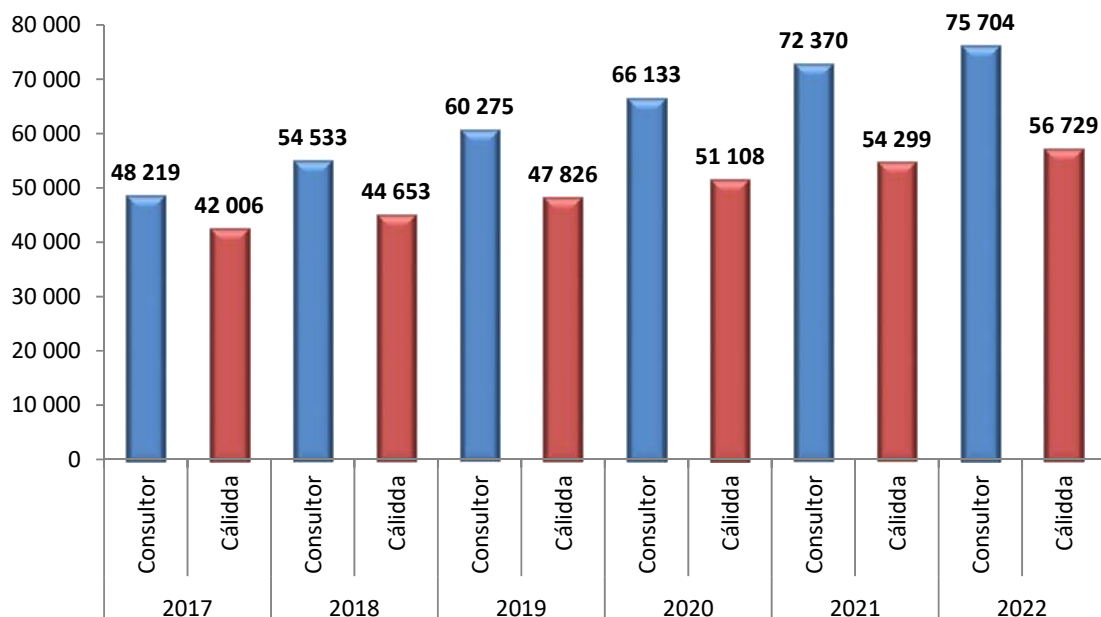
A continuación, los siguientes gráficos muestran la comparación de la cantidad de clientes y demanda proyectada por el Consultor y los presentados por el Concesionario (Cálidda) en su propuesta tarifaria. En ellos se puede apreciar que la proyección realizada por al Consultor sugiere un 26% más de clientes y hasta 33% adicional en términos de volumen de gas natural.

Gráfico N° 46 Comparativa de proyección del numero de clientes de la categoría B vs lo presentado por Cálidda



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Gráfico N° 47 Comparativa de proyección del volumen de la categoría B vs lo presentado por Cálidda



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

De los gráficos, se observa que lo estimado en la presente propuesta se encuentra por encima de lo presentado por el Concesionario en todo el periodo tarifario, considerándose

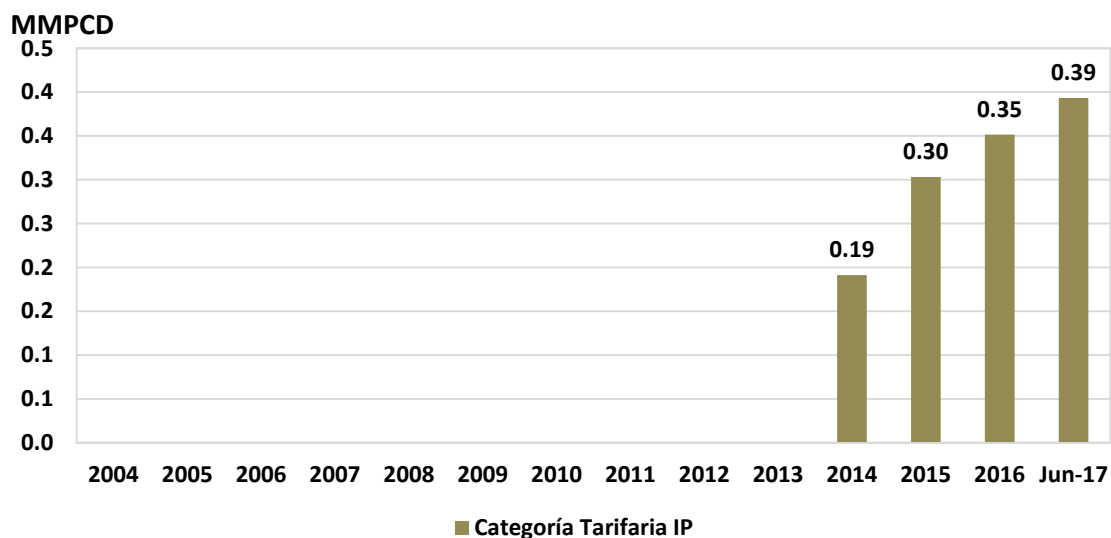
que el método de proyección realizado por este último resulta, a igual que ocurre con la categoría A, muy conservador. Se logra alcanzar niveles desde el 2017 donde la brecha es del 11% hasta una diferencia en el 2022 del 26%, para el caso de la evolución de los clientes. Se logra ver claramente que el ritmo de crecimiento de incorporación de clientes de esta categoría es menor en lo que presenta el Concesionario. Esto mismo ocurre con el volumen proyectado.

3.1.3 Categoría IP

3.1.3.1 Clientes y Demanda histórica

La información estadística de la categoría IP se presenta a continuación. Cabe aclarar que el análisis se hizo en forma diferenciada de la categoría C ya que es considerada una categoría especial, independiente del consumo de gas natural, a diferencia del pliego tarifario vigente.

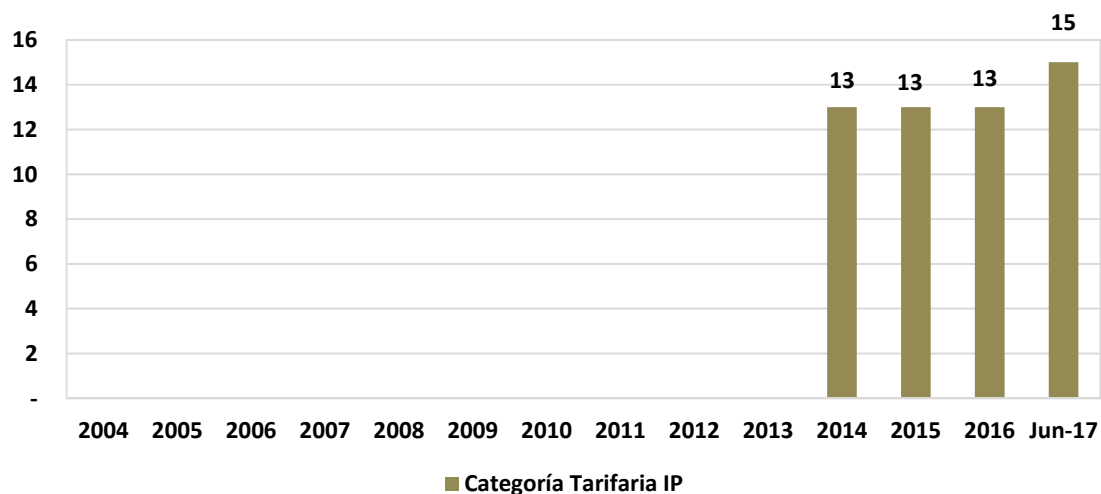
Gráfico N° 48 Demanda histórica de la categoría IP



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Gráfico N° 49 Clientes acumulados histórico categoría IP

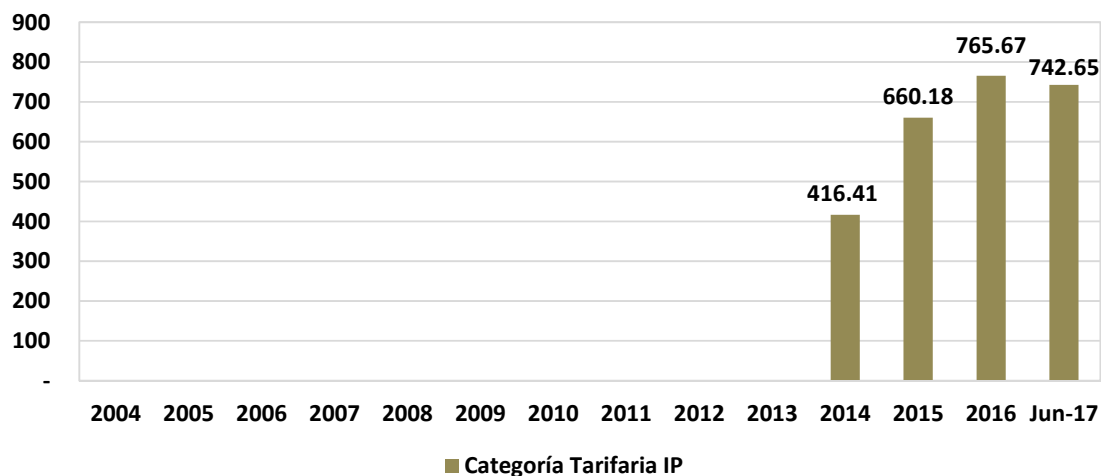
Clientes



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

Gráfico N° 50 Consumo medio de GN categoría IP

m3/día



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN.

3.1.3.2 Nuevos clientes identificados

Entre las instituciones públicas que pueden ser consideradas en la proyección, y que aun no utilizan gas natural, tenemos a las siguientes:

- Gobierno Regional Lima
- Superintendencia Nacional de Bienes Estatales
- Universidad Nacional del Callao

- Instituto Nacional Penitenciario
- Instituto Nacional de Desarrollo
- Hospital Nacional Daniel Alcides Carrión
- Instituto Nacional Materno Perinatal

De un análisis más profundo se identificaron mediante el uso del GIS, en base a la revisión de las imágenes satelitales proporcionadas por el software Google Earth, las siguientes instituciones públicas para los distritos más relevantes en cuanto a su crecimiento socioeconómico a incorporarse en el periodo 2017-2022.

- **Instituciones Públicas en San Borja:**

- Instituto Peruano de Energía Nuclear
- Ministerio de Salud Instituto Nacional del Niño
- Cuartel General del Ejército
- Centro de Investigación de Cáncer "Maes Heller"
- Colegio San Ignacio de Recalde
- Ministerio de Energía y Minas (2)
- Instituto Nacional de Cultura
- Consejo Nacional del Ambiente

- **Instituciones Públicas en San Juan de Lurigancho:**

- Puesto de Salud Caja de Agua
- Puesto de Salud. Medalla Milagrosa
- Centro de Salud San Fernando
- Clínica San Juan Bautista (Complejo Hospitalario San Pablo)
- Ministerio de Salud – MINSA
- Hospital Municipal de San Juan de Lurigancho
- Sistema Metropolitano de la Solidaridad – SISOL
- Seguro Social de Salud - ESSALUD NIVEL II-1
- Asociación Cultural Peruano-Británica - BRITÁNICO

- **Instituciones Públicas en Miraflores:**

- Hospital central FAP
- UNFV (Ing Alimentaria)
- Centro de vacunación internacional
- policlínico chequeos Larco

- **Instituciones Públicas en Jesús María:**

- Ministerio publico fiscalía de la nación
- Cafae
- cámara de comercio de lima
- poder judicial del pero juzgados de trabajo
- ESNPCT - Estrategia sanitaria nacional de prevención y control de la tuberculosis
- fuerza aérea del Perú

- **Instituciones Públicas en San Isidro:**

- SUNARP
- Aeropuertos andinos del pero SA
- consulado general de España
- complejo agroindustrial beta - sede lima
- municipalidad de san isidro
- ministerio de comercio exterior y turismo
- Ministerio de producción
- Ministerio del interior
- FOSCECMI
- IGSS - OTI
- Ministerio de vivienda construcción y saneamiento
- sala quinti DGCA - MINAM
- Ministerio del ambiente

3.1.3.3 Demanda Proyectada

En el PQI 2018-2022, para la concesión de Gas Natural de Lima y Callao se determinó incorporar un número reducido de clientes correspondiente a Instituciones Públicas, sustentándose en la dificultad que presentan estas entidades para conectarse al servicio de gas natural, como por ejemplo largos períodos para la aprobación. Sin embargo, no se presenta un detalle de la metodología aplicada a la hora de determinar este número de instituciones a conectar.

De esta manera, y respetando la idea de la restricción que tiene el sector en conectarse al servicio de gas natural, se adoptó un método con el objetivo de estimar la incorporación de

nuevos clientes considerando una relación existente entre el crecimiento de clientes pequeños comercios y estas instituciones.

De esta manera, se calculo la relación entre el total de clientes conectados de la categoría IP y el total de clientes comerciales potenciales a ser conectados al gasoducto de gas natural para los años 2015 y 2016 para poder proyectarlos en el periodo 2017-2022 siendo:

Tabla N° 41 Relación entre categoría B e IP al 2016

	2015	2016	Promedio
Categoría B	1.710	2.001	
Categoría IP	13	13	
Rel Cat. IP / Cat. B	0,0076	0,0065	0,0070

A partir de este valor y con los clientes comerciales proyectados se aplico a estos últimos la proporción anteriormente obtenida. De este modo se calculó una cantidad de clientes IP para cada año, siendo este último valor ajustado por el porcentaje de clientes verdaderamente conectado, y de esta manera se definió los clientes potenciales a incorporar anualmente en esta categoría. Los valores y resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla N° 42 Clientes a incorporar categoría B e IP

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Categoría B	2.001	2.844	3.280	3.584	3.886	4.240	4.392
Categoría IP	13	20	23	25	27	30	31
Incorporaciones		7	3	2	2	2	1

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al consumo unitario, se evaluó la evolución histórica y se considero un consumo unitario promedio de los último tres años (2014-2016) dado en **614 m3/cl-día** para proyectar la demanda de volumen estimado para dicha categoría.

Tabla N° 43 Demanda proyectada categoría IP

Categoría IP	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda Acumulada MMm3/año	4,49	5,18	5,66	6,14	6,70	6,94

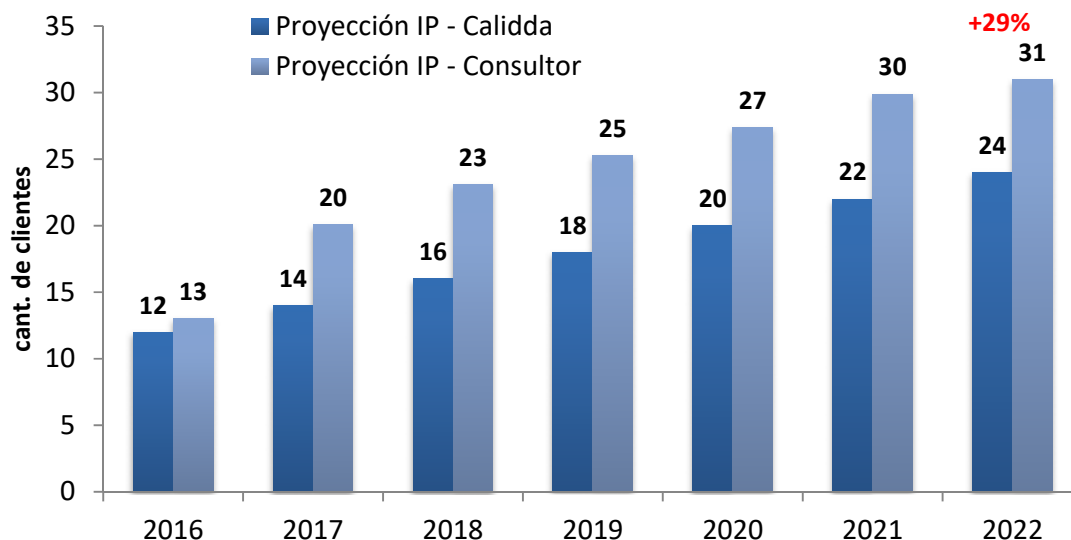
Fuente: Elaboración propia.

3.1.3.4 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

A continuación, los siguientes gráficos muestran la comparación de la cantidad de clientes y demanda proyectada por el Consultor y los presentados por el Concesionario (Cálidda) en

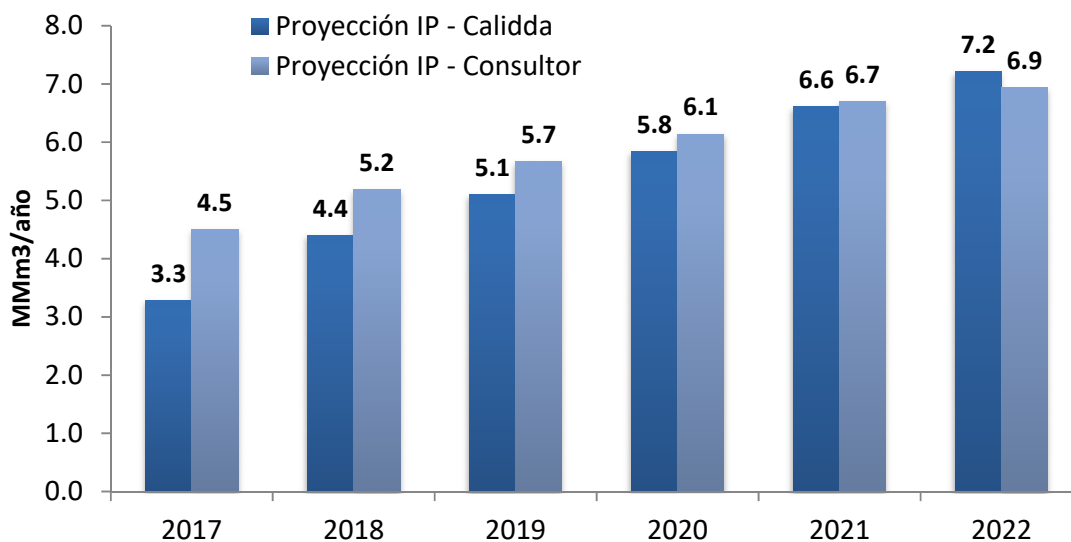
su propuesta tarifaria. En ellos se puede apreciar que la proyección realizada por el Consultor propone un 29% más en cantidad de clientes y 4,3% superior en términos de volumen de gas natural.

Gráfico N° 51 Comparativa evolución Clientes IP vs Propuesta tarifaria de Cálida



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 52 Comparativa volumen incorporado en MMm3 IP vs Propuesta tarifaria de Cálida



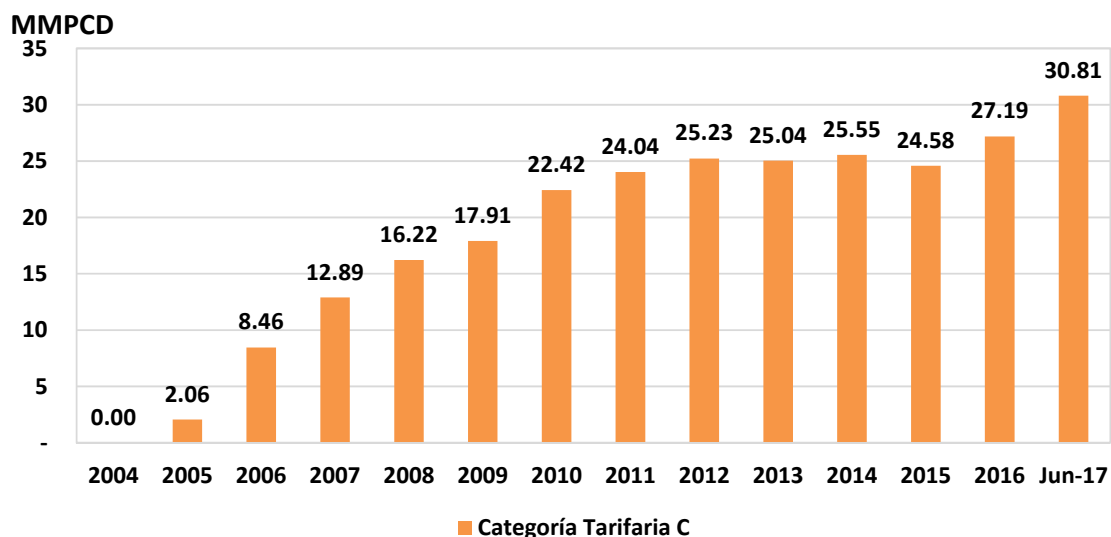
Fuente: Elaboración propia.

3.1.4 Categoría C

3.1.4.1 Clientes y Demanda histórica

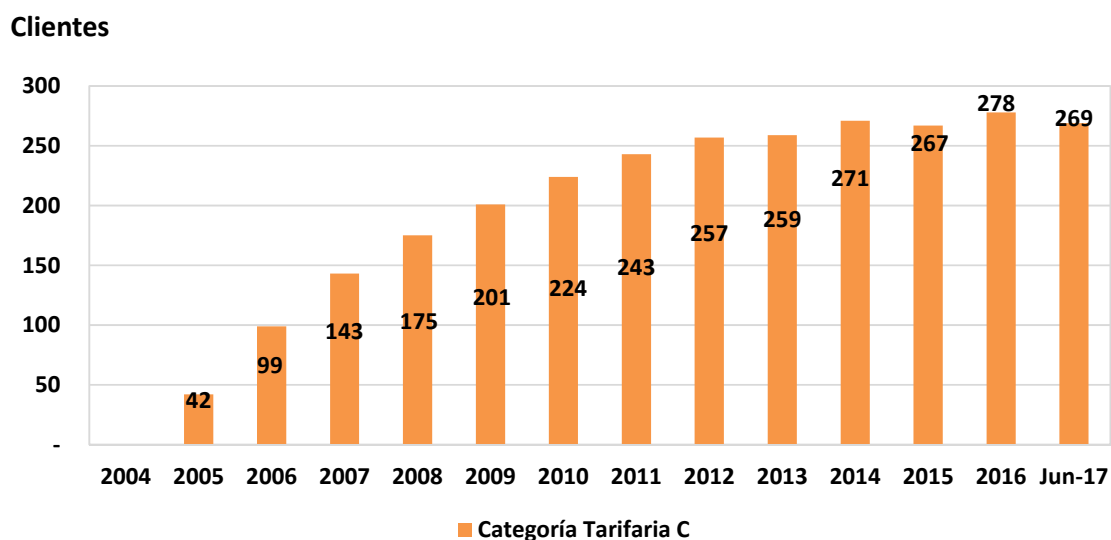
La información estadística de la categoría C (Industria menor), cuyo promedio de consumo mensual por cliente es de 97.300 m³, se presenta continuación:

Gráfico N° 53 Demanda histórica de la categoría C



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

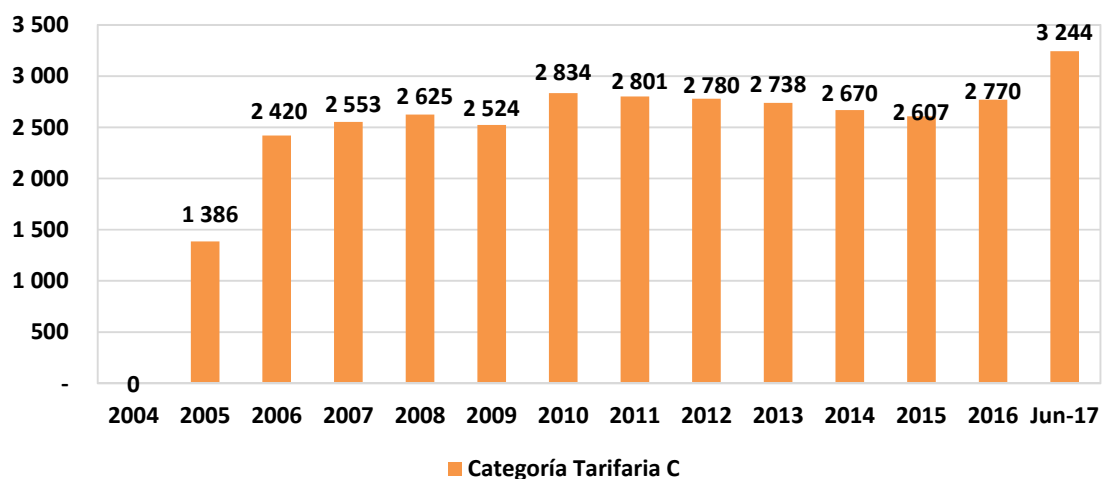
Gráfico N° 54 Clientes acumulados histórico categoría C



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

Gráfico N° 55 Consumo medio de GN categoría C

m3/día



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

3.1.4.2 Nuevos clientes identificados

En base al estudio de campo realizado y a la información presentada por el Concesionario en su propuesta tarifaria se identificaron 26 nuevas industrias que serían incluidas en la categoría C a las 278 ya existentes.

Tabla N° 44 Industrias identificadas y demanda media estimada categoría C

N	Industria	Año de Ingreso	Cap. Solicitada SFS [m3/día]	Cap. Solicitada SFS [m3/mes]	Cat. Sin Factor de Ajuste	Factor de ajuste SFS (Demanda Promedio)	Demanda Mes [m3/mes]	Re - Categorización
1	Alianza algodонера	2.017	1.500	45.625	C	41%	18.815	C
2	TDM asfaltos	2.019	1.562	47.511	C	41%	19.593	C
3	Emusa Perú	2.018	1.590	48.363	C	41%	19.944	C
4	Ideas metalúrgicas	2.018	1.630	49.579	C	41%	20.446	C
5	Cauchos y poliuretanos	2.021	1.710	52.013	C	41%	21.450	C
6	Cogorno (ventanilla)	2.018	2.000	60.833	C	41%	25.087	C
7	Ztratek	2.019	2.245	68.285	C	41%	28.160	C
8	International bakery	2.021	2.400	73.000	C	41%	30.105	C
9	Huinco group_atv	2.018	2.500	76.042	C	41%	31.359	C
10	Geyser color	2.018	2.820	85.775	C	41%	35.373	C
11	Inca group	2.021	3.000	91.250	C	41%	37.631	C
12	Instituto quimioterápico	2.021	3.028	92.102	C	41%	37.982	C
13	Ladrillera MVF	2.020	4.020	122.275	C	41%	50.425	C
14	Chr Hansen	2.017	4.240	128.967	C	41%	53.185	C
15	Industria nacional del poliestireno	2.019	4.250	129.271	C	41%	53.310	C
16	Cogorno (la Perla)	2.018	4.700	142.958	C	41%	58.955	C
17	Fábrica de tejidos San Carlos	2.021	4.800	146.000	C	41%	60.209	C
18	Silice industrial comercial	2.018	5.460	166.075	C	41%	68.488	C
19	Ecoglass del Perú	2.021	5.700	173.375	C	41%	71.499	C
20	Comercial andina industrial	2.018	9.000	273.750	C	41%	112.893	C
21	Ladrillos delta	2.018	9.000	273.750	C	41%	112.893	C
22	Frigoríficos industriales lima	2.019	9.120	277.400	C	41%	114.398	C
23	Industrias arco iris	2.019	11.520	350.400	D	75%	264.534	C
24	Industria Pet 2	2.017	11.664	354.780	D	75%	267.841	C
25	Empresa de transportes virgen de la puerta	2.021	12.000	365.000	D	75%	275.556	C
26	Sulfato de cobre	2.019	12.330	375.038	D	75%	283.134	C

Fuente: Elaboración propia, información de estudio de campo del consultor y propuesta tarifaria del Concesionario

3.1.4.3 Demanda Proyectada

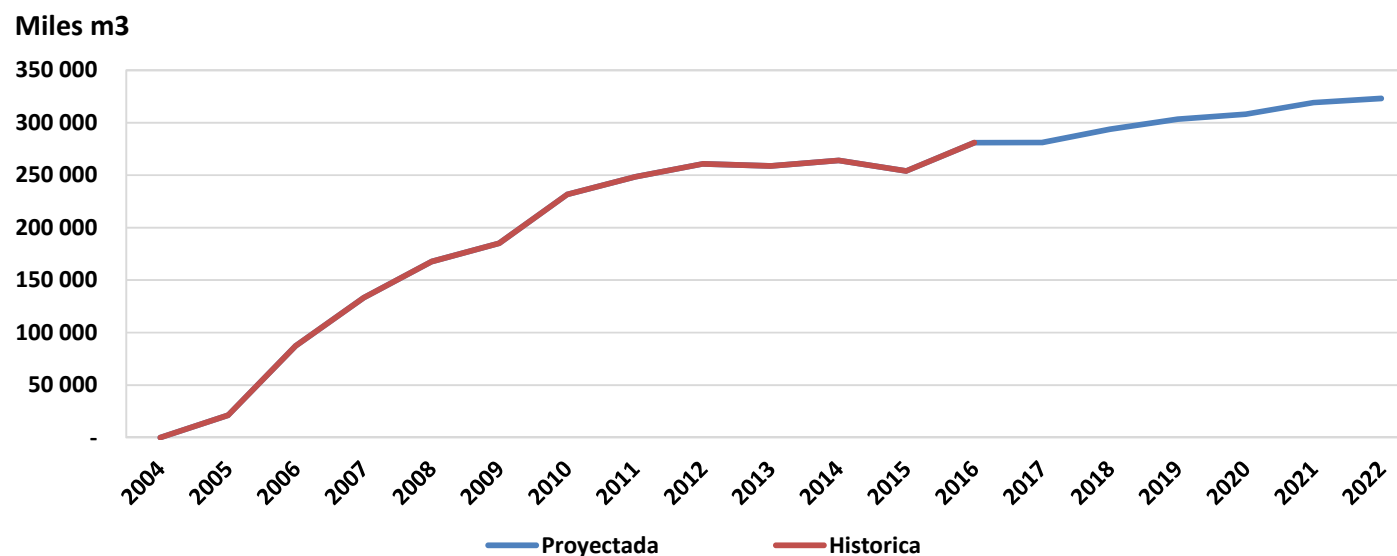
Con el fin de mantener una proyección conservadora de la demanda de la categoría C, y teniendo en cuenta que el ratio unitario de consumo por cliente de esta categoría no presenta mayores variaciones en el tiempo, dicho ratio se determina como el promedio de los últimos años, obteniéndose así un valor de 2.696 m³/día por industria. Asimismo, el ratio ha sido proyectado al 2022 siguiendo la tendencia de proyección presentado por el concesionario en su última propuesta tarifaria. La tabla siguiente proyecta de demanda de la Categoría C, tanto para los clientes existentes como para los nuevos clientes, y que harían un total de 304 clientes al 2022.

Tabla N° 45 Estimación de la demanda proyectada total de gas natural categoría C

Categoría C	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Consumo Unitario m3/día-cliente	2.742,13	2.775,15	2.808,68	2.842,74	2.877,34	2.912,48
Nuevos Clientes Acumulados	3	12	18	19	26	26
Demanda de Nuevos Clientes m3/día	8.226,40	33.301,82	50.556,31	54.012,11	74.810,76	75.724,43
Demanda de Nuevos Clientes MMPCD	0,29	1,18	1,79	1,91	2,64	2,67
Clientes Existentes	278	278	278	278	278	278
Demanda Clientes Existentes m3/día	762.313,41	771.492,11	780.814,19	790.282,44	799.899,70	809.668,88
Demanda Clientes Existentes MMPCD	26,92	27,24	27,57	27,91	28,25	28,59
Demanda Total (Nueva + Existente) m3/día	770.539,82	804.793,92	831.370,51	844.294,55	874.710,47	885.393,31
Demanda Total (Nueva + Existente) MMPCD	27,21	28,42	29,36	29,82	30,89	31,27

Fuente: Elaboración propia

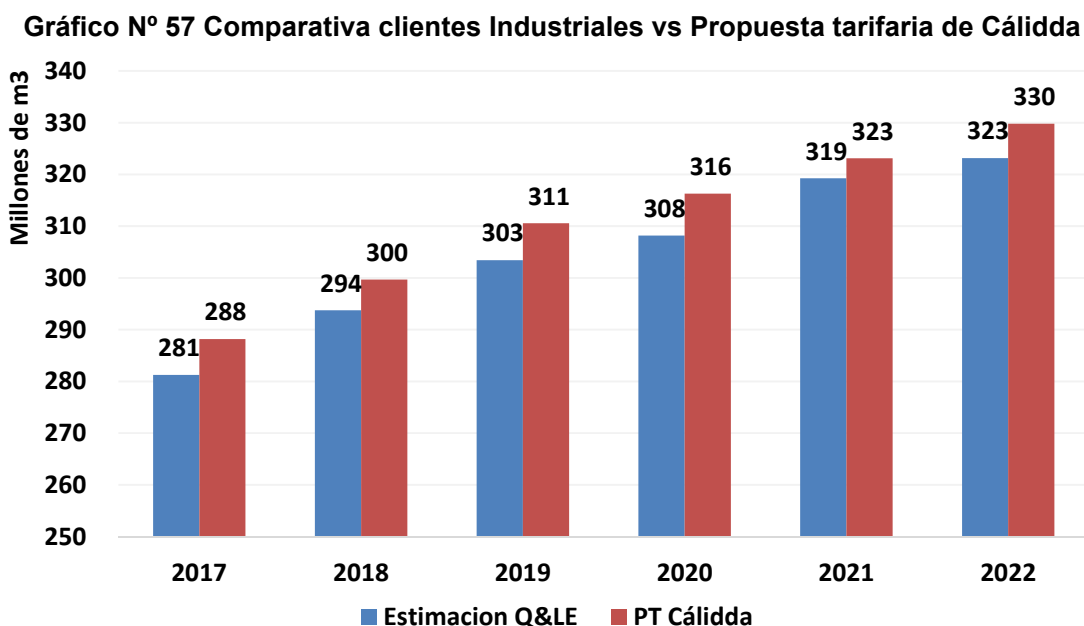
Gráfico N° 56 Demanda histórica y proyectada agregada categoría C



Fuente: Elaboración propia

3.1.4.4 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

En el siguiente grafico se presenta la comparación de la demanda proyectada por el Consultor (Q&LE) y lo presentado por el Concesionario (Cálidda) en su propuesta tarifaria.



Fuente: Elaboración propia.

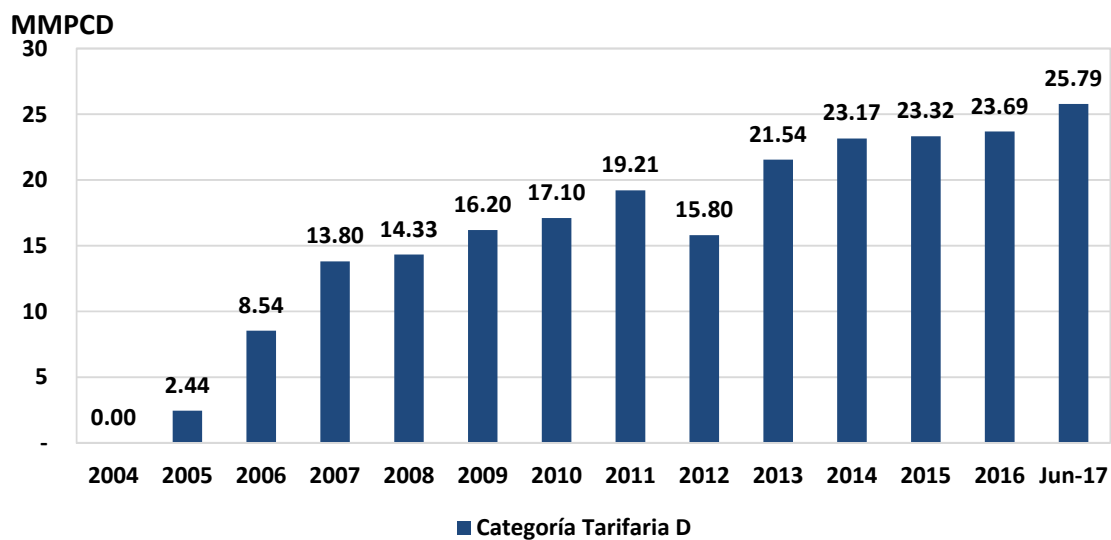
Del grafico se observa, que la propuesta del Concesionario es mayor que la presentada por el Consultor, dicha diferencia entre ambos es en promedio del 2%.

3.1.5 Categoría D

3.1.5.1 Clientes y Demanda histórica

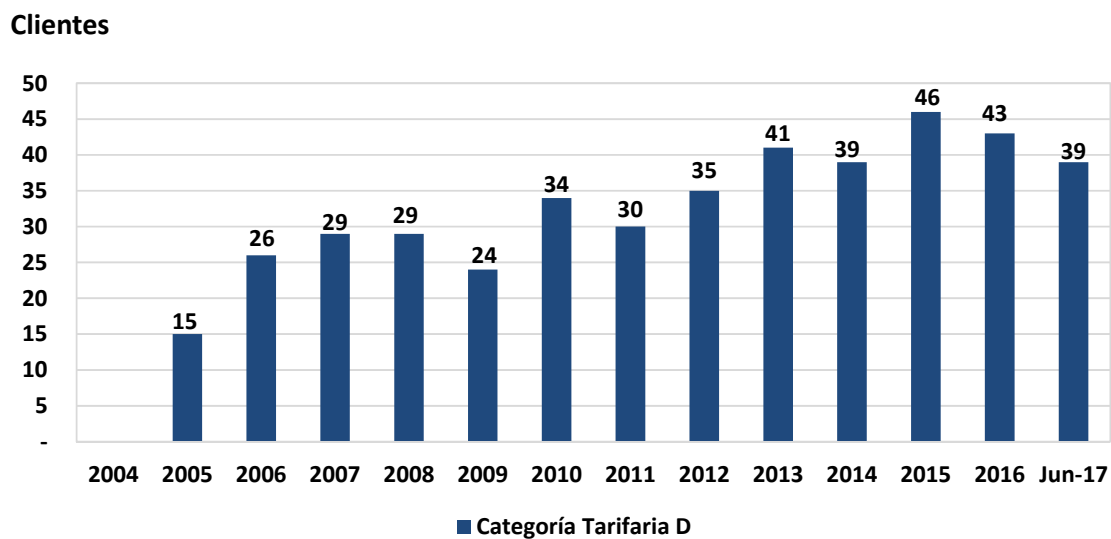
La información estadística de la categoría D (Industria), cuyo promedio de consumo mensual por cliente resulta de 561.700 m3, se presenta continuación:

Gráfico N° 58 Demanda histórica de la categoría D



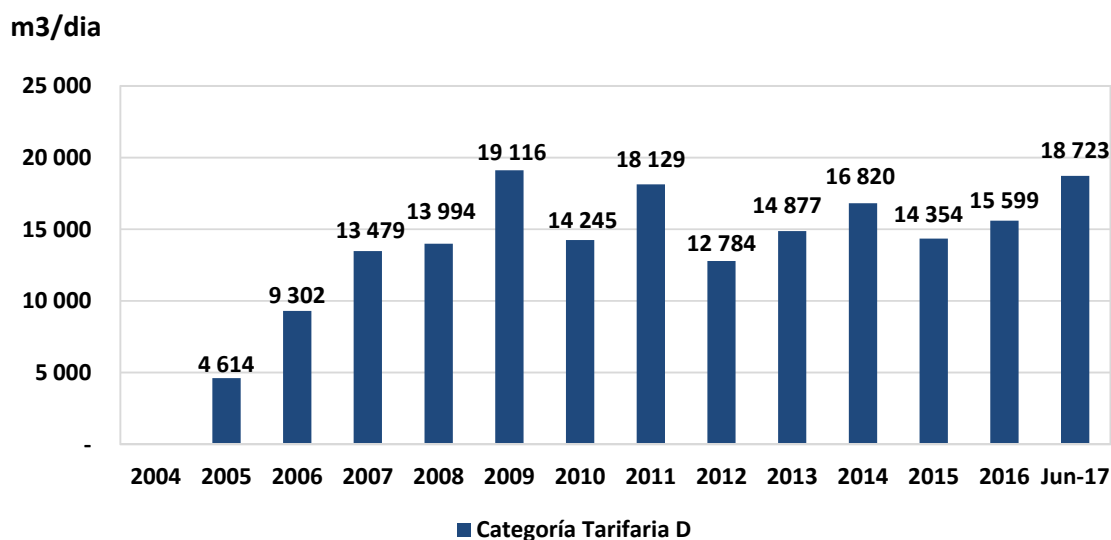
Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

Gráfico N° 59 Clientes acumulados histórico categoría D



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

Gráfico N° 60 Consumo medio de GN categoría D



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

3.1.5.2 Nuevos clientes identificados

En base al estudio de campo realizado y a la información presentada por el Concesionario en su propuesta tarifaria se identificaron 11 nuevas industrias que pertenecerían a la categoría D, que serían agregadas a las 43 ya existentes.

Tabla N° 46 Industrias identificadas categoría D

N	Industria	Año de Ingreso	Capacidad Solicitada SFS [m3/día]	Capacidad Solicitada SFS [m3/mes]	Categoría Sin Factor de Ajuste	Factor de ajuste SFS (Demanda Promedio)	Demanda Mes [m3/mes]	Re - Categorización
1	CUSA	2.020	13.200	401.500	D	75%	303.112	D
2	Santos fredy calderon Aguilar	2.021	15.000	456.250	D	75%	344.445	D
3	Ingeniería en cartones y papeles	2.018	15.600	474.500	D	75%	358.223	D
4	Complejo industrial Skavos	2.020	16.800	511.000	D	75%	385.779	D
5	Lindley Pucusana	2.018	19.200	584.000	D	75%	440.890	D
6	Artion	2.021	21.600	657.000	D	75%	496.001	D
7	Servicentro universal – GNC	2.018	22.300	678.292	D	75%	512.075	D
8	Industria Panda	2.017	24.000	730.000	D	75%	551.112	D
9	Negociaciones kio – GNC	2.018	24.300	739.125	D	75%	558.001	D
10	Eya Inversiones	2.017	26.931	819.151	D	75%	618.417	D
11	Etna	2.018	29.280	890.600	D	75%	672.357	D

Fuente: Elaboración propia, información de estudio de campo del consultor y PT del Concesionario

3.1.5.3 Demanda Proyectada

Con el fin de mantener una proyección conservadora de la demanda de la categoría D, y teniendo en cuenta que el ratio unitario de consumo por cliente de esta categoría no presenta mayores variaciones en el tiempo, dicho ratio se determina como el promedio de los últimos años, obteniéndose así un valor de 15.412 m³/día por industria, asimismo el ratio ha sido proyectado al 2022 siguiendo la tendencia de proyección presentado por el concesionario en su última propuesta tarifaria.

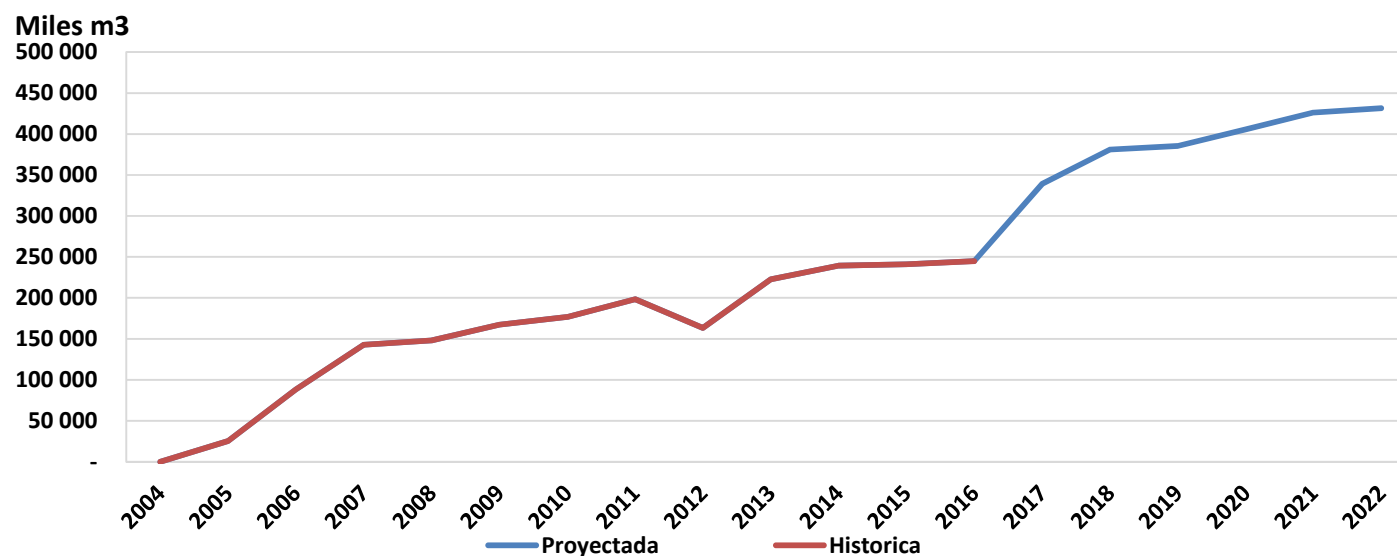
La tabla siguiente proyecta de demanda de la Categoría D, tanto para los clientes existentes como para los nuevos clientes, y que harían un total de 54 clientes al 2022.

Tabla N° 47 Estimación de la demanda proyectada total de gas natural categoría D

Categoría D	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Consumo Unitario m3/día-cliente	20.651,16	20.884,44	21.125,16	21.373,51	21.629,67	21.893,83
Nuevos Clientes Acumulados	2,00	7,00	7,00	9,00	11,00	11,00
Demanda de Nuevos Clientes m3/día	41.302,32	146.191,07	147.876,13	192.361,58	237.926,34	240.832,09
Demanda de Nuevos Clientes MMPCD	1,46	5,16	5,22	6,79	8,40	8,50
Clientes Existentes	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00
Demanda Clientes Existentes m3/día	887.999,92	898.030,85	908.381,93	919.060,89	930.075,69	941.434,53
Demanda Clientes Existentes MMPCD	31,36	31,71	32,08	32,46	32,85	33,25
Demanda Total (Nueva + Existente) m3/día	929.302,24	1.044.221,91	1.056.258,06	1.111.422,47	1.168.002,03	1.182.266,62
Demanda Total (Nueva + Existente) MMPCD	32,82	36,88	37,30	39,25	41,25	41,75

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 61 Demanda histórica y proyectada agregada categoría D

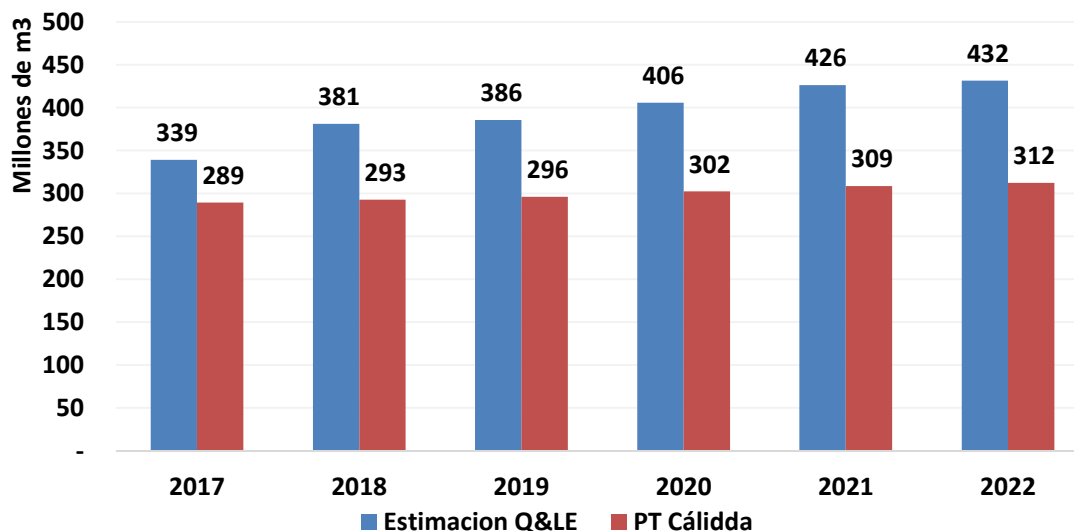


Fuente: Elaboración propia

3.1.5.4 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

En el siguiente grafico se presenta la comparación de la demanda proyectada por el Consultor (Q&LE) y lo presentado por el Concesionario (Cálidda) en su propuesta tarifaria.

Gráfico N° 62 Comparativa clientes Industriales vs Propuesta tarifaria de Cálidda



Fuente: Elaboración propia.

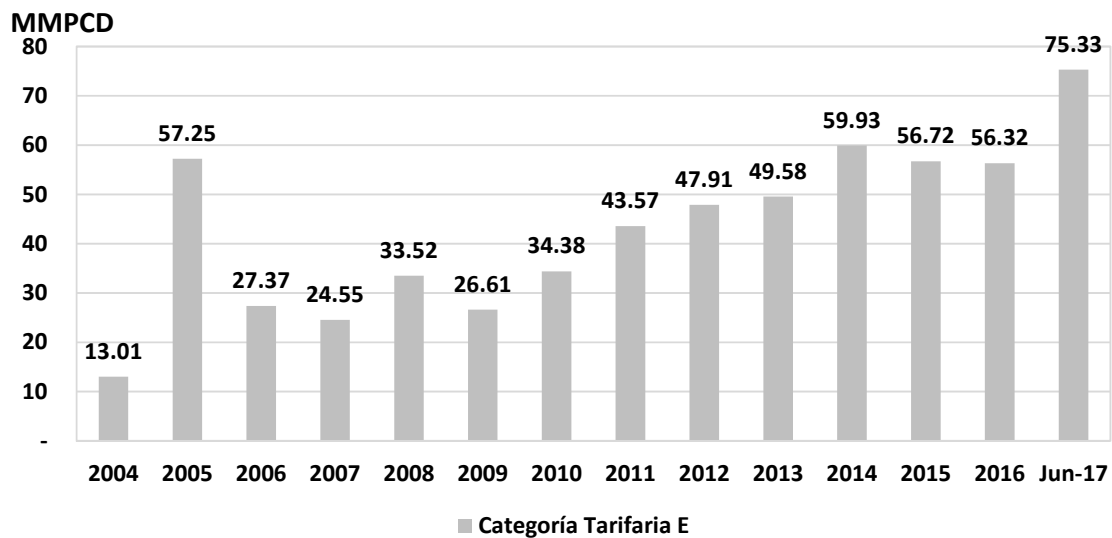
Del grafico se observa, que la propuesta del Consultor es mayor que la presentada por el Concesionario, dicha diferencia entre ambos es en promedio del 32%.

3.1.6 Categoría E

3.1.6.1 Clientes y Demanda histórica

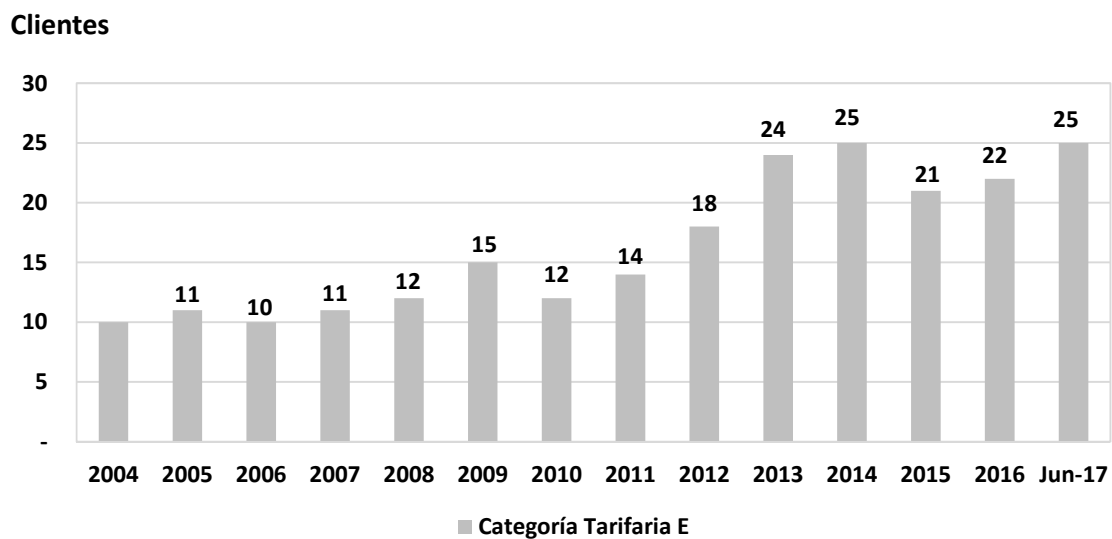
La información estadística de la categoría E (Gran Industria) se presenta continuación:

Gráfico N° 63 Demanda histórica de la categoría E



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

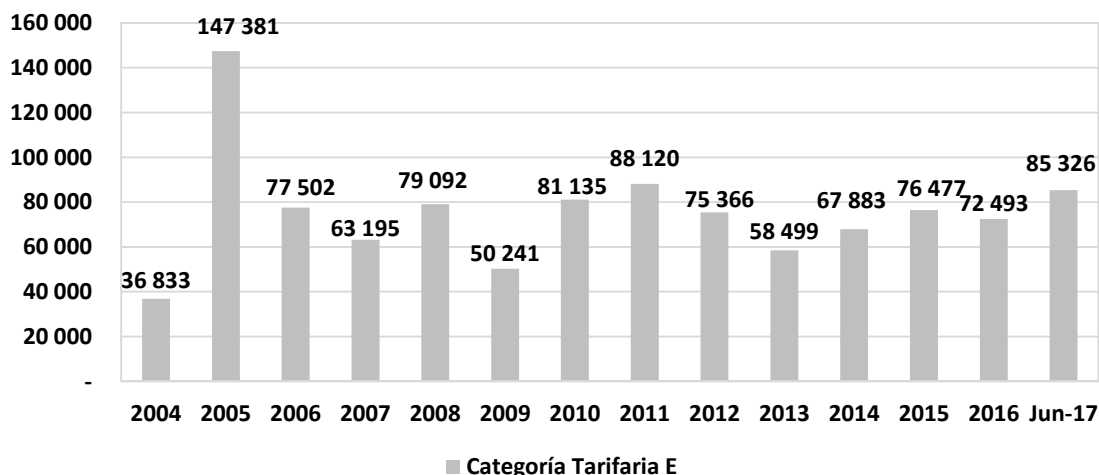
Gráfico N° 64 Clientes acumulados histórico categoría E



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

Gráfico N° 65 Consumo medio de GN categoría E

m3/día



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

3.1.6.2 Nuevos clientes identificados

En base al estudio de campo realizado y a la información presentada por el Concesionario en su propuesta tarifaria se identificaron 7 nuevas industrias que serían incluidas en la categoría E a las 28 ya existentes.

Tabla N° 48 Industrias identificadas categoría D

N	Proyecto	Año	Volumen Solicitado SFS [m3/día]	Volumen Solicitado [m3/mes]	Categoría Sin Factor de Ajuste	Factor de ajuste	Volumen anual [m3/mes]	Categoría	Volumen anual [m3/día]
1	Nutripet Peru	2.020	48.000	1.460.000	E	64%	939.542	E	30.889,06
2	victor malasquez GNC	2.019	50.000	1.520.833	E	64%	978.690	E	32.176,11
3	Aceros Chilca	2.017	101.169	3.077.230	E	64%	1.980.266	E	65.104,63
4	Votorantim metais	2.018	130.600	3.972.417	E	64%	2.556.338	E	84.044,00
5	Cemento portland	2.019	164.036	4.989.428	E	64%	3.210.808	E	105.560,80
6	Ceramica Lima	2.018	274.426	8.347.124	E	64%	5.371.559	E	176.599,22
7	Protisa	2019	Se considero la demanda estimada por el Concesionario						

Fuente: Elaboración propia, información de estudio de campo del consultor y PT del Concesionario

Tabla N° 49 Nuevos clientes y demanda proyectada

N°	Nuevos Clientes	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Protisa			15.000	85.500	162.000	162.000
2	Victor Malasquez – GNC			32.176	32.176	32.176	32.176
3	Cerámica lima		176.599	176.599	176.599	176.599	176.599
4	Nutripet Peru				30.889	30.889	30.889
5	Votorantim Metais		84.044	84.044	84.044	84.044	84.044
6	Cemento Portland			105.561	105.561	105.561	105.561

N°	Nuevos Clientes	2017	2018	2019	2020	2021	2022
7	Aceros Chilca S.A.	32.552	65.105	65.105	65.105	65.105	65.105
	TOTALm3/día	32.552	325.748	478.485	579.874	656.374	656.374

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la Propuesta Tarifaria del Concesionario

3.1.6.3 Demanda Proyectada

Para efectos de estimar la demanda de la categoría E, se utilizó la capacidad en firme solicitada por los clientes independientes y el volumen interrumpible recopilada de la Propuesta de Tarifas del Concesionario, dicha metodología se sustenta en el Artículo 17° del Procedimiento de Estudios Tarifarios.

Tabla N° 50 Demanda proyectada de clientes actuales categoría E – Grandes Clientes con Capacidad Contratada

N°	Cliente	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Cerámica San Lorenzo S.A. (Planta 1)	67.000	67.000	67.000	67.000	67.000	67.000
2	Cerámica San Lorenzo S.A. (Planta 2)	37.095	37.095	37.095	37.095	37.095	37.095
3	Cerámica Lima S.A. (Planta 1)	31.000	31.000	31.000	31.000	31.000	31.000
4	Cerámica Lima S.A. (Planta 2)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
5	Cerámica Lima S.A. (Planta 3)	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
6	Corporación Cerámica S.A. (Planta 1)	25.100	25.100	25.100	25.100	25.100	25.100
7	Corporación Cerámica S.A. (Planta 2)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
8	Alicorp S.A.A.	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000
9	Owens Illinois S.A. Planta Lurín	62.631	62.631	62.631	62.631	62.631	62.631
10	Owens Illinois S.A. Planta Callao	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000
11	Sudamericana De Fibras S.A.	685	685	685	685	685	685
12	Cementos Lima S.A. (Unacem)	460.467	460.467	460.467	460.467	460.467	460.467
13	Refinería La Pampilla (Media Presión)	107.115	107.115	107.115	107.115	107.115	107.115
14	Refinería La Pampilla (Alta Presión)	164.160	164.160	164.160	164.160	164.160	164.160
	TOTALm3/día	1.144.253	1.144.253	1.144.253	1.144.253	1.144.253	1.144.253

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la Propuesta Tarifaria del Concesionario y de la información comercial de la DGN

Tabla N° 51 Demanda proyectada de clientes actuales categoría E – Pequeños y Medianos Clientes

N°	Cliente	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Metalúrgica Peruana S.A	15.731	16.049	16.375	16.708	17.048	17.397
2	Productos Tissue Del Perú S.A.	45.009	45.919	46.851	47.803	48.778	49.774
3	Petrocorp S.A.	71.943	73.398	74.887	76.409	77.967	79.560
4	Clean Energy Del Perú S.R.L.	51.851	52.900	53.972	55.070	56.192	57.341
5	Limagas Natural Perú S.A.	60.957	62.190	63.451	64.742	66.061	67.411
6	Administradora De Servicios Y Asociados S.A.C	28.756	29.338	29.933	30.541	31.164	31.801
7	Trupal S.A.	41.900	42.747	43.614	44.501	45.408	46.336
8	Limagas Natural Perú S.A.	71.728	73.179	74.663	76.181	77.734	79.322
9	Clean Energy Del Perú S.R.L.	52.170	53.225	54.305	55.409	56.538	57.694
10	Compañía Minera Luren S.A.	40.669	41.491	42.333	43.194	44.074	44.975

N°	Cliente	2017	2018	2019	2020	2021	2022
11	Energigas S.A.C.	37.691	38.453	39.233	40.031	40.847	41.681
12	Estación De Servicios Herco S.A.C.	23.309	23.781	24.263	24.756	25.261	25.777
13	Inmobiliaria E Inversiones San Fern	34.854	35.559	36.280	37.018	37.772	38.544
14	Cerámicos Peruanos S.A.	37.293	38.048	38.819	39.608	40.416	41.242
TOTALm3/día		613.861	626.278	638.980	651.971	665.261	678.855

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la Propuesta Tarifaria del Concesionario y de la información comercial de la DGN

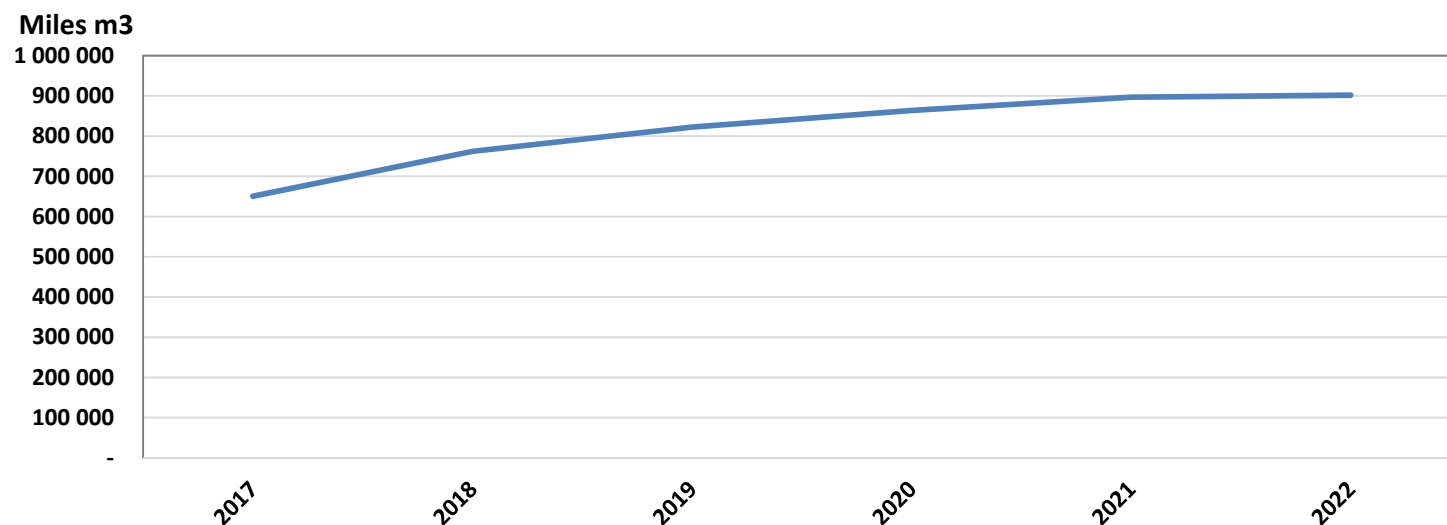
La tabla siguiente proyecta de demanda de la Categoría D, tanto para los clientes existentes como para los nuevos clientes, y que harían un total de 35 clientes al 2022.

Tabla N° 52 Estimación de la demanda proyectada total de gas natural categoría E

Categoría E	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nuevos Clientes Acumulados	1	3	6	7	7	7
Demanda de Nuevos Clientes m3/día	32.552,31	325.747,84	478.484,75	579.873,81	656.373,81	656.373,81
Demanda de Nuevos Clientes MMPCD	1	12	17	20	23	23
Numero de Clientes Existentes	28	28	28	28	28	28
Demanda Clientes Existentes CC m3/día	1.144.253,00	1.144.253,00	1.144.253,00	1.144.253,00	1.144.253,00	1.144.253,00
Demanda Clientes Existentes sin CC m3/día	605.451,55	617.699,16	630.226,39	643.040,13	656.147,41	669.555,47
Demanda Clientes Existentes MMPCD	61,79	62,22	62,67	63,12	63,58	64,05
Demanda Total (Nueva + Existente) m3/día	1.782.256,86	2.087.699,99	2.252.964,14	2.367.166,94	2.456.774,23	2.470.182,28
Demanda Total (Nueva + Existente) MMPCD	62,94	73,73	79,56	83,60	86,76	87,23

Fuente: Elaboración propia

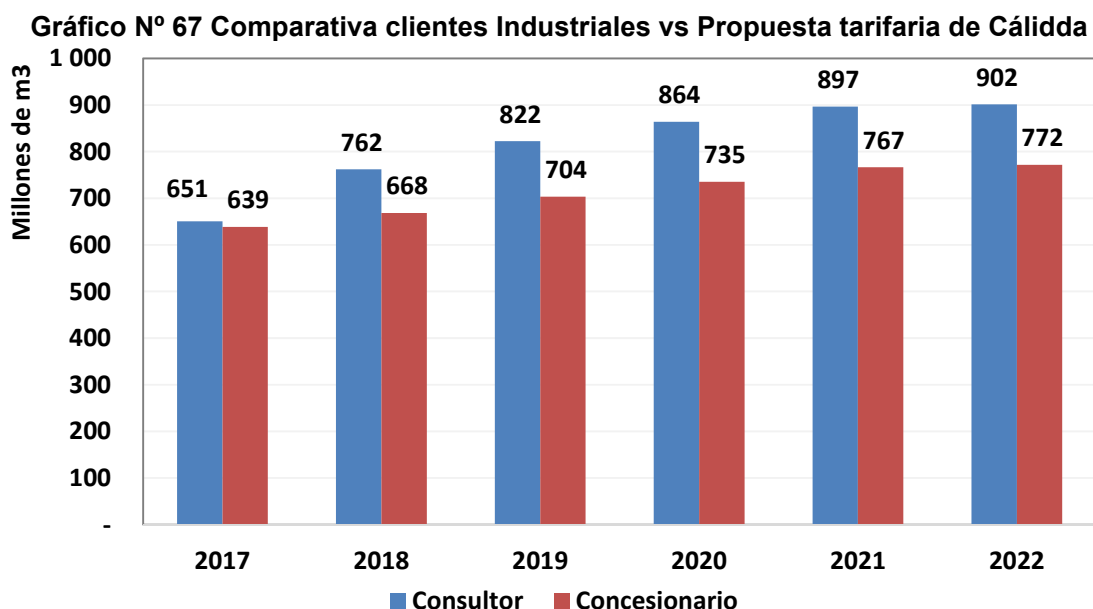
Gráfico N° 66 Demanda proyectada categoría E



Fuente: Elaboración propia

3.1.6.4 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

En el siguiente grafico se presenta la comparación de la demanda proyectada por el Consultor (Q&LE) y lo presentado por el Concesionario (Cálidda) en su propuesta tarifaria.



Fuente: Elaboración propia.

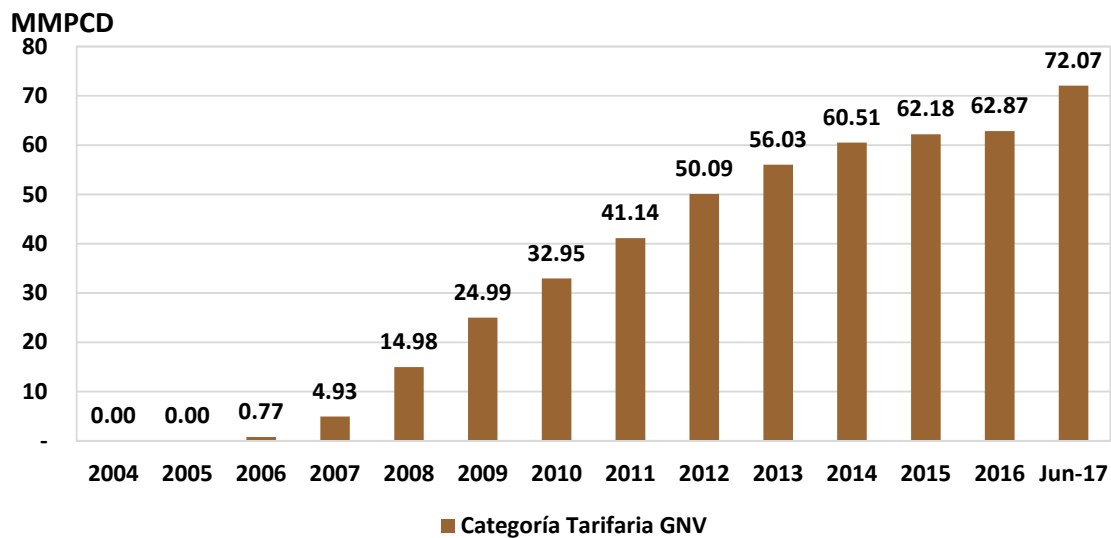
Del grafico se observa, que la propuesta del Consultor es mayor que la presentada por el Concesionario, dicha diferencia entre ambos es en promedio del 14%.

3.1.7 Categoría GNV

3.1.7.1 Estadística histórica de la categoría GNV

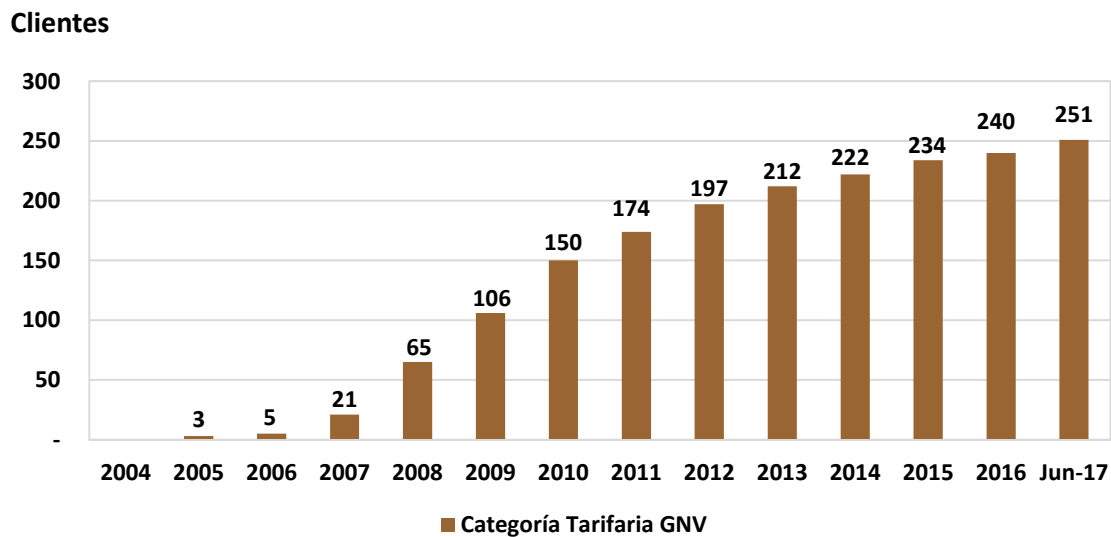
La información estadística de la categoría GNV se presenta continuación:

Gráfico N° 68 Demanda histórica de la categoría GNV



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

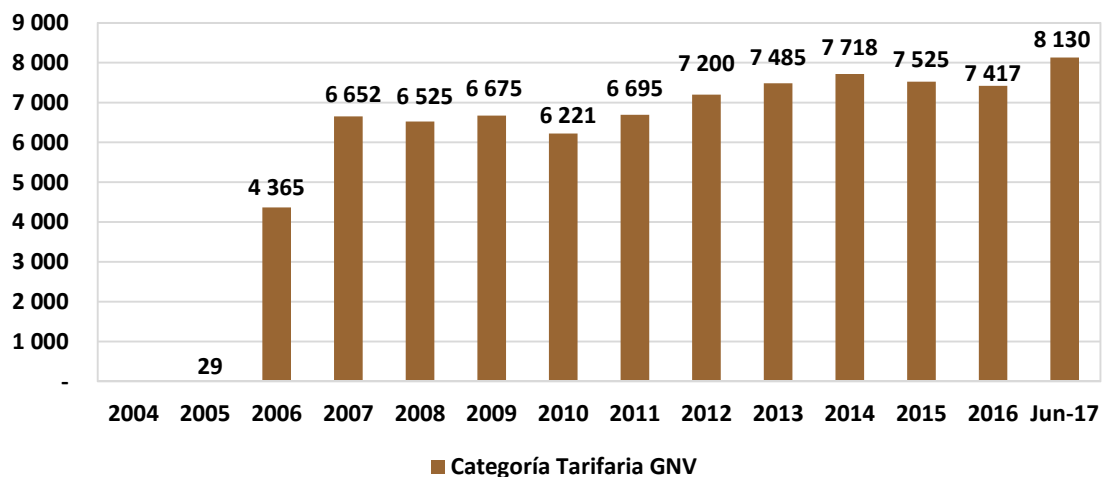
Gráfico N° 69 Estaciones de GNV histórico



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

Gráfico N° 70 Consumo medio por estación de GNV

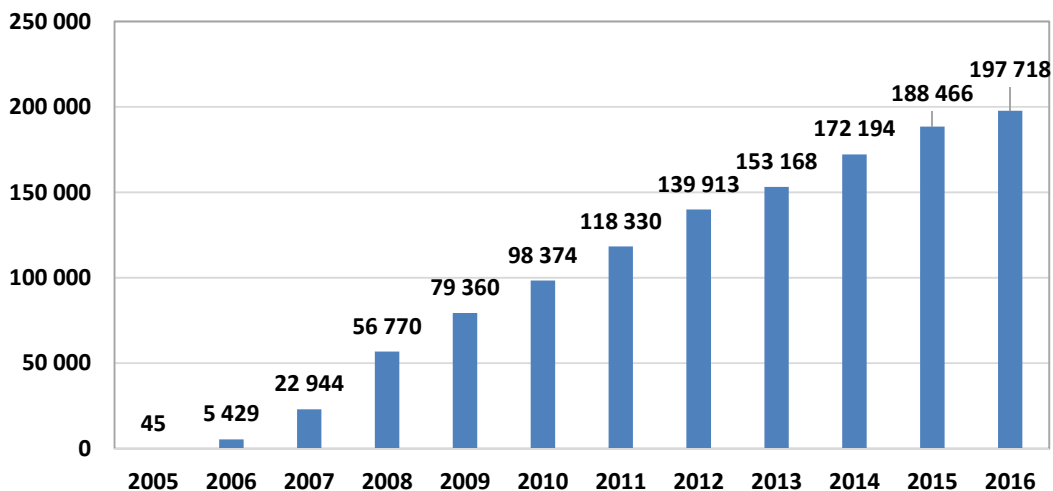
m3/día



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

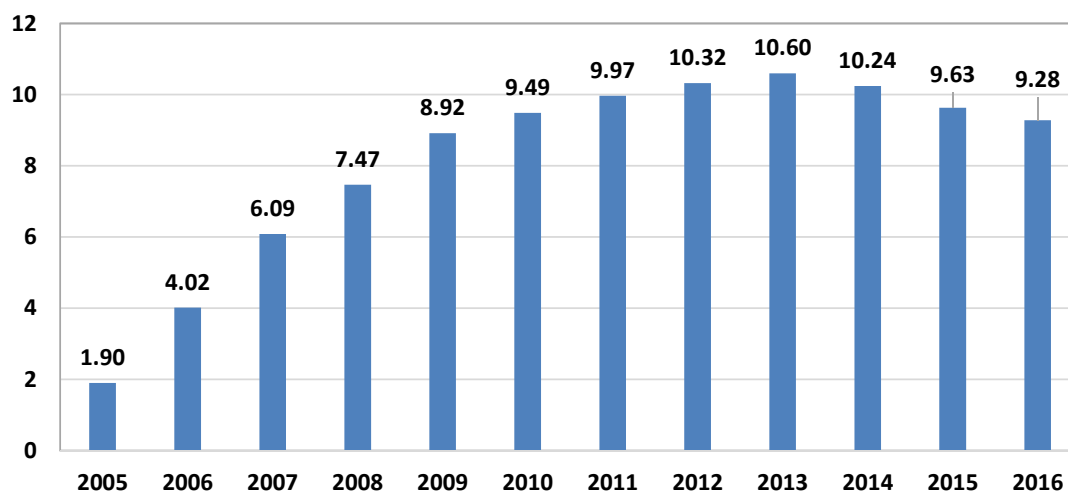
Gráfico N° 71 Vehículos que registran consumos en el año

Vehiculos



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

Gráfico N° 72 Evolución del ratio de consumo por vehículo que registraron consumo m3/día-vehículo



Fuente: Elaboración propia, Información recopilada de INFOGAS

3.1.7.2 Nuevas estaciones de servicio y vehículos convertidos

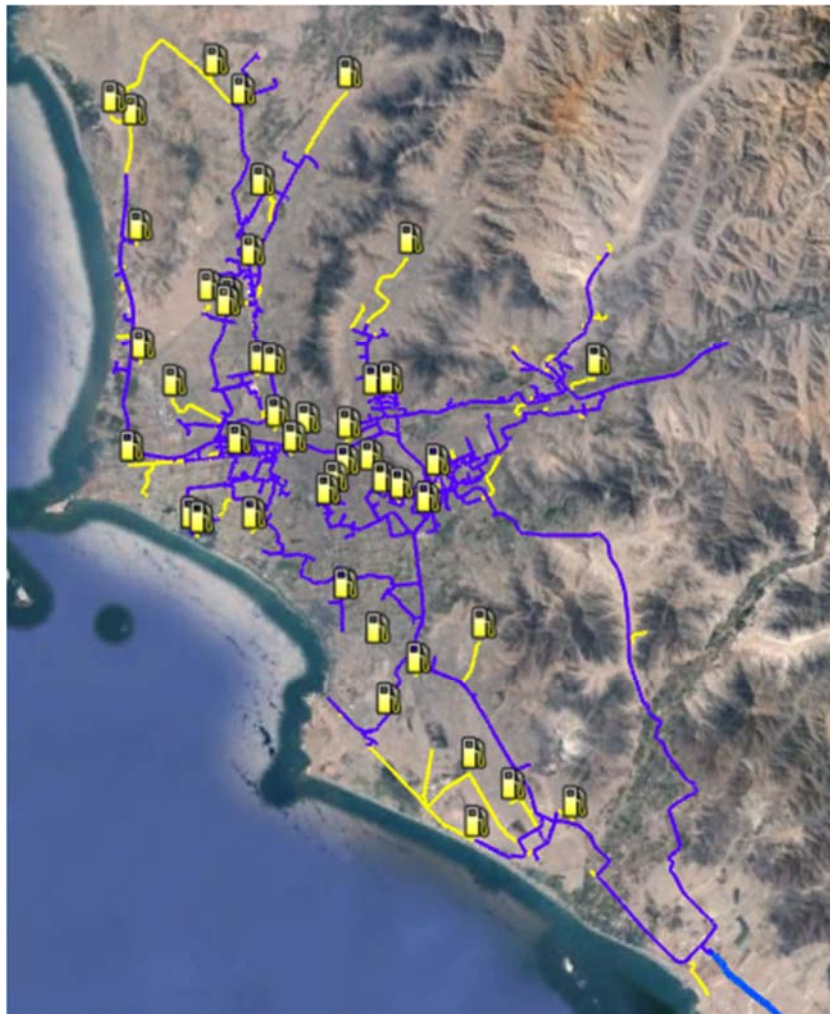
a) Nuevas Estaciones de Servicio GNV

La proyección de estaciones de servicio que serían incorporadas a la concesión de Lima y Callao se ha obtenido a partir de la información remitida por el Concesionario, asociada a las redes que serán ejecutadas como parte del PQI 2018 – 2022.

Para ello, se ha analizado en detalle el plano georreferenciado GIS en donde se presenta las redes actuales y futuras, así como las tuberías de conexión proyectadas. Dicha información fue comparada con imágenes satelitales de la aplicación Google Earth, identificándose así el tipo de cliente que se encontraba en los extremos de las redes proyectadas por el Concesionario.

En el gráfico que se muestra a continuación se pueden apreciar las estaciones de servicio identificadas a ser incorporadas en el periodo 2018 - 2022, las cuales hacen un total de 45 estaciones nuevas.

Gráfico N° 73 Nuevas estaciones de servicio PR 2018 - 2022



Fuente: Elaboración propia, información recopilada del GIS PQI 2018 – 2022 presentado por el Concesionario

Seguidamente, presentamos una tabla que muestra la ubicación por distrito de las estaciones a ser incorporadas en el periodo de análisis, y que serían consideradas como nuevos clientes para la categoría GNV de la concesión de Lima y Callao.

Tabla N° 53 Nuevas estaciones de servicio

Distrito	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Ate		1			1		2
Callao		2				1	3
Carabayllo		1					1
Chorrillos		1					1
Comas		1	1				2
El Agustino		1					1
Independencia			2				2

Distrito	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	Total
La Victoria		2	1				3
Lima		2			1		3
Los Olivos		2					2
Lurigancho					1		1
Lurín			1				1
Magdalena				1			1
Puente Piedra					2		2
Rímac		1				1	2
San Juan de Lurigancho		2				1	3
San Juan de Miraflores				1			1
San Luis				1			1
San Martín de Porres			1		1		2
San Miguel		2					2
San Vicente de Cañete		1					1
Santiago de Surco		1					1
Surquillo					1		1
Ventanilla			1	1			3
Villa el Salvador				1	2		3
Villa María del Triunfo					1		1
Total	-	20	7	5	10	3	45

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la Propuesta Tarifaria del Concesionario.

Tabla N° 54 Nuevas estaciones de servicio PR 2018 - 2022

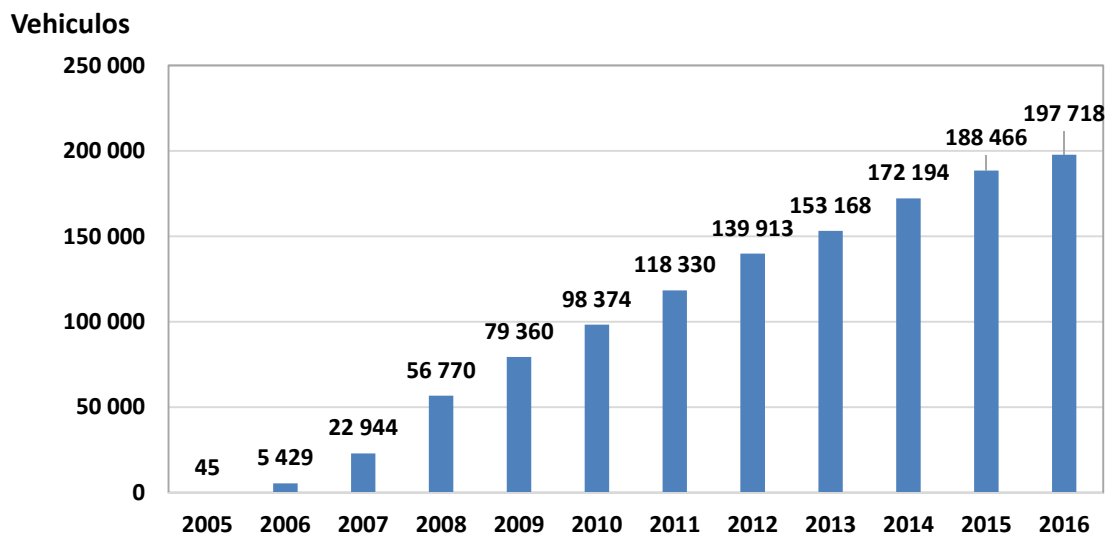
GNV	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Estaciones	-	20	7	5	10	3	45

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la Propuesta Tarifaria del Concesionario.

b) Vehículos convertidos a GNV en el periodo 2018 - 2022

La proyección de vehículos a ser incorporados a la demanda GNV para el periodo de análisis, se estimó en base al comportamiento histórico observado en Lima y Callao. Para ello se tuvieron en cuenta los vehículos que registraron consumo de gas natural y que son reportados por INFOGAS, que recoge información de primera mano desde su sistema de carga de GNV.

Los vehículos que registraron consumo de gas natural en los últimos años son los que se muestran en el gráfico siguiente.

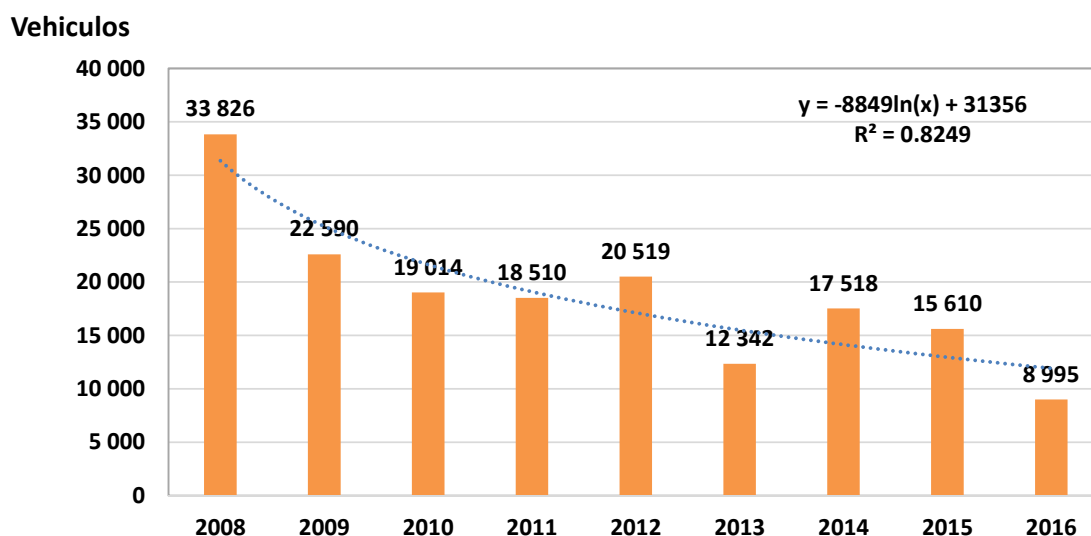
Gráfico N° 74 Vehículos que registran consumos en el año

Fuente: Elaboración propia, Información recopilada de INFOGAS

A partir de la información anterior, se analiza el número de vehículos incorporados por año. Es importante indicar que, para el presente análisis, fueron excluidos los tres primeros años, debido a que estos representan el inicio del crecimiento del mercado del GNV, mediante la incorporación brusca de hasta 22 mil vehículos. Es a partir del año 2008 (4to año), que la incorporación de vehículos asume la tendencia natural de los mercados en expansión y que aún no se encuentran saturados.

En ese contexto, se efectuó una regresión a partir de la tendencia mostrada desde el año 2008 hasta la actualidad, con el fin de replicar y proyectar, lo más próximo a la realidad, el número de vehículos que se incorporarán en los años siguientes (Ver gráfico a continuación).

Gráfico N° 75 Vehículos incorporados anualmente



Fuente: Elaboración propia, Información recopilada de INFOGAS

En adición a la curva de proyección, existe al 2018 un plan de conversiones de vehículos GNV con el uso de los fondos de dinero del FISE, con ello al 2018 se estima convertir alrededor de 15.600 vehículos, con ello la proyección al 2018 debe alcanzar como mínimo el número de conversiones antes indicado y en los años siguientes incluir 5462 vehículos convertidos en adición a los resultados de la proyección por efecto del plan de conversiones del Fondo FISE.

En consecuencia, se realiza la proyección de vehículos a ser incluidos como parte de la demanda de GNV en Lima y Callao, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla N° 55 Proyección de los vehículos que registraran consumos de la categoría GNV

Categoría GNV	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nuevos Clientes Acumulados	10.981	15.600	14.830	14.121	13.465	12.855

Fuente: Elaboración propia

3.1.7.3 Demanda Proyectada

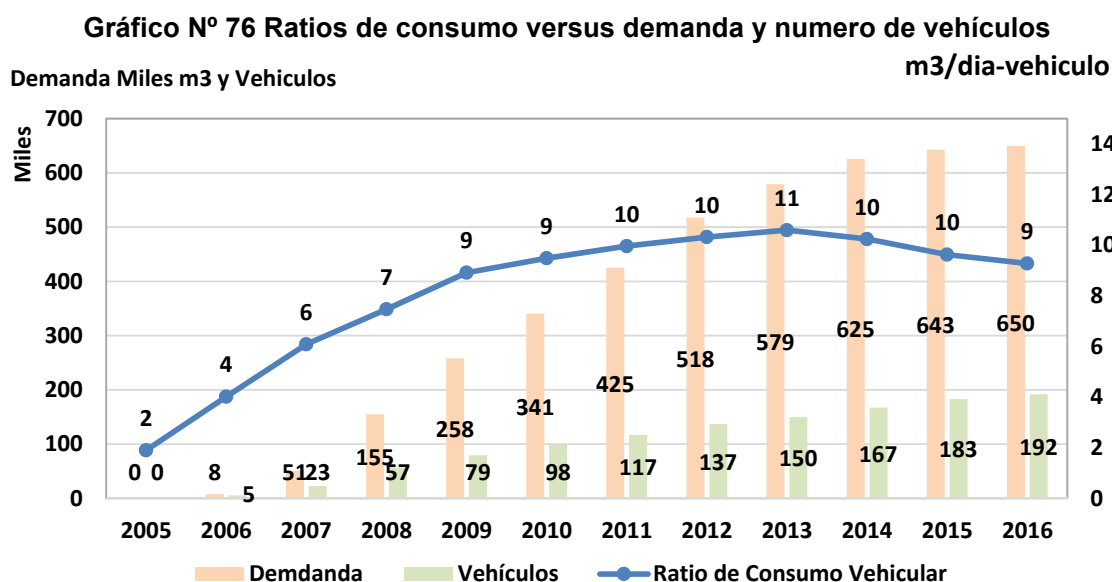
Para efectos de determinar la demanda proyectada se utilizó el número de vehículos estimados en la sección anterior, y un consumo unitario por vehículo, de conformidad con lo establecido en el artículo 17 del Procedimiento de estudios tarifarios.

a) Estimación del consumo unitario de gas natural por vehículo

La tendencia histórica del mercado del GNV es al alza, tanto para el número de vehículos incorporados año a año, como para la demanda de gas natural que tiene lugar como consecuencia de dichos agentes.

Ambos parámetros dan lugar a un indicador que resulta importante para la estimación de la demanda GNV futura, siendo este el consumo unitario de gas por vehículo. Como se puede observar en el gráfico siguiente, el consumo unitario en Lima y Callao alcanzó sus máximos valores en los años 2012, 2013 y 2014, siendo el promedio de estos tres años 10,39 m³ por día por vehículo. A partir del 2015 en adelante, el consumo unitario ha descendido hasta los 9,28 m³ por día por vehículo en el 2016, nivel similar a los observados en los años 2010 y 2011.

Una explicación para la disminución del consumo unitario es la incorporación de vehículos que realizan un menor recorrido diario, y por tanto una menor carga promedio diaria. Como se puede apreciar en el medio, se viene incrementando el número de vehículos que ofrecen el servicio de taxi por aplicación (Uber, Taxi Beat, Cabify, etc.), en muchos de esos casos, los conductores no realizan dicha actividad a dedicación exclusiva, sino que complementan sus actividades laborales con el servicio taxi en sus tiempos libres o de retorno a sus viviendas. En consecuencia, un cliente que presente este comportamiento no recorrerá la misma distancia que un taxista a dedicación exclusiva, y por tanto, su consumo promedio diario será menor al de este último.



Fuente: Elaboración propia, Información recopilada de INFOGAS

Con el aumento de este tipo de clientes que realizan el servicio parcial de taxi por aplicación, el consumo unitario se ha visto disminuido, sin embargo, dada la saturación de mercado de este tipo particular de clientes (ya que no todas las personas que poseen vehículos realizarán estas actividades complementarias), consideramos que no podría ocurrir una disminución drástica de dicho consumo.

En consecuencia, con el fin de mantener una proyección conservadora de la demanda de GNV, el ratio unitario de consumo se estima como el promedio de los dos últimos años, obteniéndose así un valor de 9,45 m³/día por vehículo.

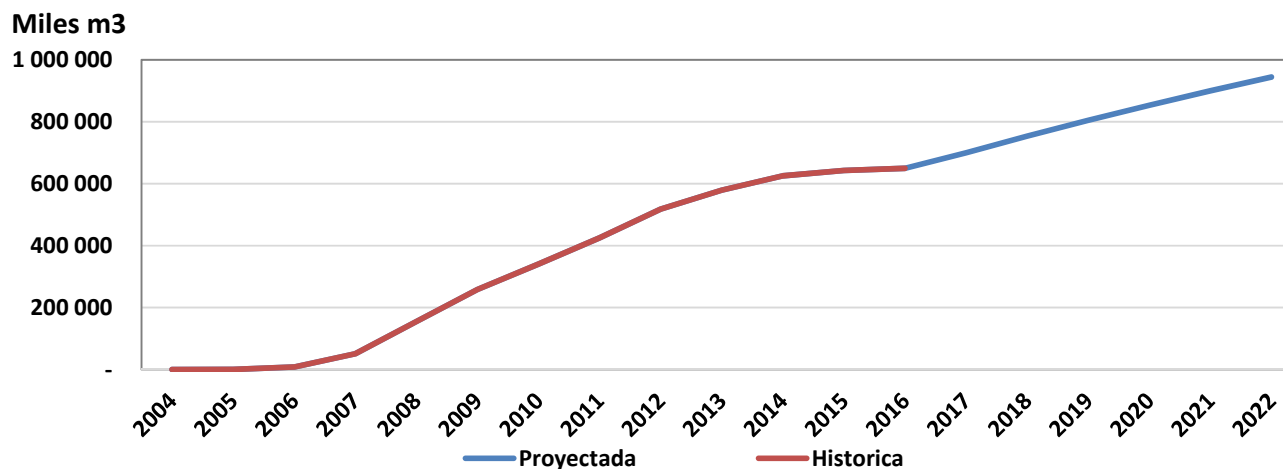
Finalmente, en base a los parámetros arriba calculados, se estima la demanda de GNV para el periodo 2018 – 2022, que se muestra a continuación:

Tabla N° 56 Estimación de la demanda proyectada total de gas natural categoría GNV

Categoría GNV	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Consumo Unitario m3/día-cliente	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45
Nuevos Clientes Acumulados Vehiculos	10.981	26.581	41.411	55.532	68.997	81.852
Nuevos Clientes Acumulados Estaciones	-	20	27	32	42	45
Demanda de Nuevos Clientes m3/día	103.809,37	251.284,66	391.480,72	524.974,22	652.266,19	773.791,50
Demanda de Nuevos Clientes MMPCD	3,67	8,87	13,83	18,54	23,03	27,33
Clientes Existentes vehiculos	191.868	191.868	191.868	191.868	191.868	191.868
Estaciones Existentes	251	251	251	251	251	251
Demanda Clientes Existentes m3/día	1.813.832,62	1.813.832,62	1.813.832,62	1.813.832,62	1.813.832,62	1.813.832,62
Demanda Clientes Existentes MMPCD	64,05	64,05	64,05	64,05	64,05	64,05
Demanda Total (Nueva + Existente) m3/día	1.917.641,99	2.065.117,28	2.205.313,34	2.338.806,84	2.466.098,82	2.587.624,13
Demanda Total (Nueva + Existente) MMPCD	67,72	72,93	77,88	82,59	87,09	91,38

Fuente: Elaboración propia

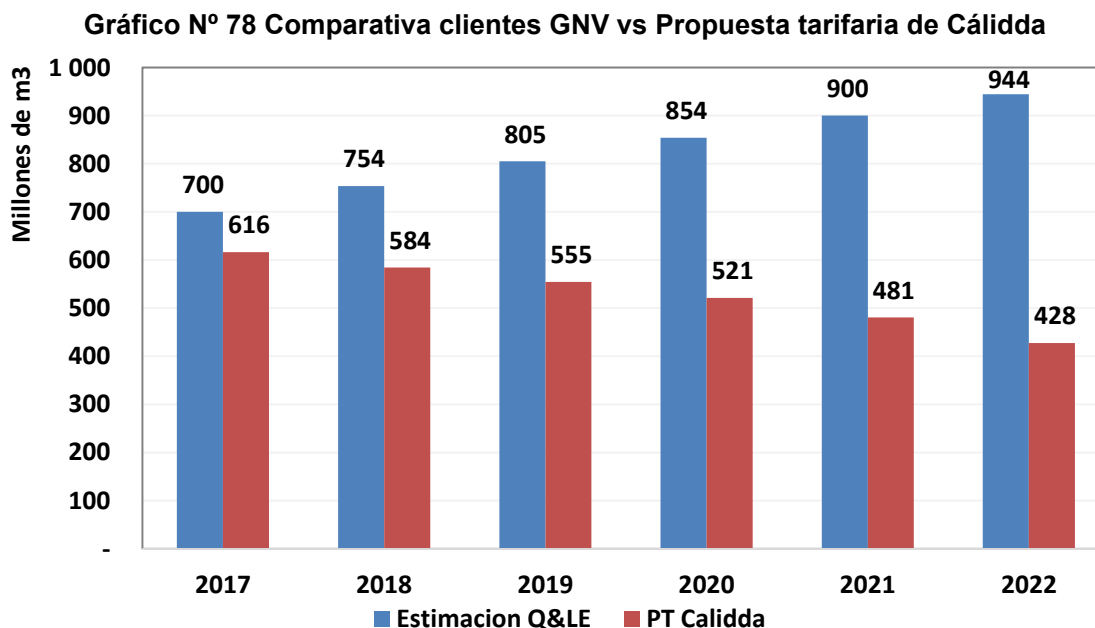
Gráfico N° 77 Demanda histórica y proyectada categoría GNV



Fuente: Elaboración propia

3.1.7.4 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

A continuación, los siguientes gráficos muestran la comparación de la cantidad de clientes y demanda proyectada por el Consultor (Q&LE) y los presentados por el Concesionario (Cálidda) en su propuesta tarifaria.



Fuente: Elaboración propia.

El volumen demandado de GNV promedio para todo el periodo tarifario por el Concesionario es de apenas 531 MMm³/año, un 56% menos que el calculado por el Consultor.

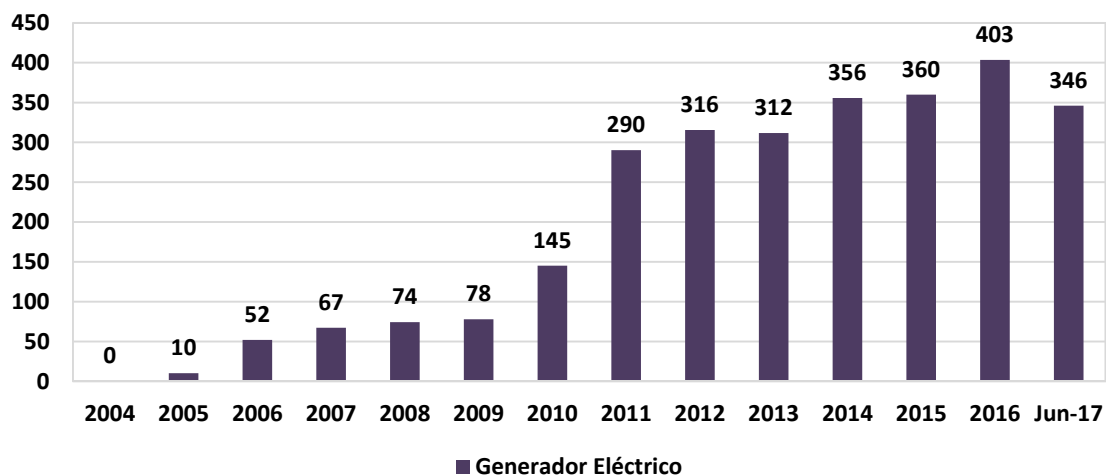
3.1.8 Categoría GE

3.1.8.1 Estadística histórica categoría Generación Eléctrica

La información estadística de la categoría Generación Eléctrica se presenta continuación:

Gráfico N° 79 Demanda histórica de la categoría Generación Eléctrica

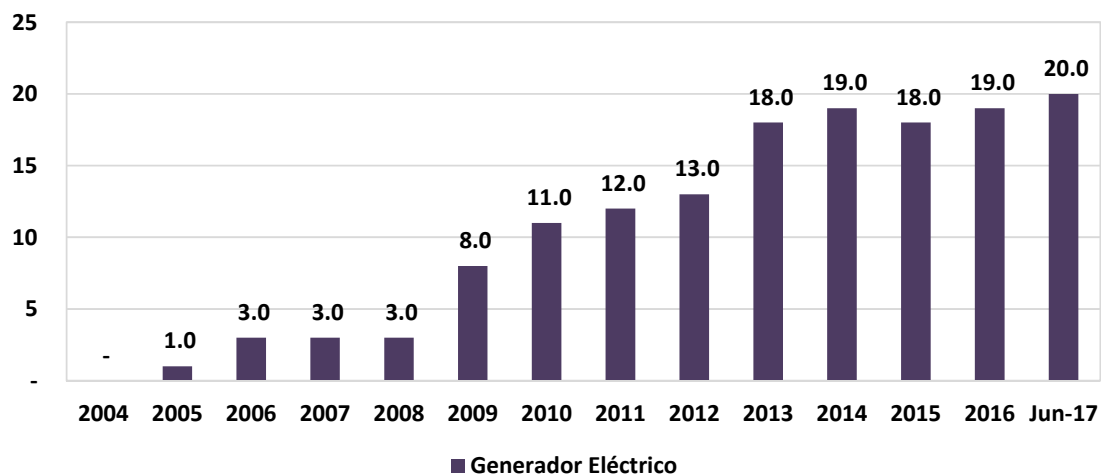
MMPCD



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

Gráfico N° 80 Clientes acumulados histórico categoría Generación Eléctrica

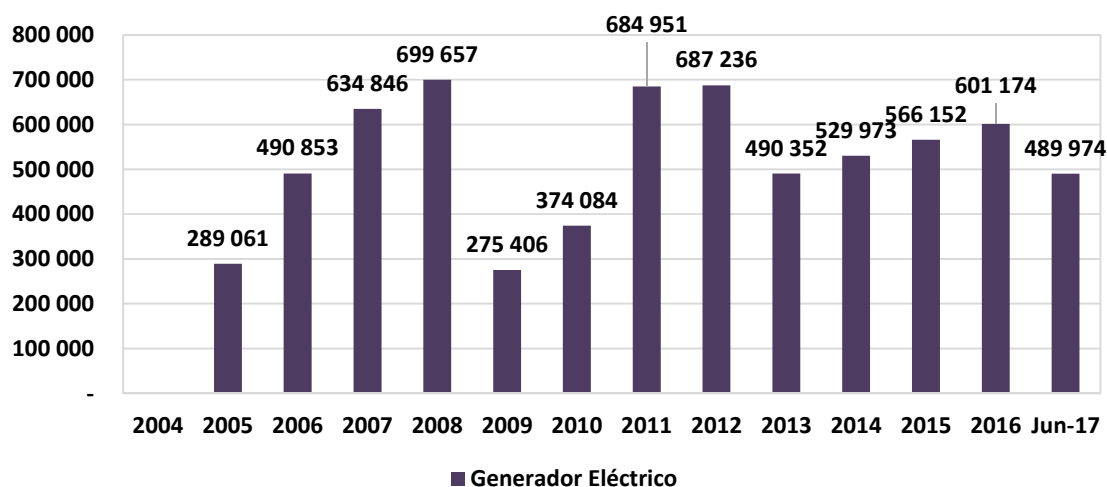
Clientes



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

Gráfico N° 81 Consumo medio de GN categoría Generación Eléctrica

Cientes



Fuente: Elaboración propia, Información comercial recopilada de la DGN

3.1.8.2 Nuevos clientes identificados

De acuerdo con la información presentada por el Concesionario se proyecta incluir 13 clientes Generadores Eléctricos Regulados a ser conectados en el nuevo periodo de regulación.

Tabla N° 57 Nuevos clientes Generados Eléctricos Regulados

N	Cliente	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Ztratek			7.342	7.342	7.342	7.342
2	Industrias Plásticas Reunidas		839	839	839	839	839
3	Poder Panadero		3.717	3.717	3.717	3.717	3.717
4	Peruana de Moldeados					8.106	8.106
5	Precotex		959	959	959	959	959
6	Ilko Perú			3.238	3.238	3.238	3.238
7	Etna		11.992	11.992	11.992	11.992	11.992
8	Surpack		2.368	2.368	2.368	2.368	2.368
9	Solpack	14.100	14.100	14.100	14.100	14.100	14.100
10	Ajeper	5.756	5.756	5.756	5.756	5.756	5.756
11	Votorantim Metais – Cajamarquilla		17.424	17.424	17.424	17.424	17.424
	Total m3/día Acumulado	19.856	57.157	67.737	67.737	75.843	75.843

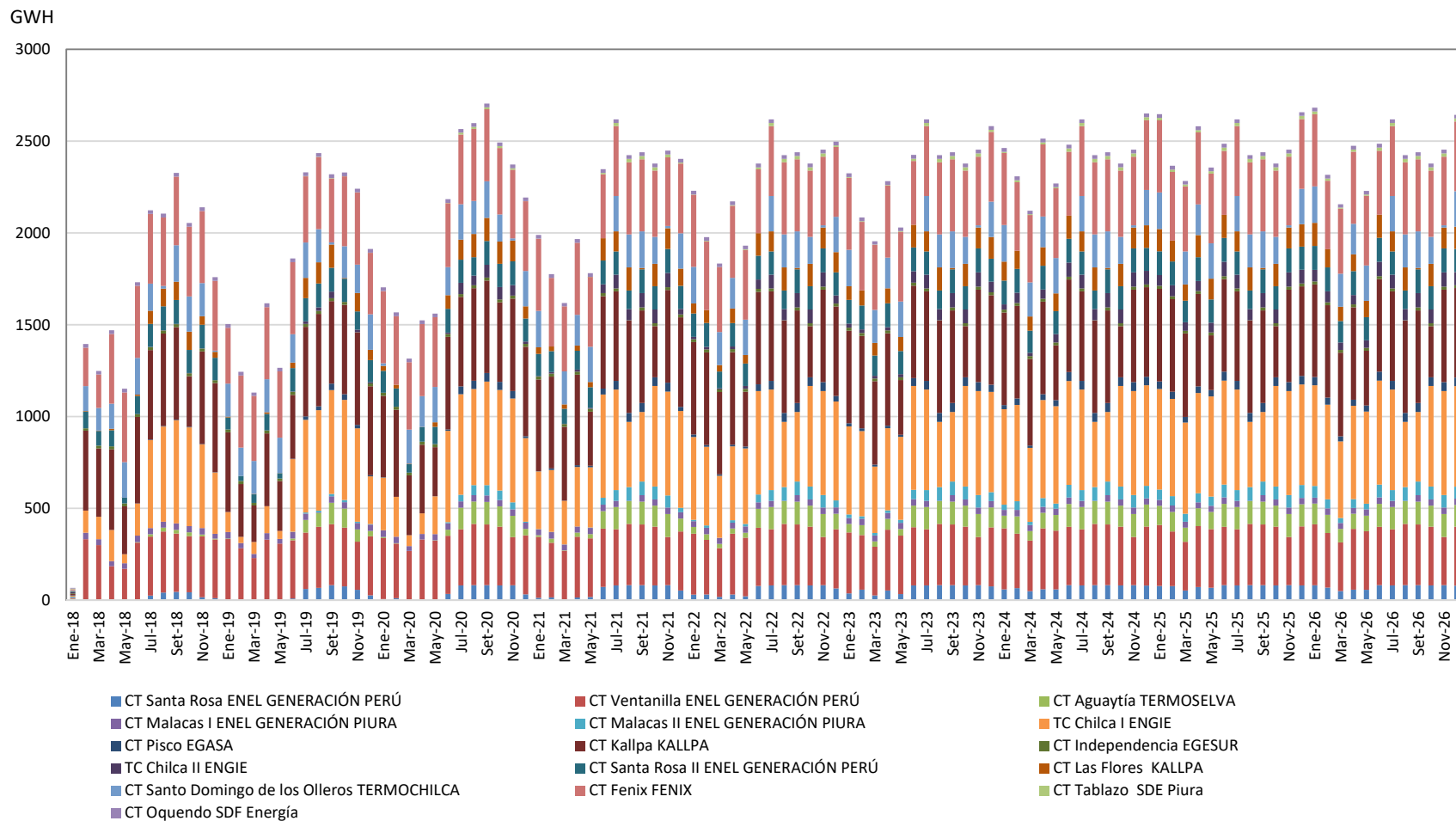
Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la Propuesta de Tarifas del Concesionario

En adición a los nuevos clientes Generadores Eléctricos regulados, se proyecta el crecimiento del mercado de Generación Eléctrica, para ello, se tuvo la colaboración de la División de Generación y Transmisión eléctrica de Osinergmin (DGT), el cual determinó el crecimiento de la demanda de electricidad, con ello se identificó la demanda incremental que

estaría por encima de la capacidad en firme de las generadoras actualmente instaladas, este incremento se sustenta en los análisis de simulación de demanda eléctrica utilizando el modelo PERSEO desarrollado por la DGT.

En los siguientes gráficos se presenta los resultados del modelo de simulación eléctrico en su equivalente de demanda de gas natural.

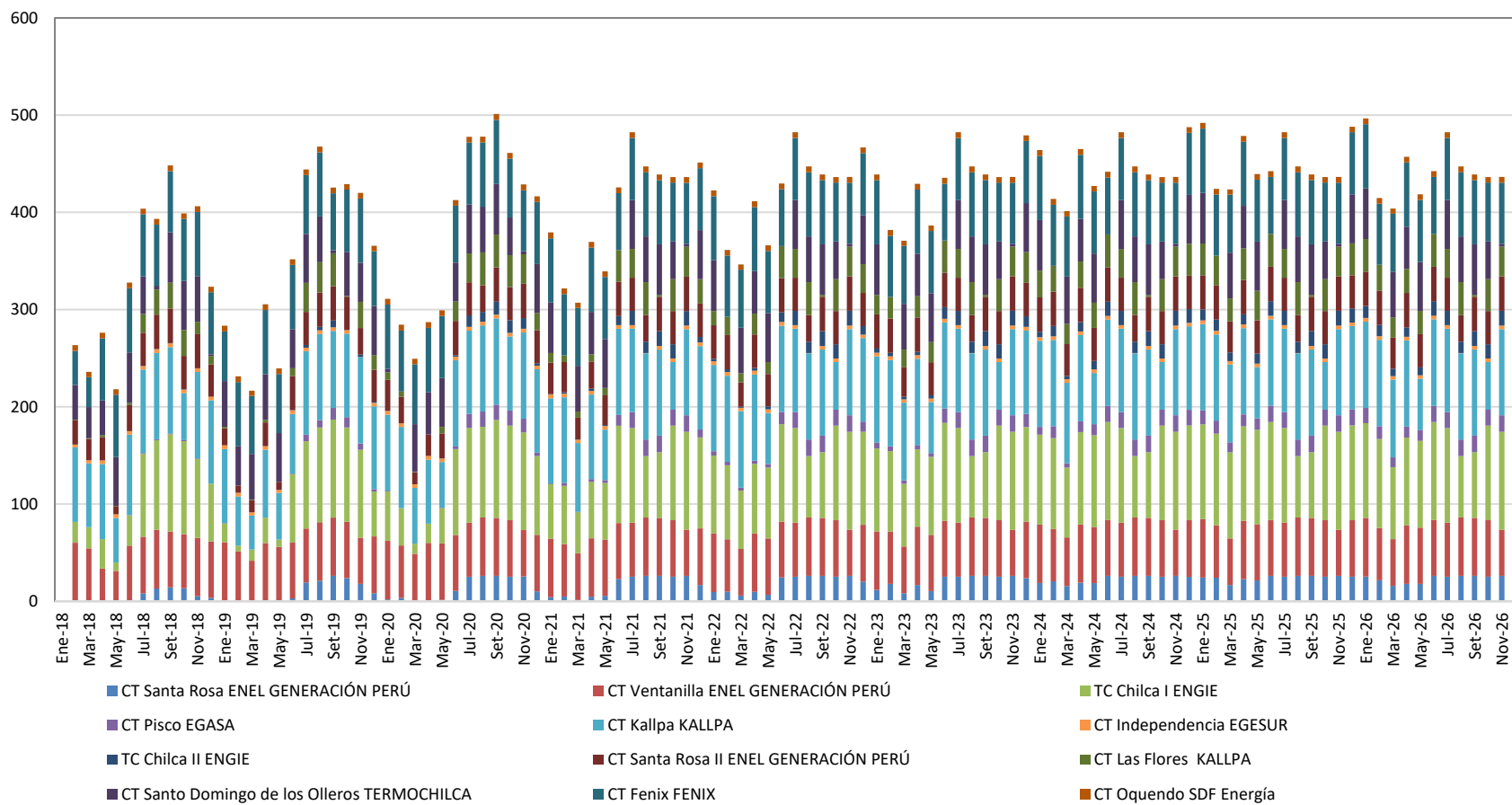
Gráfico N° 82 Resultados de simulación de proyección de demanda eléctrica



Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la DGT simulación PERSEO.

Gráfico N° 83 Resultados de simulación de proyección de demanda eléctrica equivalente en gas natural

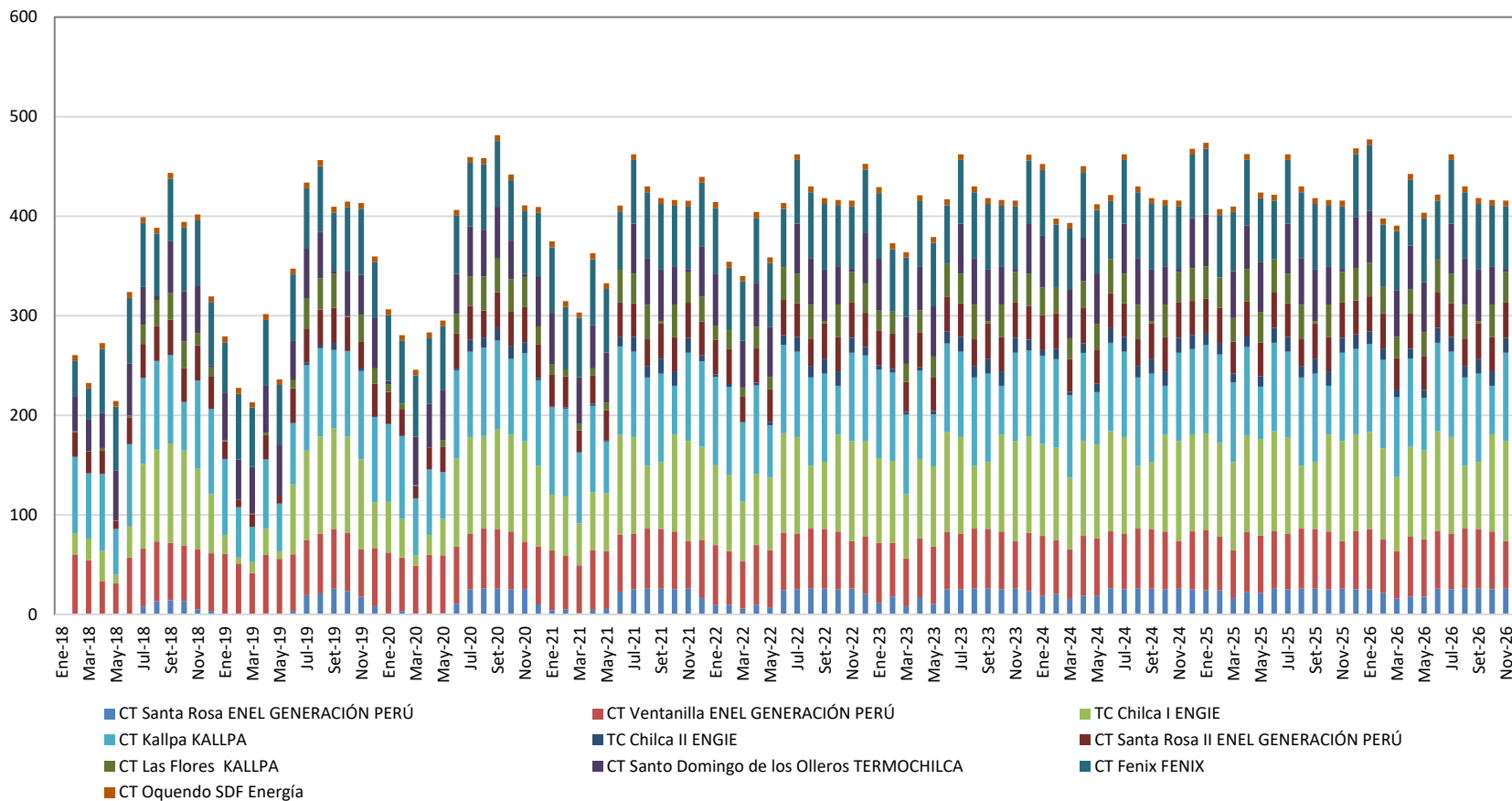
MMm3



Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la DGT simulación PERSEO.

Gráfico N° 84 Resultados de simulación de proyección de demanda eléctrica equivalente en gas natural Centrales Terminas en el Departamento de Lima

MMm3



Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la DGT simulación PERSEO.

Para determinar la demanda incremental se hizo un análisis individual de cada Central Termina comparando la demanda esperada de generación versus su capacidad en firme contratada, los valores incrementales que superan la Capacidad Contratada demanda son considerados como volumen interrumpible y se adicionan con demanda nueva, de tal forma que la demanda a ser incluida en las proyecciones como demanda interrumpible de las generadoras actualmente instaladas es la siguiente:

Tabla N° 58 Demanda interrumpible grandes clientes de Generación Eléctrica

Interrumpible	2017	2018	2019	2020	2021	2022
EDEGEL S.A.A. VENTANILLA (ETEVENSA)	-	-	958	-	1.208	1.208
EDEGEL S.A.A. SANTA ROSA 1-2-3	-	62.565	118.789	153.923	194.633	226.356
KALLPA GENERACIÓN S.A. (CHILCA1)	-	-	-	-	-	-
KALLPA GENERACIÓN S.A. (LAS FLORES)	-	-	-	-	-	-
ENERSUR S.A. (ENGIE)	-	-	-	-	-	-
TERMOCHILCA	-	66.275	69.955	84.956	83.023	83.023
SDF ENERGÍA S.A.C.	-	-	-	-	-	-
FÉNIX	-	-	755	-	755	755
TOTAL Miles m3/año	-	128.840	190.457	238.879	279.619	311.342

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la DGT simulación PERSEO.

3.1.8.3 Demanda Proyectada

Para efectos de determinar la demanda de Generación Eléctrica, se tomó como referencia la Capacidad Diaria Reservada (en adelante CDR), que se muestra a continuación, tanto para clientes independientes como para clientes regulados:

Tabla N° 59 Demanda proyectada de clientes actuales categoría GE independientes

N	Cliente	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Edegel S.A.A. Ventanilla (Etevensa)	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
2	Edegel S.A.A. Santa Rosa 1-2-3	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000
3	Kallpa Generación S.A. (Chilca1)	3.710.000	3.710.000	3.710.000	3.710.000	3.710.000	3.710.000
4	Kallpa Generación S.A. (Las Flores)	1.144.312	1.144.312	1.144.312	1.144.312	1.144.312	1.144.312
5	Enersur S.A.(Engie)	3.942.315	3.942.315	3.942.315	3.942.315	3.942.315	3.942.315
6	Termochilca	1.275.000	1.275.000	1.275.000	1.275.000	1.275.000	1.275.000
7	Sdf Energía S.A.C.	264.811	264.811	264.811	264.811	264.811	264.811
8	Fénix	2.330.476	2.330.476	2.330.476	2.330.476	2.330.476	2.330.476
9	Refinería La Pampilla	84.384	84.384	84.384	84.384	84.384	84.384
	Total m3/día	15.951.298	15.951.298	15.951.298	15.951.298	15.951.298	15.951.298

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la Propuesta de Tarifas del Concesionario

Es importante indicar que el Concesionario no incluyó la demanda de las empresas de generación ESCO, compañía de servicios de energía y Ferrosalt, ambas empresas no presentan consumo de gas natural en los últimos meses.

Tabla N° 60 Demanda proyectada de clientes actuales categoría GE regulados

N°	Cliente	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	All fresh Energy	6.419	6.419	6.419	6.419	6.419	6.419
2	Corporacion rey	487	487	487	487	487	487
3	Illapu Energy	81.922	81.922	81.922	81.922	81.922	81.922
4	Kimberly clark Perú	8.440	8.440	8.440	8.440	8.440	8.440
5	Pesquera capricornio	403	403	403	403	403	403
6	Progenere	19	19	19	19	19	19
7	Unión andina de cementos	18.296	18.296	18.296	18.296	18.296	18.296
	Total m3/día	115.987	115.987	115.987	115.987	115.987	115.987

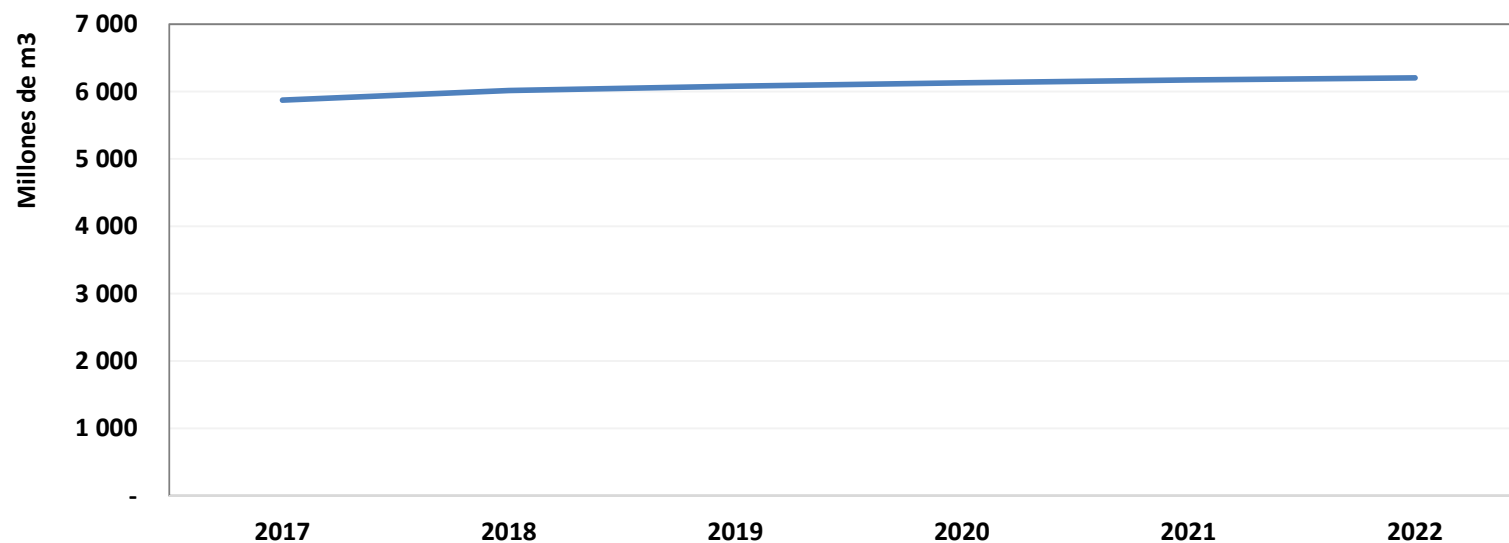
Fuente: Elaboración propia, información recopilada de la Propuesta de Tarifas del Concesionario

Tabla N° 61 Estimación de la demanda proyectada total de gas natural categoría GE

Categoría GE	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Nuevos Clientes Acumulados	2	8	10	10	11	11
Demanda de Nuevos Clientes m3/día	19.856,11	57.156,76	67.736,57	67.736,57	75.843,06	75.843,06
Demanda de Nuevos Clientes MMPCD	0,70	2,02	2,39	2,39	2,68	2,68
Clientes Existentes	18	18	18	18	18	18
Demanda Clientes Existentes m3/día	16.067.285,47	16.420.270,82	16.589.085,24	16.721.748,59	16.833.366,17	16.920.276,74
Demanda Clientes Existentes MMPCD	567,41	579,88	585,84	590,52	594,46	597,53
Demanda Total (Nueva + Existente) m3/día	16.087.141,57	16.477.427,58	16.656.821,81	16.789.485,16	16.909.209,23	16.996.119,80
Demanda Total (Nueva + Existente) MMPCD	568,11	581,89	588,23	592,92	597,14	600,21

Fuente: Elaboración propia

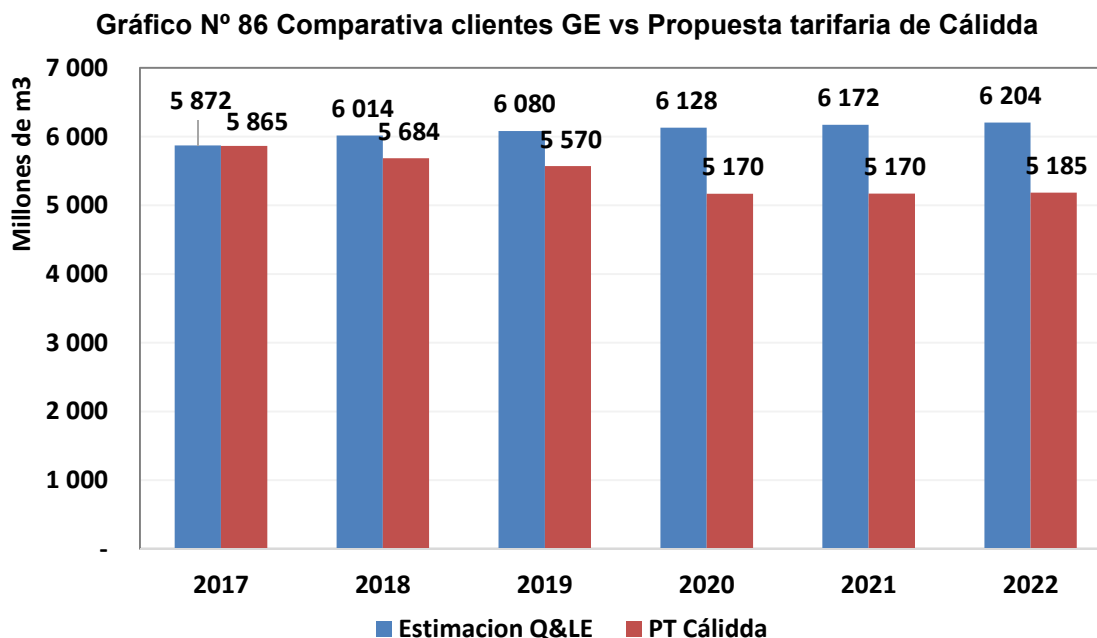
Gráfico N° 85 Demanda proyectada categoría GE



Fuente: Elaboración propia

3.1.8.4 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

A continuación, los siguientes gráficos muestran la comparación de la cantidad de clientes y demanda proyectada por el Consultor (Q&LE) y los presentados por el Concesionario (Cálidda) en su propuesta tarifaria.



Fuente: Elaboración propia.

El volumen demandado de GE promedio para todo el periodo tarifario por el Concesionario es de apenas 5.441 MMm³/año, un 12% menos que el calculado por el Consultor.

3.1.9 Demanda Total por Categorías

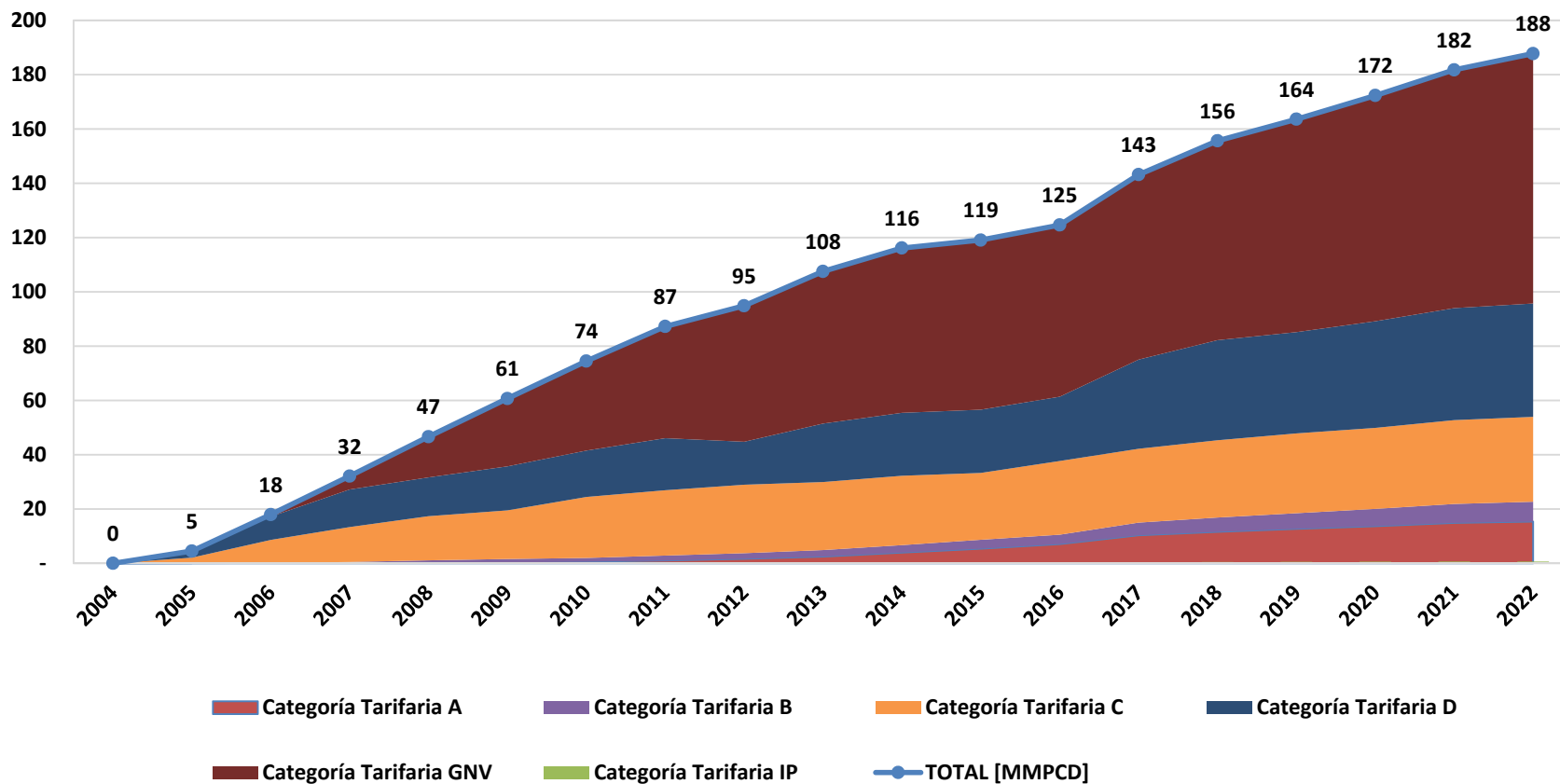
Sobre la base de la información de demanda desarrollada en las secciones anteriores, en el siguiente grafico se presenta la demanda agregada histórica y proyectada por categoría tarifaria.

Tabla N° 62 Demanda Histórica y Proyectada de las categorías A, B, C, IP, D y GNV

Categoría	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
A	-	0,01	0,08	0,16	0,25	0,36	0,59	1,01	1,65	2,49	3,97	5,36	7,06	10,32	11,62	12,67	13,65	14,86	15,36
A1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,91	5,13	8,30	9,35	10,18	10,97	11,94	12,34
A2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,45	1,93	2,02	2,28	2,49	2,68	2,92	3,03
B	-	0,01	0,10	0,33	0,86	1,24	1,43	1,85	2,10	2,42	2,74	3,30	3,45	4,67	5,28	5,83	6,40	7,00	7,32
C	-	2,06	8,46	12,89	16,22	17,91	22,42	24,04	25,23	25,04	25,55	24,58	27,19	27,21	28,42	29,36	29,82	30,89	31,27
IP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,19	0,30	0,35	0,43	0,50	0,55	0,59	0,65	0,67
D	-	2,44	8,54	13,80	14,33	16,20	17,10	19,21	15,80	21,54	23,17	23,32	23,69	32,82	36,88	37,30	39,25	41,25	41,75
GNV	-	0,00	0,77	4,93	14,98	24,99	32,95	41,14	50,09	56,03	60,51	62,18	62,87	67,72	72,93	77,88	82,59	87,09	91,38
TOTAL [MMPCD]	-	4,52	17,95	32,12	46,64	60,71	74,50	87,24	94,87	107,52	116,12	119,05	124,61	143,17	155,63	163,59	172,31	181,74	187,76

Categoría	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
A	-	100	803	1.651	2.543	3.743	6.076	10.420	17.039	25.694	41.031	55.364	72.950	106.707	120.139	130.975	141.124	153.633	158.794
A1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.390	53.010	85.816	96.618	105.266	113.396	123.423	127.496
A2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.974	19.940	20.891	23.521	25.709	27.729	30.210	31.298
B	-	116	1.004	3.444	8.869	12.850	14.802	19.154	21.699	25.009	28.324	34.142	35.669	48.219	54.533	60.275	66.133	72.370	75.704
C	-	21.249	87.449	133.267	167.678	185.155	231.728	248.436	260.764	258.806	264.066	254.093	281.048	281.247	293.750	303.450	308.168	319.269	323.169
IP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.976	3.133	3.633	4.495	5.182	5.663	6.141	6.700	6.939
D	-	25.263	88.274	142.671	148.131	167.459	176.786	198.509	163.319	222.630	239.431	240.996	244.834	339.195	381.141	385.534	405.669	426.321	431.527
GNV	-	31	7.966	50.986	154.796	258.245	340.604	425.184	517.744	579.152	625.397	642.721	649.763	699.939	753.768	804.939	853.664	900.126	944.483
TOTAL [Mil m3]	-	46.758	185.495	332.019	482.017	627.450	769.996	901.703	980.565	1.111.291	1.200.225	1.230.449	1.287.897	1.479.802	1.608.512	1.690.836	1.780.899	1.878.419	1.940.616

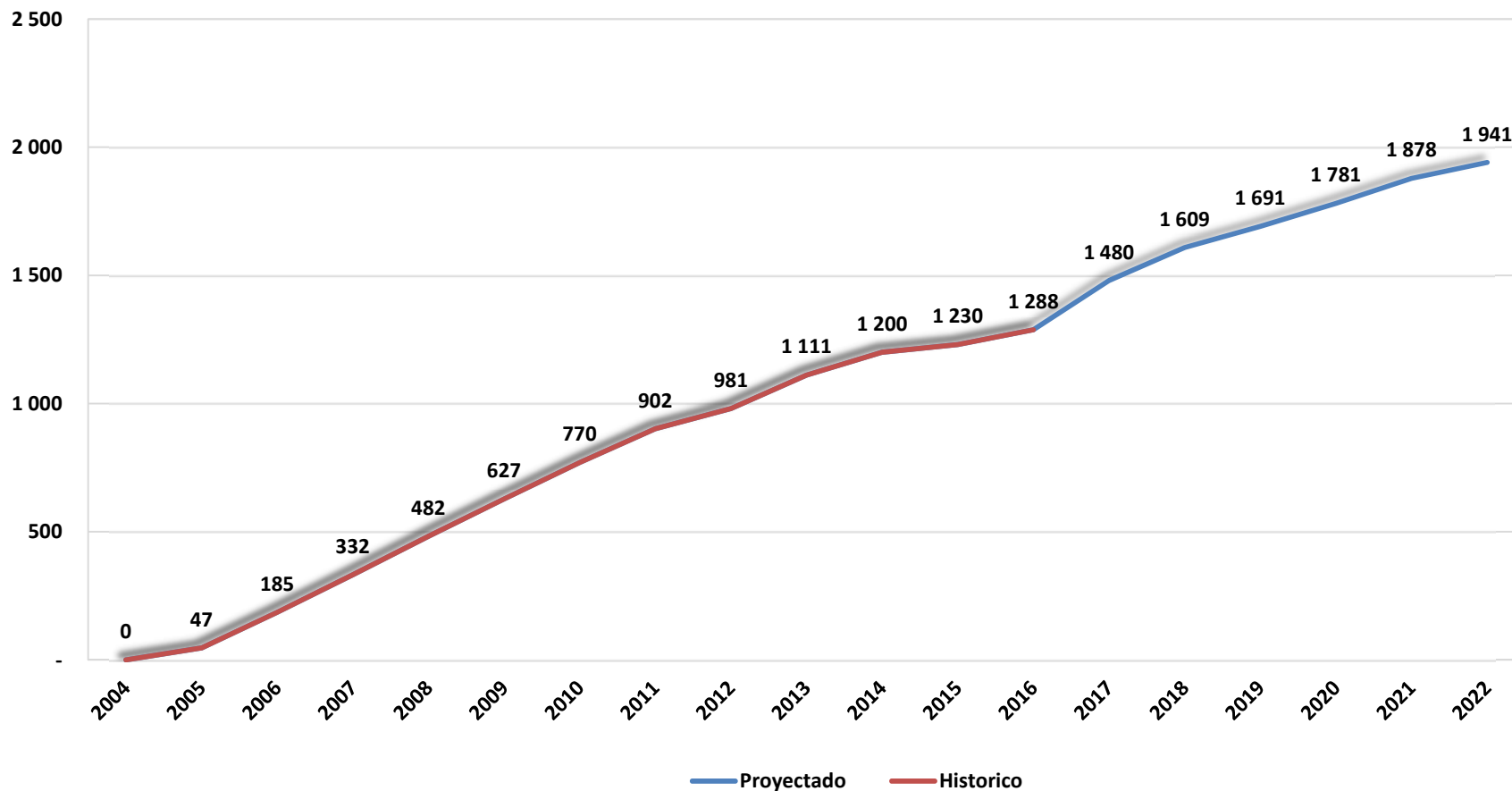
Gráfico N° 87 Demanda histórico y proyectado de gas natural por categoría tarifaria A, B, C, IP, D y GNV dado en Miles de MMPCD



Fuente: Elaboración propia e información histórica de la DGN.

Gráfico N° 88 Demanda histórico y proyectado de gas natural por categoría tarifaria A, B, C, IP, D y GNV dado en MMm3

Millones de m3



Fuente: Elaboración propia e información histórica de la DGN.

Tabla N° 63 Demanda Histórica y Proyectada de las categorías E y GE

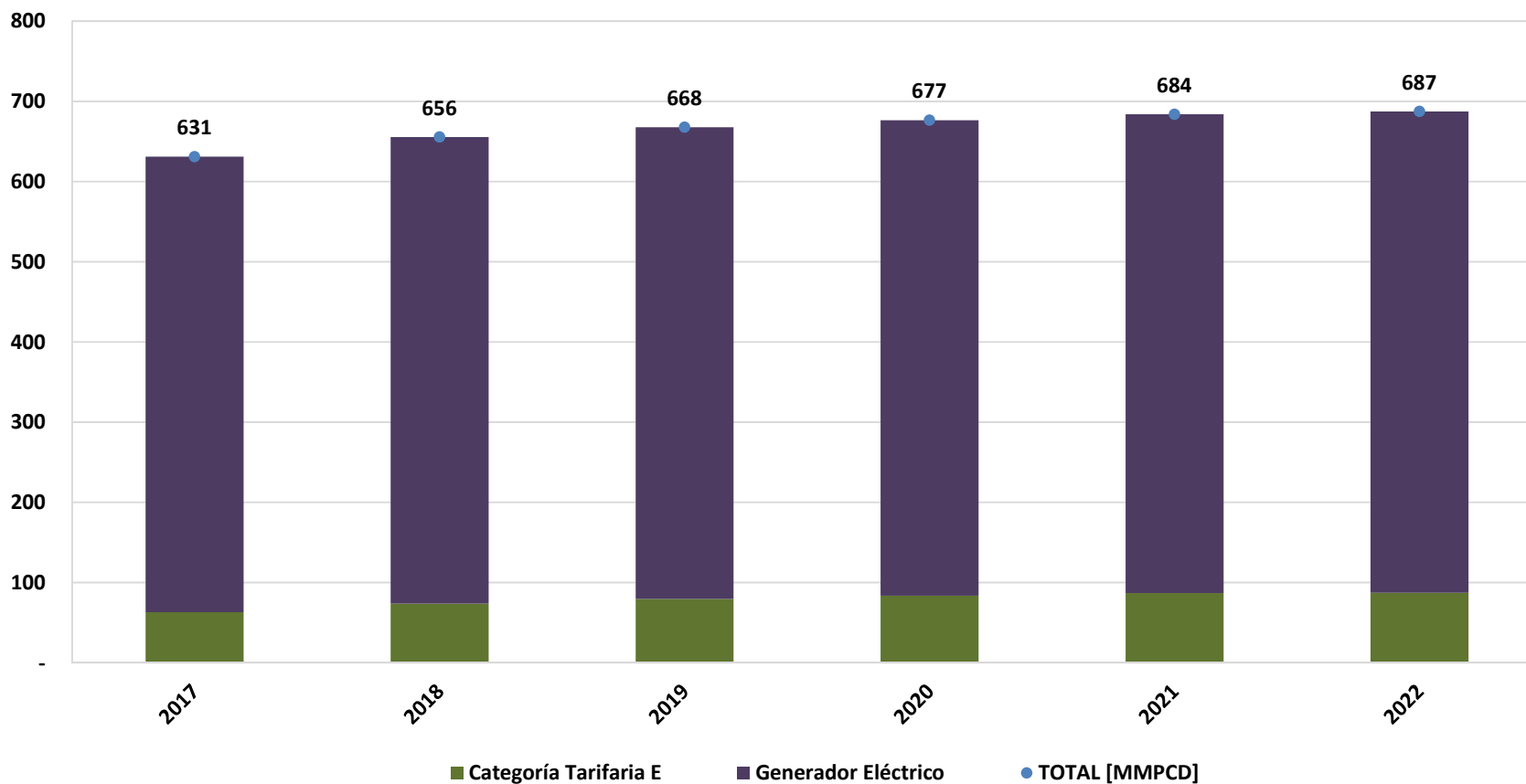
Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
E	62,94	73,73	79,56	83,60	86,76	87,23
GE	568,11	581,89	588,23	592,92	597,14	600,21
TOTAL [MMPCD]	631,05	655,62	667,79	676,51	683,90	687,45

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022
E	699.939	753.768	804.939	853.664	900.126	944.483
GE	650.524	762.010	822.332	864.016	896.723	901.617
TOTAL [mil m3]	6.522.330	6.776.272	6.902.072	6.992.178	7.068.584	7.105.200

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 89 Consumo histórico y proyectado de gas natural por categoría tarifaria E y GE

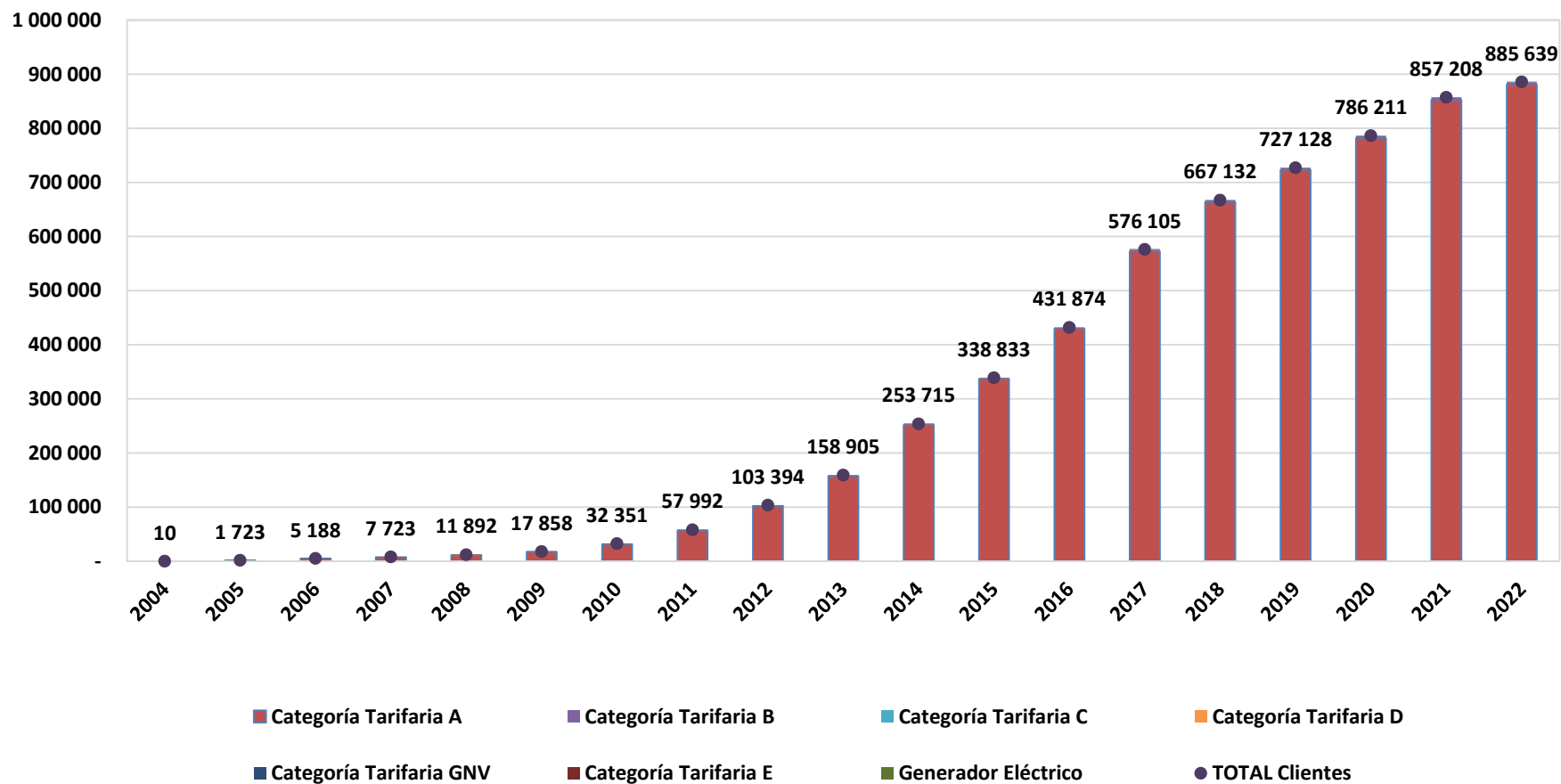
MMPCD



Fuente: Elaboración propia e información histórica de la DGN y de la propuesta tarifaria del concesionario.

Gráfico N° 90 Clientes históricos y proyectado por categoría tarifaria

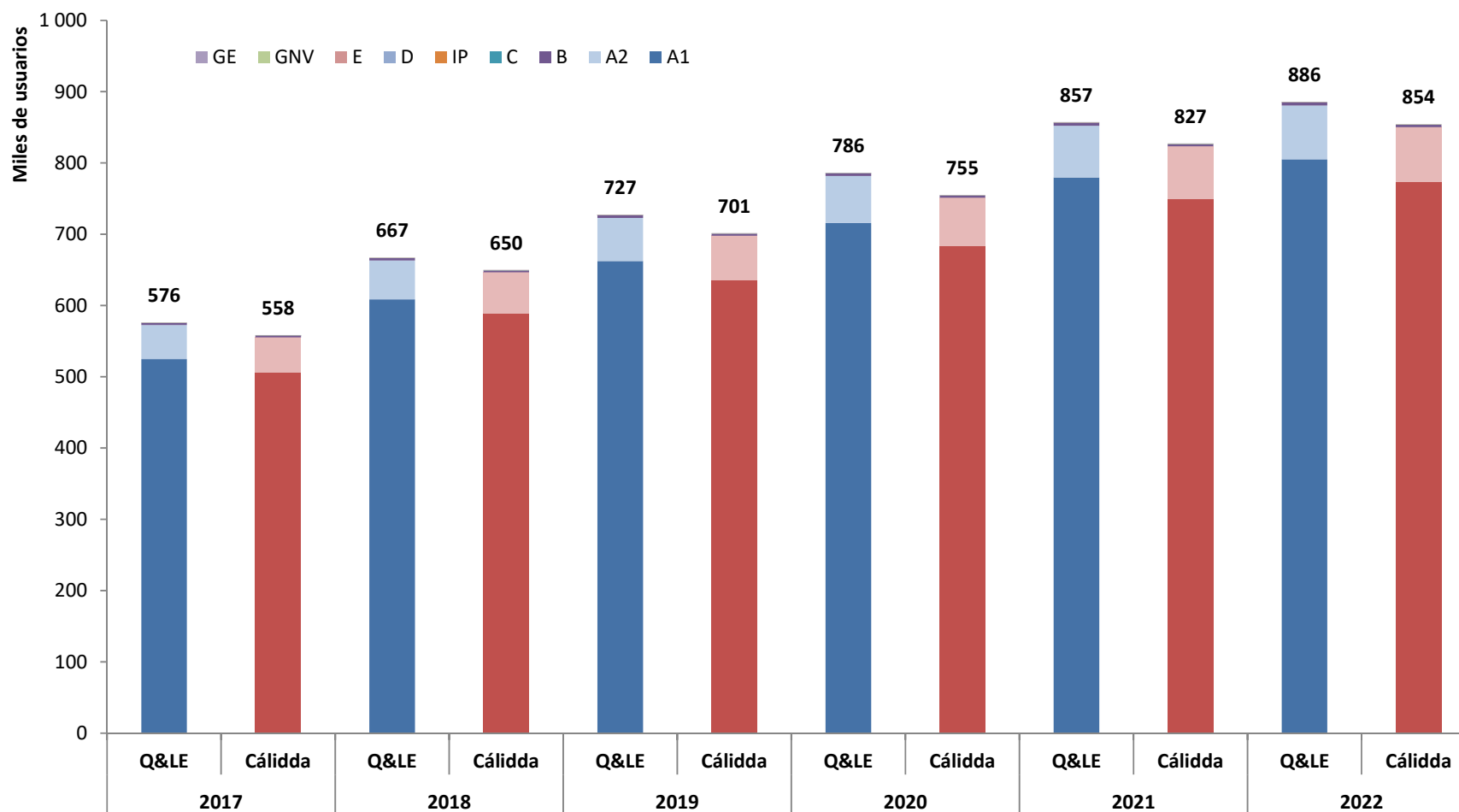
CLIENTES



Fuente: Elaboración propia e información histórica de la DGN.

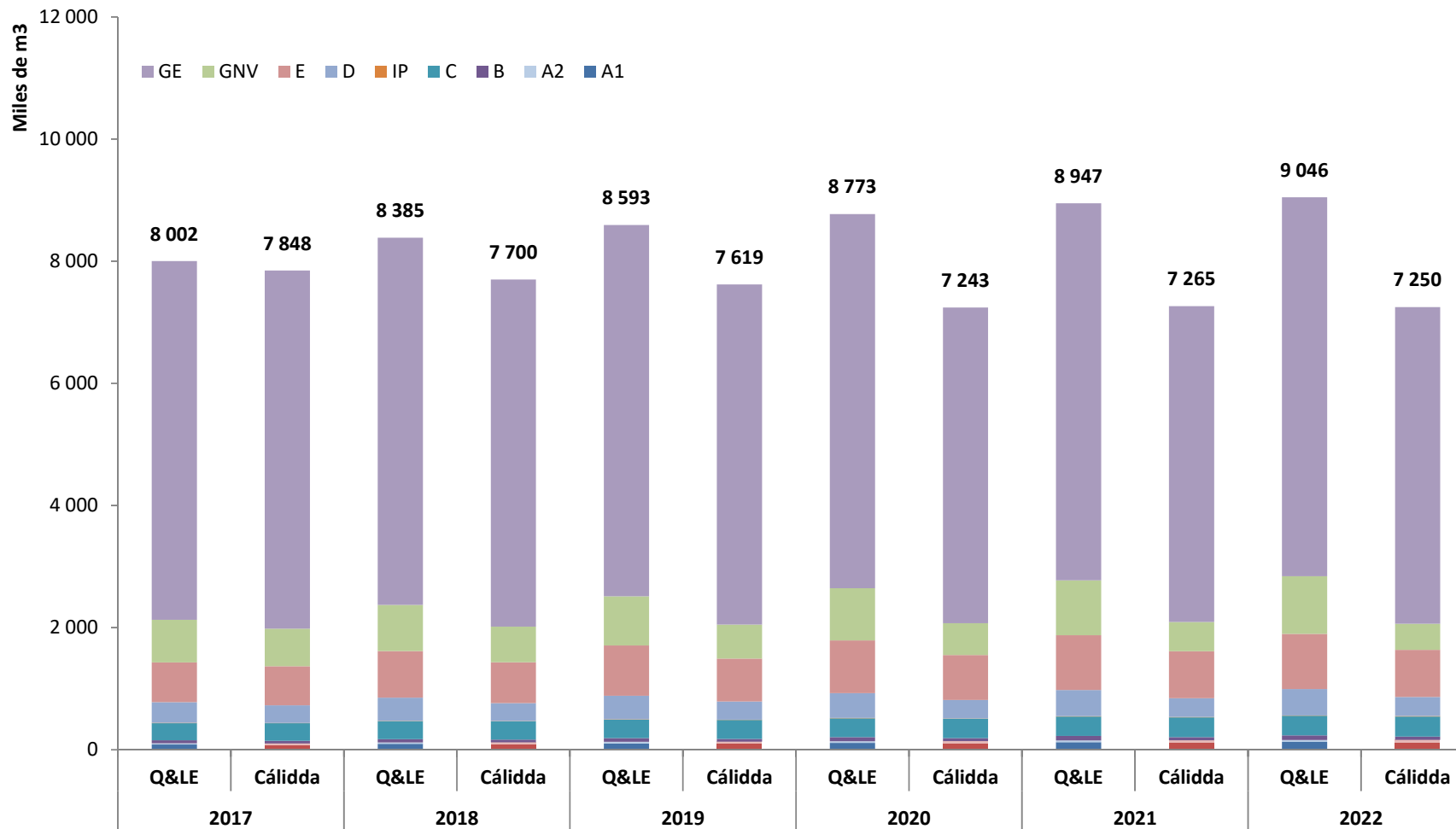
3.1.9.1 Análisis comparativo con respecto a lo propuesto por el Concesionario

Gráfico N° 91 Clientes proyectado por categoría tarifaria vs. Propuesta Tarifaria de Cálidda



Fuente: Elaboración propia e información histórica de la DGN.

Gráfico N° 92 Volumen proyectado por categoría tarifaria vs. Propuesta Tarifaria de Cálidda



Fuente: Elaboración propia e información histórica de la DGN.

4 ANÁLISIS DE LOS COSTOS UNITARIOS DE INVERSIÓN

4.1 Determinación de los Costos unitarios de inversión

El Baremo de Costos Unitarios de Inversión del Periodo Regulatorio 2018 – 2022 del presente informe contiene el desarrollo detallado de las actividades constructivas de cada componente del sistema de distribución estructurado por Armados y Partidas (Conjunto de Armados). En el presente documento se presenta el desarrollo y el resultado de los costos unitarios de inversión.

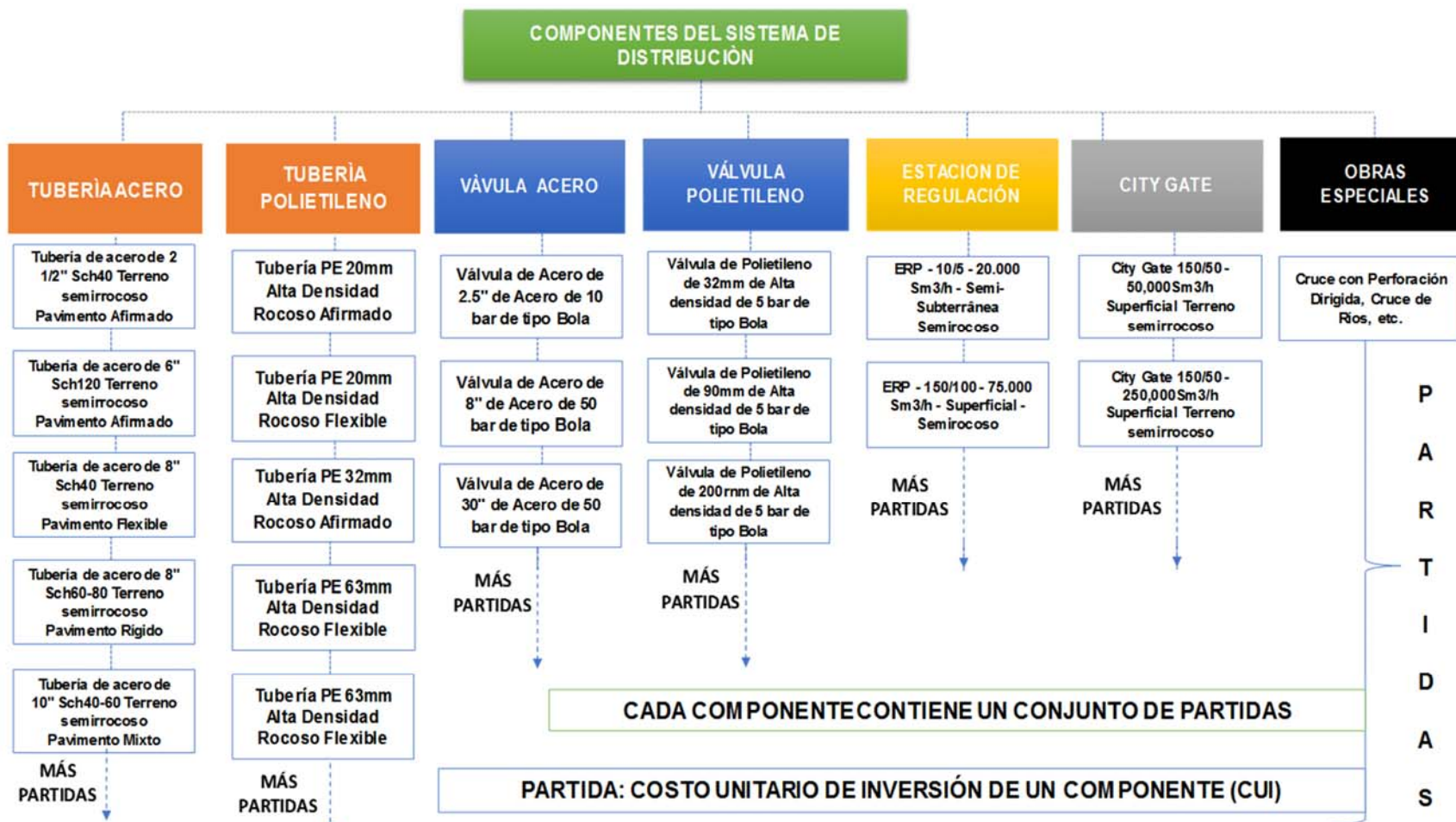
- **Armado:** El armado desarrolla el Análisis de Precios Unitarios (APU) de una actividad o tarea constructiva, para el desarrollo de cada actividad o tarea constructiva se requieren de Recursos (Mano de Obra, Materiales para la Construcción y Equipos) con sus respectivos costos de mercado, asimismo interviene el rendimiento el cual determina el grado de avance de la tarea constructiva, se adiciona los costos indirectos del Contratista como son los Gastos Generales y Utilidad; el costo obtenido de un armado constructivo representa el valor que un Contratista cobraría al Concesionario para realizar una tarea constructiva.
- **Partidas:** Las partidas determinan el costo unitario de inversión e instalación de un componente específico (por ejemplo: Tubería acero Schedule 40 de 6 pulgadas de diámetro, instalado en terreno semirocoso, con pavimento afirmado; Válvula de bola de 4 pulgadas de MAPO 300 psig, etc.). Dichas partidas, contiene el costo del activo (por ejemplo: Tubería acero Schedule 40 de 6 pulgadas de diámetro) y los costos de un conjunto de Armados constructivos que representan a cada una de las actividades constructivas necesarias para la instalación del componente específico; las partidas también incluyen los costos indirectos del Concesionario como Stock (Logística y aprovisionamiento), Estudios de Ingeniería del sistema de distribución (Planos de construcción, lista de especificaciones de los componentes, etc.), Gastos Generales (Gestión de la procura, administración y supervisión) e Interés Intercalarario (financiamiento).

4.1.1 Armados constructivos

El Armado desarrolla el Análisis de Precios Unitarios (APU) de una actividad o tarea constructiva, para el desarrollo de cada actividad o tarea constructiva se requieren de Recursos (Mano de Obra, Materiales para la Construcción y Equipos) con sus respectivos

costos de mercado, asimismo interviene el rendimiento el cual determina el grado de avance de la tarea constructiva, se adiciona los costos indirectos del Contratista como son los Gastos Generales y Utilidad; el costo obtenido de un armado constructivo representa el valor que un Contratista cobraría al Concesionario para realizar una tarea constructiva.

Gráfico N° 93 Componentes del sistema de distribución



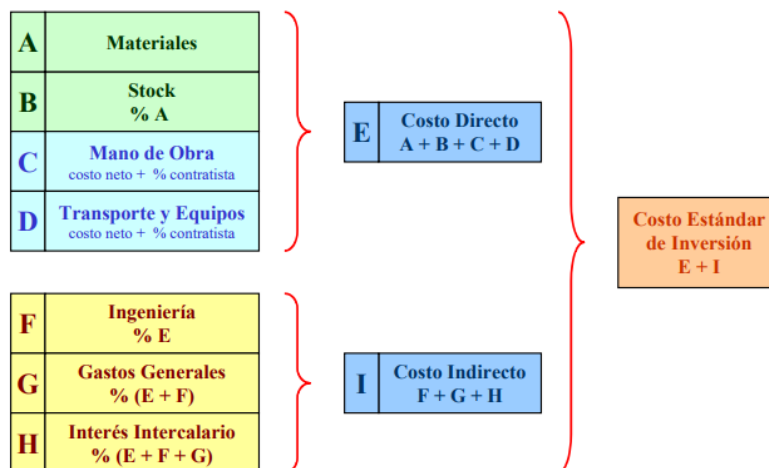
Fuente: Elaboración Propia

Gráfico N° 94 Estructura de costos



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico N° 95 Estructura de costos



Fuente: Osinergmin

4.1.1.1 Recursos

La segmentación de los recursos a ser utilizados para la valorización de las actividades constructivas es la siguiente:

- **Materiales:** Son los materiales consumibles para efectuar la instalación de un activo, entre ellos podemos tener Concreto, Acero, Cable, etc.
- **Mano de Obra:** Corresponde al personal requerido para efectuar la instalación de un activo o suministro mecánico específico, conformado por un equipo de personas o cuadrilla, en dicho equipo de personas típicamente se incluye un Ingeniero Residente o Supervisor, Capataz, Oficial según especialidad (Mecánico, Electricista, Instrumentista, etc.), Peón (Obrero), Soldador según especialidad, Ayudante de Soldador, Fusionista, etc.
- **Equipos, Maquinaria y Transporte:** Son los equipos necesarios para efectuar la instalación de un activo, entre ellos podemos tener: Retroexcavadora, Tiende Tubos, Motosoldador, Fusionadora, Motoniveladora, etc. En transporte podemos tener vehículos livianos y pesados que facilitan la logística local y dan soporte en el transporte de materiales, equipos y personal; se incluyen Camionetas, Volquetes, etc.

La valorización de los recursos ha sido determinada de acuerdo a lo siguiente:

- **Materiales:** El costo unitario se encontrará en Dólares Americanos sobre las unidades correspondientes del material en uso.
- **Mano de Obra:** El costo unitario se encontrará en Dólares Americanos sobre día, cabe indicar que el día es de 8 horas.
- **Equipos, Maquinaria y Transporte:** El costo unitario se encontrará en Dólares Americanos sobre día, cabe indicar que el día es de 8 horas y el costo unitario de la maquinaria pesada incluye el costo del operador, el combustible, el mantenimiento, etc.

Los costos de los recursos han sido afectados por el porcentaje del 25% de Gastos Generales y Utilidad que típicamente son aplicados por los contratistas sobre la base de los costos unitarios de los recursos.

4.1.1.1.1 Rendimientos de los recursos

El Rendimiento define la cantidad requerida del recurso para efectuar una actividad constructiva.

Las Partidas Unitarias Base se desarrollan teniendo en cuenta las unidades fundamentales que definen la naturaleza de cada actividad constructiva, por lo que en muchos casos la unidad de la partida no estará representada en metros lineales, tal es el caso de la actividad zanjado o excavación, cuya unidad base y con la cual se mide el avance de la actividad estará determinado en metros cúbicos (m^3) de material extraído de la zanja por día, trabajar en estas unidades fundamentales permitirá estimar con mayor precisión el rendimiento del material extraído, costear la actividad con un mayor grado de precisión y a su vez tener mayor flexibilidad en la partida. Del mismo modo se puede encontrar otras actividades como tapado o relleno, reconformación del terreno, revestimiento de tubería en unidades distintas al metro lineal, dichas unidades son unidades base utilizadas típicamente para costear la instalación o construcción de dichas actividades y definir el rendimiento de la actividad correspondiente.

Linealización de los rendimientos

Para efectos de tener unidades vinculadas con la naturaleza de cada componente del sistema de distribución, los rendimientos de las Partidas Unitarias Base descritas en el párrafo anterior se linealizan de acuerdo a la característica geométrica (físicas) que haga posible dicha linealización; por ejemplo en el caso de excavación la unidad de la Partida

Unitaria Base es m^3/hora , a partir de la cual se linealiza determinando la sección de la zanja que representa el cubicaje de excavación en m^3 por cada metro lineal de zanja, para los distintos diámetros teniendo en cuenta la geometría de dicha sección, que puede ser rectangular o trapezoidal y la profundidad de la misma, que debe considerar el lecho de material de arena fina, el diámetro del tubo y la altura mínima aceptable de tapado medido sobre el lomo del tubo, que exige la regulación internacional y establecido en la norma ASME B31.8 y B31.4.

Los rendimientos se han estimado en base a la experiencia de los consultores en los proyectos de distribución en los que han participado, cabe indicar que dichos rendimientos responden a una complejidad básica o sin complejidad, dichos rendimientos son afectados por los factores de complejidad según sea el caso.

4.1.1.1.2 Complejidades constructivas

En los sistemas de distribución la complejidad estará definida por el tipo de terreno y el pavimento, en las cuales se realizan las actividades de Excavación de Terreno, Corte y rotura y Nivelación, compactación y reposición, por tal motivo se definen los siguientes tipos de terrenos y pavimentos:

- **Pavimento:**
 - o **Afirmado:** Pavimento que no cuentan con ningún tipo de estructura de acabado como concreto o asfaltos.
 - o **Flexible:** Pavimento asfaltado utilizado para vías vehiculares.
 - o **Rígido:** Pavimento de concreto para vías urbanas peatonales.
 - o **Mixto:** Pavimento de concreto y asfalto utilizado para vías vehiculares.
- **Terreno:**
 - o **Semirocoso:** Terreno con presencia baja de material rocoso.
 - o **Rocoso:** Terreno con presencia media alta de material rocoso.

4.1.2 Partidas de costos unitarios de inversión

Las partidas determinan el costo de inversión de un componente específico (costos del activo (Tuberías, Válvulas, ERP, City Gate, etc.) y del conjunto de actividades o armados constructivos.

Adicionalmente, se incluye los costos indirectos del Concesionario como Stock (Logística y aprovisionamiento), Estudios de Ingeniería del sistema de distribución (Planos de construcción, lista de especificaciones de los componentes, etc.), Gastos Generales (Gestión de la procura, administración y supervisión) e Interés Intercalarario (financiamiento).

4.1.2.1 Activos

Son los costos de las tuberías de acero o polietileno e instalaciones fijas (Tuberías, válvulas, City Gate, ERP, etc.), dichos costos están sustentados en base a importaciones realizadas al Perú publicados por aduanas y corresponden a importaciones efectuadas por la empresa Concesionaria.

4.1.2.2 Actividades constructivas o de Grupo de Armados

Es la suma de costos de armados o tareas constructivas, dichas actividades constructivas son realizadas por el contratista para llevar a cabo la instalación de un componente o activos, en la siguiente tabla se presenta un conjunto de actividades constructivas o armados para la instalación de una tubería de acero.

Tabla N° 64 Conjunto de armados constructivos típicos

N°	TIPO DE OBRA	ACTIVIDADES
1	Civiles	Localización y replanteo
2	Civiles	Registro de interferencias y distancia de seguridad
3	Civiles	Corte y rotura
4	Civiles	Excavación
5	Civiles	Nivelación, compactación
6	Civiles	Relleno
7	Civiles	Reposición
8	Civiles	Retiro de escombros sobrantes o producto de demolición
9	Mecánicas	Postes de señalización
10	Mecánicas	Transporte y tendido de tubos
11	Mecánicas	Predoblado y doblado
12	Mecánicas	Alineación y soldadura – Pruebas de Ultrasonido
13	Mecánicas	Aplicación de revestimiento
14	Mecánicas	Bajado de tubería
15	Mecánicas	Protección Catódica - Suministro e Instalación
16	Comisionamiento	Prueba Hidrostática

Fuente: Elaboración propia.

4.1.2.3 Costos Indirectos del Concesionario

Los costos incurridos por el Concesionario son las labores de supervisión, financiamiento, aprovisionamiento de componentes, gastos de gestión y administración que el concesionario realiza a cuenta propia o mediante terceros realiza, estos gastos son distintos a los que el

contratista de la obra realiza por la instalación de los componentes, los costos incurridos por el concesionario son los siguientes:

- Stock.
- Ingeniería del Proyecto y Recepción.
- Gastos Generales.
- Interés Intercalarario.

4.1.3 Recopilación de costos de los activos y recursos

La información para la valorización de los activos y recursos ha sido recopilada de las siguientes fuentes de información:

- Partidas de costos unitarios de inversión. Las partidas representan los costos unitarios de inversión de un componente específico del sistema de distribución, el mismo que tiene el costo del Activo correspondiente (por ejemplo: Tubería acero Schedule 40 de 6 pulgadas de diámetro, etc.) y los costos de las actividades de instalación que se traducen en Armados constructivos.
 - o Relevamiento de costos de Activos.
 - Información de aduanas 2017, importaciones de tuberías de acero y polietileno, válvulas, etc.
 - Información propia del consultor, contratistas en Lima y de equipo de expertos para la valorización de City Gate y ERP.
 - o Armados o actividades constructivas
 - Recursos
 - Revista costos para la mano de obra no calificada, alquiler de equipos y materiales para la construcción.
 - Información propia de consultor y de contratistas en Lima para la mano de obra calificada especializada.
 - Porcentaje del contratista.
 - Rendimiento y complejidad
 - Inspección de obras de construcción en áreas urbanas del contratista del Concesionario.
 - Información propia del consultor, contratistas en Lima y Callao y del equipo de expertos del Consultor con amplia experiencia en construcción de redes de acero, polietileno e instalaciones fijas.

- Determinación de factores de complejidad por el tipo de terreno y pavimento predominante en Lima y Callao en base a la experiencia del equipo de expertos del Consultor.
- o Costos Indirectos del Concesionario.
 - Información recopilada de fuentes públicas aplicadas a sectores de distribución de electricidad, se determinaron los porcentajes típicos de los costos indirectos del Concesionario, los cuales son:
 - Costo de Stock
 - Costos de Ingeniería
 - Gastos Generales
 - Interés intercalario

En línea con lo indicado anteriormente, se presentan a continuación las bases de costos consideradas en la estructuración y determinación de los costos unitarios de inversión que serán considerados en la base tarifaria a ser propuesta para el periodo 2018 – 2022. Dichas bases de costos corresponden a los costos de activos y a los costos de recursos.

La primera considera todos aquellos costos asociados a los materiales de las instalaciones principales del sistema de distribución como son las tuberías de acero y polietileno, las estaciones de regulación y medición y las válvulas de acero y polietileno.

Por otro lado, la segunda base de costos considera todos aquellos asociados a los recursos utilizados en las actividades de instalación, como son los recursos de mano de obra, materiales y equipos.

4.1.3.1 Costo de los activos

En la siguiente tabla se detalla la lista de activos utilizados para realizar las actividades de construcción, los costos unitarios al 2017 y las fuentes de información de donde fueron recopiladas, el sustento se presenta en los anexos.

Tabla N° 65 Lista de activos del sistema de distribución

N°	ACTIVO	VALOR	UNIDAD	FUENTE
1	TUBERÍA			
1.1	ACERO			
1.1.1	Tubería de acero de 2" Sch40	5,04	USD/ml	Estimado por peso
1.1.2	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40	8,02	USD/ml	Estimado por peso
1.1.3	Tubería de acero de 3" Sch40	10,54	USD/ml	Estimado por peso
1.1.4	Tubería de acero de 3" Sch160	19,96	USD/ml	Estimado por peso

N°	ACTIVO	VALOR	UNIDAD	FUENTE
1.1.5	Tubería de acero de 4" Sch40	15,02	USD/ml	Estimado por peso
1.1.6	Tubería de acero de 4" Sch120	26,39	USD/ml	Estimado por peso
1.1.7	Tubería de acero de 6" Sch40	26,39	USD/ml	Estimado por peso
1.1.8	Tubería de acero de 6" Sch120	50,55	USD/ml	Estimado por peso
1.1.9	Tubería de acero de 8" Sch40	39,73	USD/ml	Estimado por peso
1.1.10	Tubería de acero de 8" Sch60-80	53,25	USD/ml	Estimado por peso
1.1.11	Tubería de acero de 8" e=12.70mm	60,25	USD/ml	Estimado por peso
1.1.12	Tubería de acero de 10" Sch40	56,24	USD/ml	Estimado por peso
1.1.13	Tubería de acero de 10" Sch40-60	67,05	USD/ml	Estimado por peso
1.1.14	Tubería de acero de 10" e=15.90mm	93,91	USD/ml	Estimado por peso
1.1.15	Tubería de acero de 12" Sch40	74,33	USD/ml	Estimado por peso
1.1.16	Tubería de acero de 12" Sch40-60	90,93	USD/ml	Estimado por peso
1.1.17	Tubería de acero de 14" Sch40	88,22	USD/ml	Estimado por peso
1.1.18	Tubería de acero de 16" Sch40	114,99	USD/ml	Estimado por peso
1.1.19	Tubería de acero de 16" e=11.13mm	101,19	USD/ml	Estimado por peso
1.1.20	Tubería de acero de 20" Sch40	171,04	USD/ml	Estimado por peso
1.1.21	Tubería de acero de 30" e=15.90mm	272,51	USD/ml	Estimado por peso
1.2	POLIETILENO			
1.2.1	Tubería de polietileno de 20mm alta densidad	0,51	USD/ml	Aduanas 2017
1.2.2	Tubería de polietileno de 32mm alta densidad	0,92	USD/ml	Aduanas 2016 - actualizado 2017
1.2.3	Tubería de polietileno de 63mm alta densidad	3,28	USD/ml	Aduanas 2017
1.2.4	Tubería de polietileno de 90mm alta densidad	4,29	USD/ml	Aduanas 2017
1.2.5	Tubería de polietileno de 110mm alta densidad	6,47	USD/ml	Aduanas 2017
1.2.6	Tubería de polietileno de 160mm alta densidad	13,85	USD/ml	Aduanas 2017
1.2.7	Tubería de polietileno de 200mm alta densidad	21,75	USD/ml	Aduanas 2017
2	ESTACIÓN DE REGULACIÓN			
2.1	ERP - 10/5 - 10,000Sm3/h	240.090,22	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.2	ERP - 10/5 - 20.000 Sm3/h	297.207,77	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.3	ERP - 19/5 - 10,000Sm3/h	240.090,22	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.4	ERP - 19/5 - 20.000 Sm3/h	327.198,33	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.5	ERP - 19/5 - 5.000 Sm3/h	240.090,22	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.6	ERP - 19/10 - 20,000Sm3/h	327.198,33	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.7	ERP - 50/5 - 5.000 Sm3/h	287.094,36	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.8	ERP - 50/5 - 10.000 Sm3/h	287.094,36	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.9	ERP - 50/5 - 20,000Sm3/h	355.344,69	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.10	ERP - 50/5 - 50,000Sm3/h	396.561,21	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.11	ERP - 50/10 - 5.000 Sm3/h	286.163,41	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.12	ERP - 50/10 - 10.000 Sm3/h	286.163,41	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.13	ERP - 50/10 - 30.000 Sm3/h	355.344,69	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.14	ERP - 50/10 - 50.000 Sm3/h	396.561,21	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.15	ERP - 50/19 - 30.000 Sm3/h	355.344,69	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.16	ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h	396.561,21	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.17	ERP - 150/50 - 50.000 Sm3/h	850.518,69	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
2.18	ERP - 150/100 - 75.000 Sm3/h	1.074.946,90	USD/ERP	Fuente propia 2015 - actualizado 2017
3	CITY GATE			
3.1	City Gate 150/50 - 50,000Sm3/h – Cafete	2.303.811,55	USD/CG	Fuente Propia y Concesionario

N°	ACTIVO	VALOR	UNIDAD	FUENTE
3.2	City Gate - 150/50 - 150.000 Sm ³ /h – Chilca	2.759.436,34	USD/CG	Fuente Propia y Concesionario
3.3	City Gate - 150/50 - 250.000 Sm ³ /h – Lurín	4.136.813,41	USD/CG	Fuente Propia y Concesionario
4	VÁLVULAS			
4.1	VÁLVULAS DE ACERO			
4.1.1	Válvula de Acero de 2.5" de Acero de 19 bar de tipo Bola	148,50	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.2	Válvula de Acero de 3" de Acero de 19 bar de tipo Bola	421,40	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.3	Válvula de Acero de 3" de Acero de 50 bar de tipo Bola	527,37	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.4	Válvula de Acero de 4" de Acero de 19 bar de tipo Bola	803,51	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.5	Válvula de Acero de 4" de Acero de 50 bar de tipo Bola	828,52	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.6	Válvula de Acero de 6" de Acero de 19 bar de tipo Bola	1.078,89	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.7	Válvula de Acero de 6" de Acero de 5 bar de tipo Bola	1.078,89	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.8	Válvula de Acero de 6" de Acero de 50 bar de tipo Bola	1.492,81	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.9	Válvula de Acero de 8" de Acero de 10 bar de tipo Bola	1.476,84	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.10	Válvula de Acero de 8" de Acero de 153 bar de tipo Bola	4.931,09	USD/válvula	Aduanas 2016 - actualizado 2017
4.1.11	Válvula de Acero de 8" de Acero de 19 bar de tipo Bola	1.476,84	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.12	Válvula de Acero de 8" de Acero de 50 bar de tipo Bola	3.347,44	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.13	Válvula de Acero de 10" de Acero de 10 bar de tipo Bola	4.748,65	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.14	Válvula de Acero de 10" de Acero de 153 bar de tipo Bola	6.467,01	USD/válvula	Estimado en base a precio del acero
4.1.15	Válvula de Acero de 10" de Acero de 100 bar de tipo Bola	6.058,03	USD/válvula	Estimado en base a precio del acero
4.1.16	Válvula de Acero de 10" de Acero de 19 bar de tipo Bola	4.748,65	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.17	Válvula de Acero de 10" de Acero de 50 bar de tipo Bola	5.649,06	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.18	Válvula de Acero de 12" de Acero de 19 bar de tipo Bola	5.489,63	USD/válvula	Aduanas 2017
4.1.19	Válvula de Acero de 14" de Acero de 19 bar de tipo Bola	6.737,60	USD/válvula	Estimado en base a precio del acero
4.1.20	Válvula de Acero de 14" de Acero de 50 bar de tipo Bola	8.809,56	USD/válvula	Estimado en base a precio del acero
4.1.21	Válvula de Acero de 16" de Acero de 10 bar de tipo Bola	10.108,52	USD/válvula	Estimado en base a precio del acero
4.1.22	Válvula de Acero de 16" de Acero de 50 bar de tipo Bola	13.101,26	USD/válvula	Estimado en base a precio del acero
4.1.23	Válvula de Acero de 20" de Acero de 50 bar de tipo Bola	22.494,62	USD/válvula	Estimado en base a precio del acero
4.1.24	Válvula de Acero de 30" de Acero de 50 bar de tipo Bola	63.423,59	USD/válvula	Estimado en base a precio del acero
4.2	VÁLVULAS DE POLIETILENO			
4.2.1	Válvula de Polietileno de 32mm de Alta densidad	27,33	USD/válvula	Aduanas 2016 - actualizado 2017
4.2.2	Válvula de Polietileno de 63mm de Alta densidad	48,30	USD/válvula	Aduanas 2017
4.2.3	Válvula de Polietileno de 90mm de Alta densidad	130,77	USD/válvula	Aduanas 2017
4.2.4	Válvula de Polietileno de 110mm de Alta densidad	180,69	USD/válvula	Aduanas 2017
4.2.5	Válvula de Polietileno de 160mm de Alta densidad	437,07	USD/válvula	Aduanas 2017
4.2.6	Válvula de Polietileno de 200mm de Alta densidad	572,47	USD/válvula	Aduanas 2017

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de precios en Perú.

4.1.3.2 Costo de los recursos

A.- Mano de Obra

En la siguiente tabla se detalla la lista de costos de mano de obra utilizados para realizar las actividades de construcción, los costos unitarios al 2017 y las fuentes de información de

donde fueron recopiladas, cabe indicar que los costos no incluyen el porcentaje del contratista.

Tabla N° 66 Lista de recurso humano utilizado para la construcción

N°	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD	FUENTE BASE
1	Capataz	77,06	USD/Día	Revista Costos
2	Oficial Civil	51,10	USD/Día	Revista Costos
3	Oficial Electricista	58,77	USD/Día	Revista Costos + 15% por especialización
4	Oficial Electro-mecánico	58,77	USD/Día	Revista Costos + 15% por especialización
5	Oficial Electrónico	58,77	USD/Día	Revista Costos + 15% por especialización
6	Oficial Instrumentista	58,77	USD/Día	Revista Costos + 15% por especialización
7	Oficial Mecánico	58,77	USD/Día	Revista Costos + 15% por especialización
8	Peón	45,96	USD/Día	Revista Costos
9	Topógrafo	72,57	USD/Día	Información de contratista
10	Soldador API	192,27	USD/Día	Información de contratista
11	Soldador	144,20	USD/Día	Información de contratista
12	Técnico Fusionista de tubería plástica	63,11	USD/Día	Información de contratista
13	Ayudante de Soldador	48,07	USD/Día	Información de contratista
14	Ayudante de Fusionista de tubería plástica	48,07	USD/Día	Información de contratista
15	Ingeniero Supervisor	201,66	USD/Día	PwC

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de precios en Perú.

B.- Materiales para la construcción

En la siguiente tabla se detalla la lista de materiales utilizados para realizar las actividades de construcción, los costos unitarios al 2017 y las fuentes de información de donde fueron recopiladas, cabe indicar que los costos no incluyen el porcentaje del contratista.

Tabla N° 67 Lista de materiales utilizados para la construcción

N°	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD	FUENTE BASE
1	Concreto 2500 PSI	79,60	USD/m³	Revista Costos 2017
2	Asfalto liquido	1,37	USD/Gal	Revista Costos 2017
3	Liga Asfáltica	0,65	USD/m²	Revista Costos 2017
4	Hilo nylon para trazado	2,63	USD/Rollo	Proveedor de artículos de construcción 2017
5	Pintura Aerosol color	3,03	USD/Unid	Proveedor de artículos de construcción 2017
6	Disco Cortadora Asfalto	162,23	USD/Und	Proveedor de artículos de construcción 2017
7	Disco Cortadora Concreto	162,23	USD/Und	Proveedor de artículos de construcción 2017
8	Soldadura E 80/10	3,41	USD/kg	Revista Costos 2017
9	Acetileno	10,19	USD/kg	Información de contratista
10	Gratas circulares	9,15	USD/und	Proveedor de artículos de construcción 2017
11	Disco de pulidora 9" x 1/8	3,03	USD/und	Proveedor de artículos de construcción 2017
12	Epóxico Líquido	9,67	USD/Gal	Proveedor de artículos de construcción 2017
13	JUNTA HTLP	14,00	USD/Und	Información de contratista
14	JUNTAS DE CIERRE	11,00	USD/Und	Información de contratista

N°	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD	FUENTE BASE
15	Agua	0,74	USD/m ³	Información de contratista
16	Concreto FC=50 kg/cm ²	66,43	USD/m ³	Revista Costos 2017, costo incluye Servicio de Bomba
17	Cable TW 4 AWG	3,57	USD/m	Electro Productos
18	Ánodos de MMO 5A con 75 m de cable	1.000,00	USD/Unid	Información de contratista
19	Coque de petróleo tipo Loresco	1,20	USD/kg	Información de contratista
20	Enripiado	18,64	USD/m ³	Proveedor de artículos de construcción 2017
21	Tubería de acero de 8"	15,26	USD/m	Información de contratista
22	Tubo material no conductor de 10"	7,65	USD/m	Información de contratista
23	Material de relleno seleccionado	1,50	USD/m ³	Información de contratista
24	Arena fina	13,75	USD/m ³	Proveedor de artículos de construcción 2017
25	Afirmado	15,28	USD/m ³	Proveedor de artículos de construcción 2017
26	Concreto FC=420 kg/cm ²	66,43	USD/m ³	Revista Costos 2017
27	Oxiacetileno	0,51	USD/kg	Información de contratista
28	Tintas penetrantes	45,22	USD/Unid	Información de contratista
29	Pintura epoxica	9,08	USD/Gal	Revista Costos 2017
30	Malla electrosoldada	10,20	USD/m	Proveedor de artículos de construcción 2017
31	Ladrillo pandereta	367,38	USD/Mil	Revista Costos 2017

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de precios en Perú.

C.- Maquinaria, transporte y equipos

En la siguiente tabla se detalla la lista de maquinaria y equipos utilizados para realizar las actividades de construcción, los costos unitarios al 2017 y las fuentes de información de donde fueron recopiladas, cabe indicar que los costos no incluyen el porcentaje del contratista.

Tabla N° 68 Lista de maquinaria y equipos utilizados para la construcción

N°	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD	FUENTE BASE
1	Compactador Vibrador Tipo Plancha 7 HP	74,99	USD/Día	Revista Costos 2017
2	Camioneta 4x2 Cabina Doble	109,67	USD/Día	Revista Costos 2017
3	Cinta Métrica 30 m	0,25	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
4	Señalización Móvil	0,62	USD/Día	Información de contratista
5	GPS	0,68	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
6	Cámara Fotográfica	0,49	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
7	Camioneta 4x4 Cabina Simple	173,55	USD/Día	Revista Costos 2017
8	Compresor de 185 psi con martillo neumático	199,97	USD/Día	Revista Costos 2017
9	Cortadora Disco	27,00	USD/Día	Información de contratista
10	Minicargador	158,22	USD/Día	Revista Costos 2017
11	Señalización de obra	58,88	USD/Día	Información de contratista
12	Excavadora sobre llantas 58 HP	237,99	USD/Día	Revista Costos 2017
13	Retroexcavadora 165 HP	541,36	USD/Día	Revista Costos 2017
14	Grúa 20 Ton	323,73	USD/Día	Información de contratista
15	Grúa 45 Ton	385,40	USD/Día	Información de contratista
16	Dobladora hidráulica 4"	300,11	USD/Día	Información de contratista

N°	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD	FUENTE BASE
17	Dobladora hidráulica 8"	300,11	USD/Día	Información de contratista
18	Dobladora hidráulica 14"	300,11	USD/Día	Información de contratista
19	Dobladora hidráulica 24"	406,78	USD/Día	Información de contratista
20	Pulidora 0,5 HP	0,85	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
21	Biseladora de 12 a 20"	11,00	USD/Día	Información de contratista
22	Motosoldador SAE - 350	300,00	USD/Día	Información de contratista
23	Holiday Detector	35,00	USD/Día	Información de contratista
24	Prueba de Ultrasonido	545,00	USD/Día	Información de contratista
25	Equipo PLURAL MULTI-COMPONENTE	100,00	USD/Día	Información de contratista
26	Equipo de medición del revestimiento	250,00	USD/Día	Información de contratista
27	Equipo de sand blasting	108,56	USD/Día	Información de contratista
28	Equipo prueba hidrostática	2.586,78	USD/Día	Información de contratista
29	Grúa 5 Ton.	246,78	USD/Día	Información de contratista
30	Bomba de presión	68,00	USD/Día	Información de contratista
31	Motobomba 7 - 10 HP	16,31	USD/Día	Revista Costos 2017
32	Bomba de llenado	23,00	USD/Día	Información de contratista
33	Cabezas de prueba	23,00	USD/Día	Información de contratista
34	Copas para marrano	5,00	USD/Día	Información de contratista
35	Raspador para limpieza	5.000,00	USD/Día	Información de contratista
36	Camión Cisterna 4 x 2 (Agua) 3000 Gal	405,46	USD/Día	Revista Costos 2017
37	Tiende tubos 240 HP	406,78	USD/Día	Información de contratista
38	Tiende tubos 360 HP	726,78	USD/Día	Información de contratista
39	Multímetro digital	1,17	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
40	Osciloscopio	1,17	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
41	Equipo de Perforación para camas anódicas	4.885,56	USD/Día	Información de contratista
42	Termómetro con Caja Miller	0,55	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
43	Compactador tipo saltarín (Canguro)	74,92	USD/Día	Revista Costos 2017
44	Compactador tipo Rana	74,92	USD/Día	Revista Costos 2017
45	Volquete 12 m3	557,04	USD/Día	Revista Costos 2017
46	Equipo de termofusion TM160 desde 40 mm - 160mm	90,00	USD/Día	Información de contratista
47	Equipo de termofusion TM315 desde 90 mm - 315mm	125,00	USD/Día	Información de contratista
48	Registrador barton y equipo prueba hidrostática	1.086,78	USD/Día	Información de contratista
49	Vibrador de Concreto 2,4"	13,35	USD/Día	Revista Costos 2017
50	Volquete 8 m3	478,35	USD/Día	Revista Costos 2017
51	Retroexcavadora 110 HP	392,26	USD/Día	Revista Costos 2017
52	Equipo de Oxicorte	40,00	USD/Día	Información de contratista
53	Torquimetro	0,42	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
54	Taladro	0,65	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
55	Grúa 10 Ton	289,88	USD/Día	Información de contratista
56	Compresor para pintura 600 W	3,28	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
57	Equipo de Topografía	11,45	USD/Día	Estimado en base a precio de compra
58	Grúa 15 Ton	312,44	USD/Día	Información de contratista

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de precios en Perú.

D.- Costos indirectos

Los costos indirectos fueron recopilados del Servicio de Consultoría “Fijación del Valor Agregado de Distribución VAD y Cargos Fijos Sector Típico 2” Informe de Análisis Comparativo de los Estudios VAD (Etapas I, II, III y IV) del 2013, desarrollado por el Consorcio PEPSA-IT-COSANAC.²

- Costo de Stock establecido en 6,8% del costo de activos y materiales constructivos,
- Costos de Ingeniería establecido en 11,17% del costo directo de la obra,
- Gastos Generales, establecido en 6% del costo directo de la obra más el costo de ingeniería y el
- Interés intercalario establecido en 2,5 % del costo directo de la obra más el costo de ingeniería y gastos generales.
- Porcentaje del contratista establecido en 25% aplicado a la mano de obra, materiales, equipos y transporte.

4.2 Costos unitarios de inversión propuestos por el consultor

En esta sección se presentan los costos unitarios de inversión estimados por el Consultor, los cuales fueron desarrollados teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Estructuración de los costos, actividades y recursos, han tenido en cuenta todos los aspectos técnicos, de seguridad y medio ambientales, contenidos en la normatividad legal vigente en el Perú y las buenas prácticas de ingeniería.
- Recopilación de costos de fuentes públicas y privadas como revistas especializadas e importaciones de Aduanas.
- Recopilación de rendimiento de avance de obra de acuerdo con la experiencia local.

El detalle de cálculo de los costos unitarios de mercado estimados por el consultor se presenta en el ANEXO.

²<http://www2.osinerg.gob.pe/ProcReg/VAD/VAD2013/Recursos/7.8-Publicaci%C3%B3n%20Proyecto%20VAD/Anexo%2002%20-%20Estudio%20VAD%20ST2/4.%20An%C3%A1lisis%20Comparativo%20ST2.pdf>

Tabla N° 69 Costos unitarios de inversión propuestos por el Consultor

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
	1	Código	TUBERÍA		
	1.1	VNR	ACERO		
1	1.1.1	010101020103	Tubería de Acero de 2" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Rígido	USD/ml	122,56
2	1.1.2	010102020102	Tubería de Acero de 2 1/2" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	137,15
3	1.1.3	010102020301	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	132,46
4	1.1.4	010102020302	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	153,10
5	1.1.5	010102020303	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	142,68
6	1.1.6	010102020304	Tubería de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	160,54
7	1.1.7	010102020403	Tubería de Acero de 2 1/2" Sch 40 Terreno Rocoso Pavimento Rígido	USD/ml	158,63
8	1.1.8	010103020301	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	137,77
9	1.1.9	010103020302	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	158,42
10	1.1.10	010103020303	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	148,00
11	1.1.11	010103020304	Tubería de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	165,86
12	1.1.12	010103070301	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	145,99
13	1.1.13	010103070302	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	166,63
14	1.1.14	010103070303	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	156,21
15	1.1.15	010103070304	Tubería de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	174,07
16	1.1.16	010103070401	Tubería de Acero de 3" Sch 160 Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	162,16
17	1.1.17	010104020301	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	159,16
18	1.1.18	010104020302	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	179,81
19	1.1.19	010104020303	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	169,39
20	1.1.20	010104020304	Tubería de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	187,25
21	1.1.21	010104060301	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	175,07
22	1.1.22	010104060302	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	195,71
23	1.1.23	010104060303	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	185,29
24	1.1.24	010104060304	Tubería de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	203,15

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
25	1.1.25	010105020301	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	203,79
26	1.1.26	010105020302	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	228,56
27	1.1.27	010105020303	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	216,06
28	1.1.28	010105020304	Tubería de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	237,49
29	1.1.29	010105060301	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	237,56
30	1.1.30	010105060302	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	262,33
31	1.1.31	010105060303	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	249,82
32	1.1.32	010105060304	Tubería de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	271,26
33	1.1.33	010106020301	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	255,75
34	1.1.34	010106020302	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	280,53
35	1.1.35	010106020303	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	268,02
36	1.1.36	010106020304	Tubería de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	289,45
37	1.1.37	010106040301	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	274,66
38	1.1.38	010106040302	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	299,43
39	1.1.39	010106040303	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	286,92
40	1.1.40	010106040304	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	308,36
41	1.1.41	010106150301	Tubería de acero de 8" e=12.70 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	284,43
42	1.1.42	010107020301	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	296,11
43	1.1.43	010107020302	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	320,89
44	1.1.44	010107020303	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	308,38
45	1.1.45	010107020304	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	329,81
46	1.1.46	010107030301	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	311,23
47	1.1.47	010107030302	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	336,01
48	1.1.48	010107030303	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	323,50
49	1.1.49	010107030304	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	344,94
50	1.1.50	010107180301	Tubería de acero de 10" e=15.90mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	348,78
51	1.1.51	010107180302	Tubería de acero de 10" e=15.90mm Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	373,55

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
52	1.1.52	010107030401	Tubería de Acero de 10" Sch 40-60 Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	329,97
53	1.1.53	010107030402	Tubería de Acero de 10" Sch 40-60 Terreno Rocoso Pavimento Flexible	USD/ml	354,75
54	1.1.54	010108020301	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	367,11
55	1.1.55	010108020302	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	400,14
56	1.1.56	010108020303	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	383,47
57	1.1.57	010108020304	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	412,04
58	1.1.58	010108030301	Tubería de Acero de 12" Sch 40-60 Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	390,32
59	1.1.59	010108030302	Tubería de acero de 12" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	423,35
60	1.1.60	010108030303	Tubería de Acero de 12" Sch 40-60 Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	USD/ml	406,67
61	1.1.61	010108030304	Tubería de acero de 12" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	435,25
62	1.1.62	010109020301	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	424,56
63	1.1.63	010109020302	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	461,72
64	1.1.64	010109020303	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	442,96
65	1.1.65	010109020304	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	475,11
66	1.1.66	010110020301	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	507,46
67	1.1.67	010110020302	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	548,75
68	1.1.68	010110020303	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	527,90
69	1.1.69	010110020304	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	563,62
70	1.1.70	010110140301	Tubería de acero de 16" e=11.13mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	488,16
71	1.1.71	010111020301	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	667,29
72	1.1.72	010111020302	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	716,83
73	1.1.73	010111020303	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	691,82
74	1.1.74	010112180201	Tubería de acero de 30" e=15.90 mm Terreno arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	998,16
75	1.1.75	010112180202	Tubería de acero de 30" e=15.90 mm Terreno arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	1.068,36
76	1.1.76	010112180301	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	1.066,41
77	1.1.77	010112180302	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90mm Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	1.136,61
78	1.1.78	010112180303	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	1.101,17

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
79	1.1.79	010112180304	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	1.161,90
80	1.1.80	010112180401	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	1.126,73
81	1.1.81	010112180402	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno rocoso Pavimento Flexible	USD/ml	1.196,92
	1.2		POLIETILENO		
82	1.2.1	010201010101	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	37,17
83	1.2.2	010201010102	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	51,24
84	1.2.3	010201010103	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	USD/ml	47,21
85	1.2.4	010201010104	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	61,95
86	1.2.5	010201010201	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	42,29
87	1.2.6	010201010202	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	56,36
88	1.2.7	010201010204	Tubería de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	USD/ml	67,06
89	1.2.8	010201010301	Tubería de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	47,40
90	1.2.9	010201010302	Tubería de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	61,47
91	1.2.10	010201010303	Tubería de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	57,43
92	1.2.11	010201010304	Tubería de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	72,18
93	1.2.12	010203010101	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	38,71
94	1.2.13	010203010102	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	52,77
95	1.2.14	010203010103	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	USD/ml	48,74
96	1.2.15	010203010104	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	63,48
97	1.2.16	010203010201	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	43,90
98	1.2.17	010203010202	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	57,97
99	1.2.18	010203010203	Tubería de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rígido	USD/ml	53,94
100	1.2.19	010203010301	Tubería de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	49,10
101	1.2.20	010203010302	Tubería de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	63,17
102	1.2.21	010203010303	Tubería de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	59,13
103	1.2.22	010203010304	Tubería de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	73,87
104	1.2.23	010206010101	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	50,32

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
105	1.2.24	010206010102	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	66,99
106	1.2.25	010206010103	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	USD/ml	62,21
107	1.2.26	010206010104	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	79,68
108	1.2.27	010206010201	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	56,74
109	1.2.28	010206010202	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	73,41
110	1.2.29	010206010204	Tubería de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	USD/ml	86,10
111	1.2.30	010206010301	Tubería de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	63,16
112	1.2.31	010206010302	Tubería de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	79,83
113	1.2.32	010206010303	Tubería de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	75,05
114	1.2.33	010206010304	Tubería de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	92,52
115	1.2.34	010207010101	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	56,70
116	1.2.35	010207010102	Tubería de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	74,42
117	1.2.36	010207010301	Tubería de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	70,82
118	1.2.37	010207010302	Tubería de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	88,53
119	1.2.38	010207010303	Tubería de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	83,45
120	1.2.39	010207010304	Tubería de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	102,01
121	1.2.40	010208010101	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	64,64
122	1.2.41	010208010102	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	83,92
123	1.2.42	010208010103	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	USD/ml	78,39
124	1.2.43	010208010104	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	98,59
125	1.2.44	010208010201	Tubería de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	72,24
126	1.2.45	010208010301	Tubería de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	79,83
127	1.2.46	010208010302	Tubería de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	99,11
128	1.2.47	010208010303	Tubería de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	93,58
129	1.2.48	010208010304	Tubería de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	113,78
130	1.2.49	010209010101	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	79,04
131	1.2.50	010209010102	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	98,32

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
132	1.2.51	010209010202	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	106,38
133	1.2.52	010209010301	Tubería de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	95,16
134	1.2.53	010209010302	Tubería de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	114,43
135	1.2.54	010209010303	Tubería de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	108,91
136	1.2.55	010209010304	Tubería de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	129,11
137	1.2.56	010210010101	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	99,45
138	1.2.57	010210010102	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	121,33
139	1.2.58	010210010103	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	USD/ml	115,05
140	1.2.59	010210010104	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	137,99
141	1.2.60	010210010202	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	130,90
142	1.2.61	010210010301	Tubería de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	118,58
143	1.2.62	010210010302	Tubería de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	140,46
144	1.2.63	010210010303	Tubería de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	134,19
145	1.2.64	010210010304	Tubería de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	157,12
146	1.2.65	010201010401	Tendido de Tubería PE 20 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	67,85
147	1.2.66	010201010402	Tendido de Tubería PE 20 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	81,92
148	1.2.67	010201010403	Tendido de Tubería PE 20 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	77,89
149	1.2.68	010201010404	Tendido de Tubería PE 20 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	92,63
150	1.2.69	010203010401	Tendido de Tubería PE 32 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	69,89
151	1.2.70	010203010402	Tendido de Tubería PE 32 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	83,96
152	1.2.71	010203010403	Tendido de Tubería PE 32 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	79,92
153	1.2.72	010203010404	Tendido de Tubería PE 32 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	94,66
154	1.2.73	010206010401	Tendido de Tubería PE 63 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	88,82
155	1.2.74	010206010402	Tendido de Tubería PE 63 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	105,50
156	1.2.75	010206010403	Tendido de Tubería PE 63 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	100,71
157	1.2.76	010206010404	Tendido de Tubería PE 63 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	118,19
158	1.2.77	010207010401	Tendido de Tubería PE 90 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	99,04

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
159	1.2.78	010207010402	Tendido de Tubería PE 90 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	116,75
160	1.2.79	010207010403	Tendido de Tubería PE 90 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	111,67
161	1.2.80	010207010404	Tendido de Tubería PE 90 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	130,24
162	1.2.81	010208010401	Tendido de Tubería PE 110 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	110,21
163	1.2.82	010208010402	Tendido de Tubería PE 110 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	129,48
164	1.2.83	010208010403	Tendido de Tubería PE 110 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	123,95
165	1.2.84	010208010404	Tendido de Tubería PE 110 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	144,16
166	1.2.85	010209010401	Tendido de Tubería PE 160 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	127,39
167	1.2.86	010209010402	Tendido de Tubería PE 160 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	146,66
168	1.2.87	010209010403	Tendido de Tubería PE 160 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	141,13
169	1.2.88	010209010404	Tendido de Tubería PE 160 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	161,34
170	1.2.89	010210010401	Tendido de Tubería PE 200 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	156,85
171	1.2.90	010210010402	Tendido de Tubería PE 200 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	178,73
172	1.2.91	010210010403	Tendido de Tubería PE 200 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	172,45
173	1.2.92	010210010404	Tendido de Tubería PE 200 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	195,38
	2		ESTACIÓN DE REGULACIÓN		
174	2.1	020101040203	ERP - 10/5 10,000 Sm ³ /h Subterránea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,470
175	2.2	020101040303	ERP - 10/5 10,000 Sm ³ /h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,390
176	2.3	020101050103	ERP - 10/5 - 20.000 Sm ³ /h - Semi- Subterránea - Semirrocoso	MMUSD/Estación	0,490
177	2.4	020101050303	ERP - 10/5 20,000 Sm ³ /h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,470
178	2.5	020101050203	ERP - 10/5 - 20.000 Sm ³ /h - Subterránea - Semirrocoso	MMUSD/Estación	0,550
179	2.6	020103040303	ERP - 19/5 10,000Sm ³ /h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,390
180	2.7	020103050203	ERP - 19/5 - 20.000 Sm ³ /h - Subterránea - Semirrocoso	MMUSD/Estación	0,580
181	2.8	020103030303	ERP - 19/5 - 5.000 Sm ³ /h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estación	0,390
182	2.9	020102050303	ERP - 19/10 20,000 Sm ³ /h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,510
183	2.10	020106030103	ERP - 50/5 - 5.000 Sm ³ /h - Semi- Subterránea - Semirrocoso	MMUSD/Estación	0,470
184	2.11	020106030303	ERP - 50/5 - 5.000 Sm ³ /h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estación	0,450

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
185	2.12	020106040303	ERP - 50/5 - 10.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,450
186	2.13	020106050103	ERP - 50/5 20,000 Sm3/h Semi subterránea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,560
187	2.14	020106050203	ERP - 50/5 20,000 Sm3/h Subterranea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,620
188	2.15	020106050303	ERP - 50/5 20,000 Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,550
189	2.16	020106080303	ERP - 50/5 50,000 Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estación	0,600
190	2.17	020105030303	ERP - 50/10 - 5.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,450
191	2.18	020105040303	ERP - 50/10 - 10.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,450
192	2.19	020105060103	ERP - 50/10 - 30.000 Sm3/h - Semi- Subterránea - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,560
193	2.20	020105060303	ERP - 50/10 - 30.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,550
194	2.21	020105080103	ERP - 50/10 - 50.000 Sm3/h - Semi- Subterránea - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,620
195	2.22	020105080303	ERP - 50/10 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,600
196	2.23	020104060103	ERP - 50/19 - 30.000 Sm3/h - Semi- Subterránea - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,560
197	2.24	020104080302	ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/Estación	0,600
198	2.25	020104080203	ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Subterránea - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,670
199	2.26	020104080303	ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,600
200	2.27	020111080303	ERP - 150/50 - 50.000 Sm3/h - Superficial Semirocoso	MMUSD/Estación	1,190
201	2.28	020110090303	ERP - 150/100 - 75.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estación	1,480
202	2.29	020110090302	ERP - 150/100 - 75000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/Estación	1,440
203	2.30	020103050303	ERP - 19/5 - 20.000 Sm3/h - Superficial - Semirocoso	MMUSD/Estación	0,510
	3		CITY GATE		
204	3.1	020311090303	City Gate 150/50 - 75,000S m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/City Gate	3,82
205	3.2	020311110302	City Gate - 150/50 - 150.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/City Gate	4,25
206	3.3	020311130302	City Gate - 150/50 - 250.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/City Gate	6,15
207	3.4	020311140303	City Gate 150/50 - 250,000 Sm3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/City Gate	6,37
	4		VÁLVULAS		
	4.1		Válvulas de Acero		
208	4.1.1	040102000501	Válvula de Acero de 2.5" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/válvula	1.322,97

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
209	4.1.2	040102000601	Válvula de Acero de 2.5" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/válvula	1.322,97
210	4.1.3	040103000501	Válvula de Acero de 3" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/válvula	1.675,05
211	4.1.4	040103000601	Válvula de Acero de 3" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/válvula	1.675,05
212	4.1.5	040103000801	Válvula de Acero de 3" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	1.811,77
213	4.1.6	040104000501	Válvula de Acero de 4" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/válvula	2.446,52
214	4.1.7	040104000601	Válvula de Acero de 4" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/válvula	2.446,52
215	4.1.8	040104000801	Válvula de Acero de 4" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	2.478,79
216	4.1.9	040105000501	Válvula de Acero de 6" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/válvula	2.801,80
217	4.1.10	040105000601	Válvula de Acero de 6" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/válvula	2.801,80
218	4.1.11	040105000401	Válvula de Acero de 6" de Acero de 5 bar de tipo Bola	USD/válvula	2.801,80
219	4.1.12	040105000801	Válvula de Acero de 6" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	3.335,82
220	4.1.13	040106000501	Válvula de Acero de 8" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/válvula	3.315,22
221	4.1.14	040106001101	Válvula de Acero de 8" de Acero de 153 bar de tipo Bola	USD/válvula	7.771,74
222	4.1.15	040106000601	Válvula de Acero de 8" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/válvula	3.315,22
223	4.1.16	040106000801	Válvula de Acero de 8" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	5.728,58
224	4.1.17	040107000501	Válvula de Acero de 10" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/válvula	7.762,79
225	4.1.18	040107001101	Válvula de Acero de 10" de Acero de 153 bar de tipo Bola	USD/válvula	9.452,10
226	4.1.19	040107001001	Válvula de Acero de 10" de Acero de 100 bar de tipo Bola	USD/válvula	9.979,74
227	4.1.20	040107000601	Válvula de Acero de 10" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/válvula	7.762,79
228	4.1.21	040107000801	Válvula de Acero de 10" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	8.924,45
229	4.1.22	040108000501	Válvula de Acero de 12" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/válvula	8.718,78
230	4.1.23	040108000401	Válvula de Acero de 12" de Acero de 5 bar de tipo Bola	USD/válvula	8.718,78
231	4.1.24	040108000601	Válvula de Acero de 12" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/válvula	8.718,78
232	4.1.25	040109000601	Válvula de Acero de 14" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/válvula	10.328,84
233	4.1.26	040109000801	Válvula de Acero de 14" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	13.001,99
234	4.1.27	040110000501	Válvula de Acero de 16" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/válvula	14.677,85
235	4.1.28	040110000801	Válvula de Acero de 16" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	18.538,94

N	DESCRIPCIÓN			UNIDAD	COSTO DE INVERSIÓN
236	4.1.29	040111000801	Válvula de Acero de 20" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	31.301,98
237	4.1.30	040112000801	Válvula de Acero de 30" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/válvula	84.106,58
	4.2		Válvulas de Polietileno		
238	4.2.1	040203010401	Válvula de Polietileno de 32 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/válvula	146,00
239	4.2.2	040206010401	Válvula de Polietileno de 63 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/válvula	173,05
240	4.2.3	040207010401	Válvula de Polietileno de 90 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/válvula	279,46
241	4.2.4	040208010401	Válvula de Polietileno de 110 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/válvula	371,96
242	4.2.5	040209010401	Válvula de Polietileno de 160 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/válvula	702,73
243	4.2.6	040210010401	Válvula de Polietileno de 200 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/válvula	877,42
	5		OBRAS ESPECIALES		
244	5.1	3010103	Cruce de ríos	USD/obra	188.259,21
245	5.2	3040103	Hot Tap	USD/obra	17.405,81
246	5.3	3050103	Cruce de vías	USD/obra	12.134,01
247	5.4	3030103	Otras obras especiales	USD/obra	134.150,13

Fuente: Elaboración propia,

Notas:

#N/A = Sin datos, información no presentada, el archivo TXT presentado por el concesionario presenta mayores combinaciones en infraestructura, por lo que el consultor estimó los costos unitarios de las combinaciones adicionales observadas en los archivos TXT del Concesionario.

* = El Concesionario valorizó individualmente cada cruce especial.

4.3 Análisis comparativo entre los costos propuestos por la empresa concesionaria

En la presente sección se desarrolla un análisis comparativo de los costos unitarios de inversión propuestos por el Consultor, y que fueron estimados a partir de valores de mercado, respecto de:

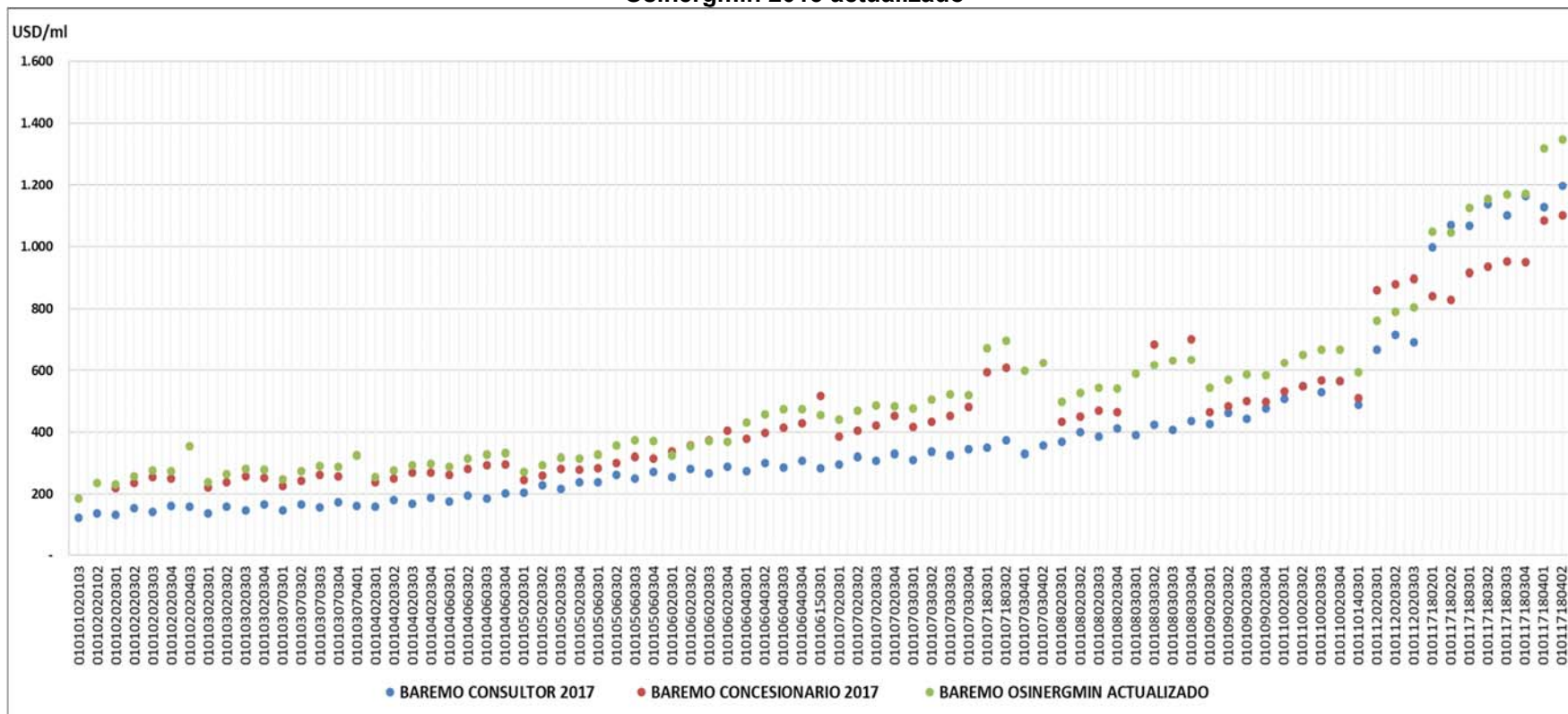
- Los costos unitarios propuestos por el Concesionario en su PQI 2018 – 2022
- Los costos unitarios vigentes aprobados por Osinergmin los cuales han sido llevados a septiembre del 2017 utilizando el índice PPI siendo el factor de actualización de 1,075.

La comparación antes mencionada se realiza teniendo en cuenta el tipo de instalación, como son las tuberías de acero, las tuberías de polietileno, las estaciones de regulación y los city gate.

4.3.1 Tuberías de acero

En lo que respecta a las tuberías de acero, resulta pertinente indicar que en casi todos los casos, a excepción de la tubería de 8" e=12,70mm, se observa que los costos del 2013 (PR 2014 – 2018) son mucho mayores a los costos de mercado obtenidos al 2017, esto se debe que las tuberías importadas son procedentes de China, en efecto las importaciones que ha realizado el Concesionario en el 2017 han sido desde el referido país asiático con precios que se han tomado como referencia y que representan valores mucho menores que otros procedentes de países como Argentina, Estados Unidos o India.

Gráfico N° 96 Comparación de CUI eficientes Tubería de Acero - Baremo Consultor 2017 vs Baremo Concesionario 2017 vs Baremo Osinergmin 2013 actualizado

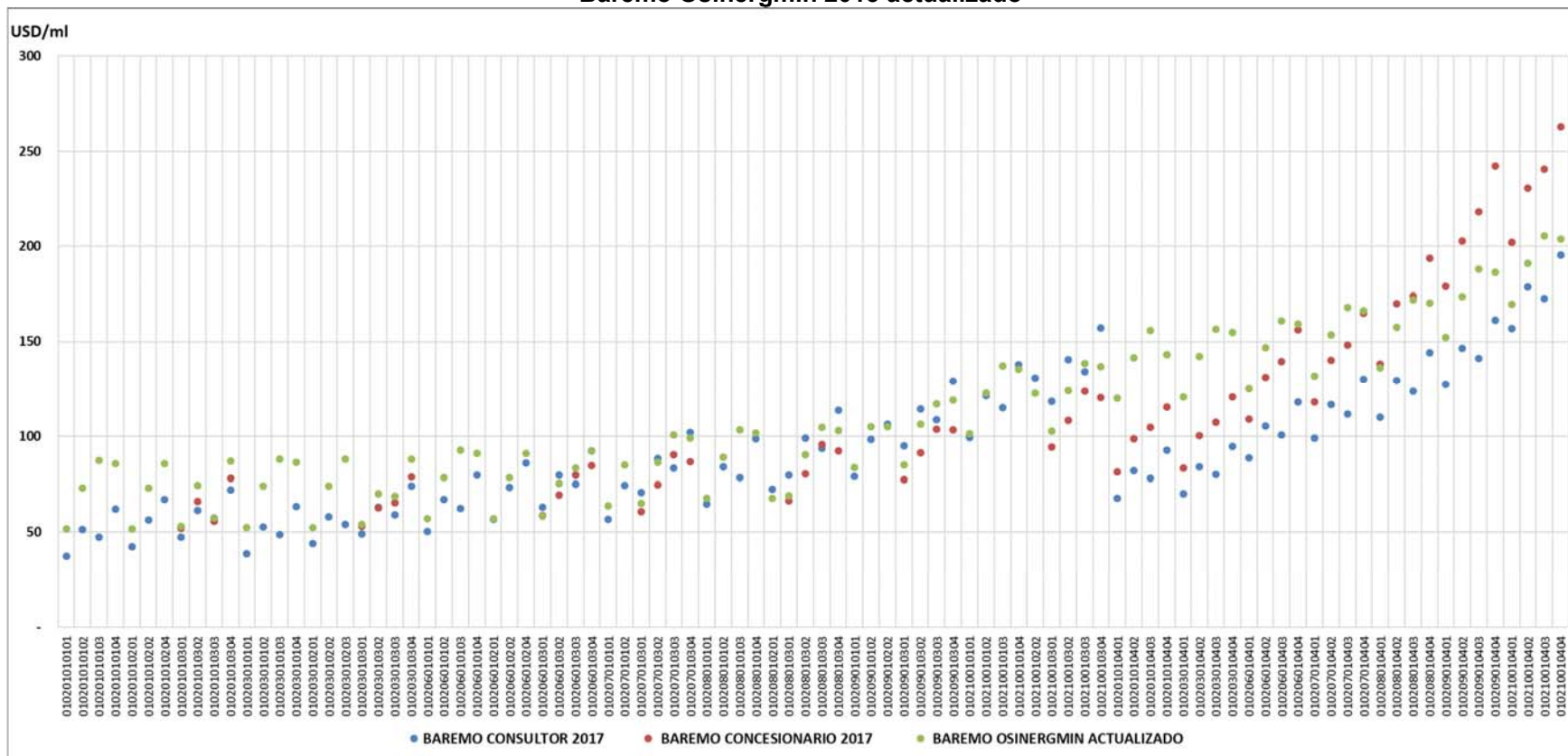


Fuente: Elaboración propia, información de CUI Concesionario y Baremo Osinergmin 2013.

4.3.2 Tuberías de polietileno

Acerca de las tuberías de polietileno, se tiene que, en casi todos los casos, a excepción de la tubería de 63 mm y 200 mm, se observa que los costos del 2013 (PR 2014 – 2018) son mayores a los costos de mercado obtenidos al 2017, tomando como referencia los precios en Perú de las tuberías de polietileno provenientes de la empresa Extrucol de Colombia.

Gráfico N° 97 Comparación de CUI eficientes Tubería de Polietileno - Baremo Consultor 2017 vs Baremo Concesionario 2017 vs Baremo Osinergmin 2013 actualizado

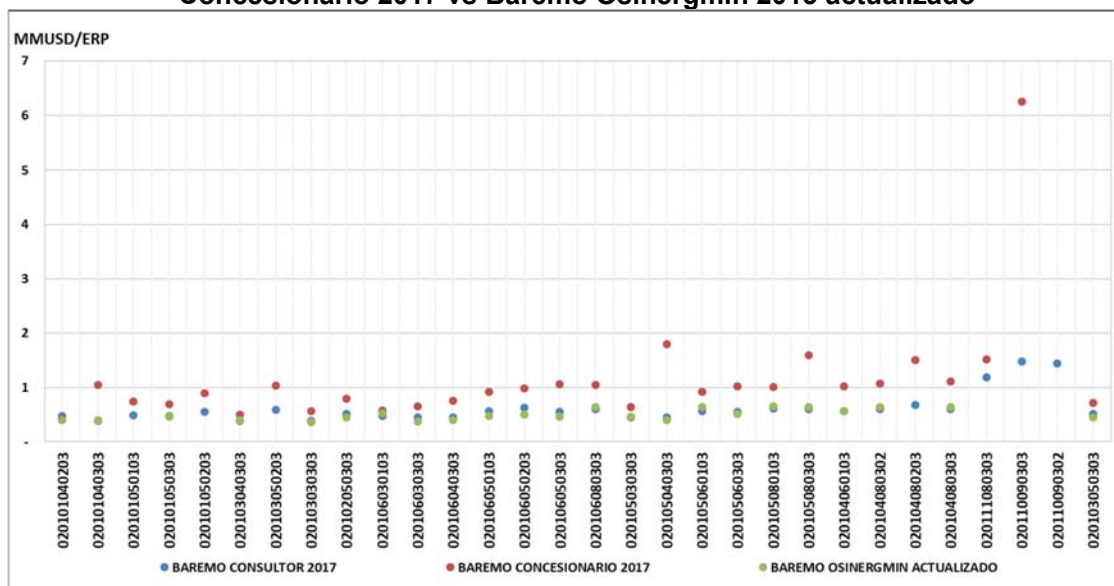


Fuente: Elaboración propia, información de CUI Concesionario y Baremo Osinergmin 2013.

4.3.3 Estaciones de Regulación de Presión (ERP)

En este rubro se observan variaciones menores entre los costos calculados de mercado versus los costos vigentes actualizados por Osinerghmin. Cabe indicar que los costos de mercado de los activos de las ERP presentados fueron calculados al 2015 y actualizados al 2017 y cuentan con el desglose de los componentes que conforman la ERP.

Gráfico N° 98 Comparación de CUI eficientes ERP - Baremo Consultor 2017 vs Baremo Concesionario 2017 vs Baremo Osinerghmin 2013 actualizado

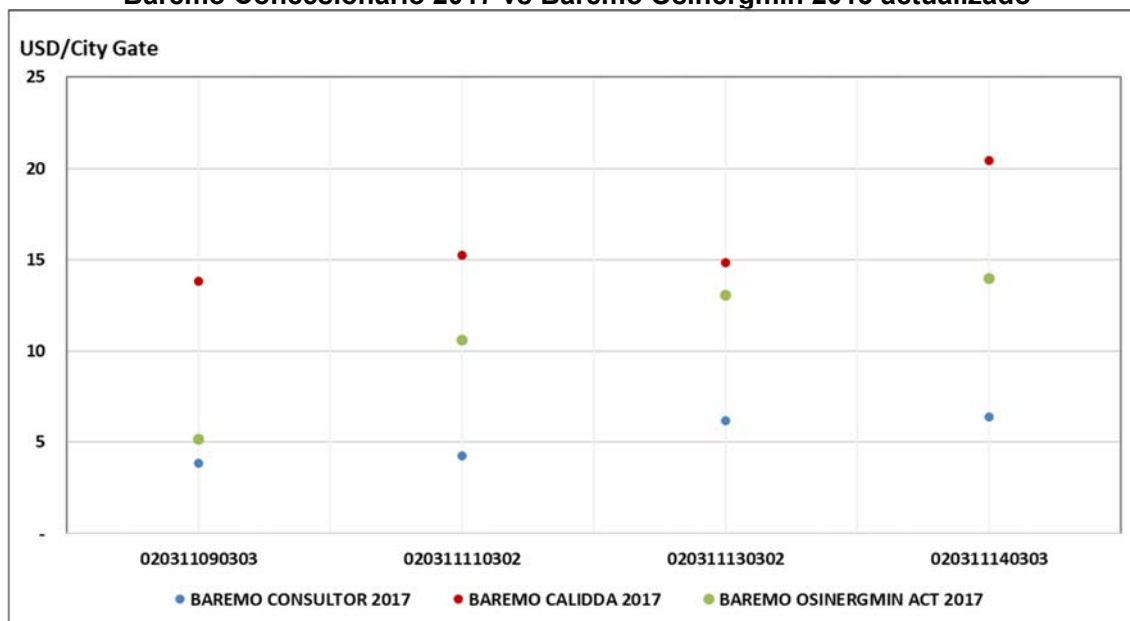


Fuente: Elaboración propia, información de CUI Concesionario y Baremo Osinerghmin 2013.

4.3.4 City Gate (CG)

En el desarrollo de los costos de CG se utilizaron los costos de los activos base presentados por el Concesionario en su propuesta tarifaria, a dichos costos se incluyeron los costos directos de las actividades de instalación, montaje, obras civiles, y los respectivos costos indirectos.

Gráfico N° 99 Comparación de CUI eficientes City Gate - Baremo Consultor 2017 vs Baremo Concesionario 2017 vs Baremo Osinergmin 2013 actualizado

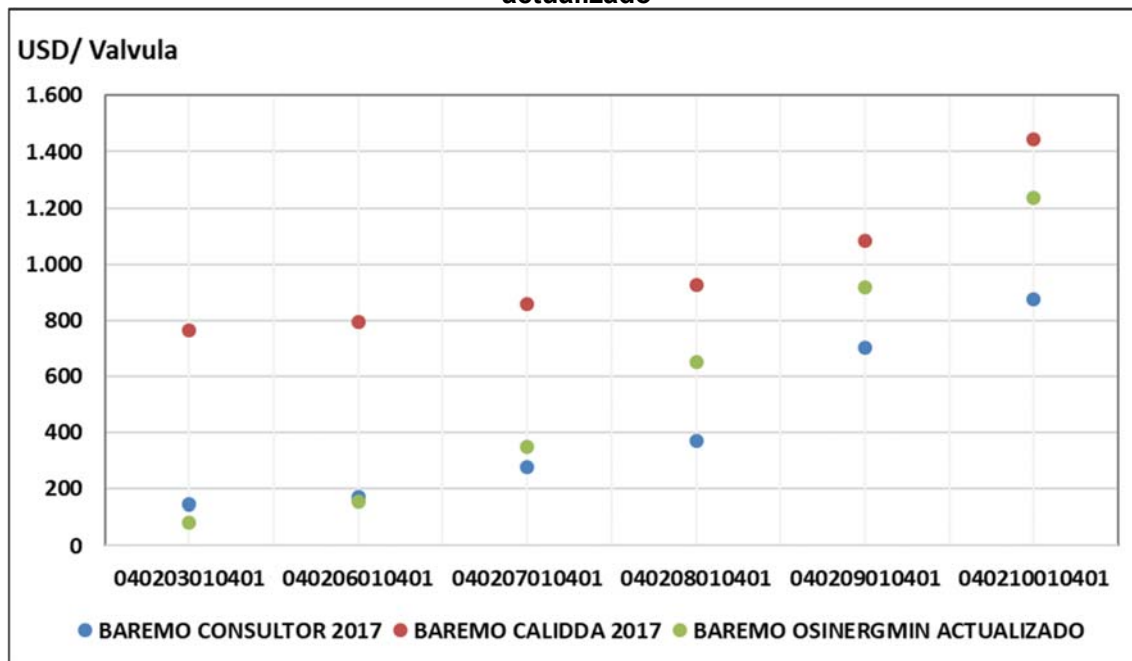


Fuente: Elaboración propia, información de CUI Concesionario y Baremo Osinergmin 2013.

4.3.5 Válvulas

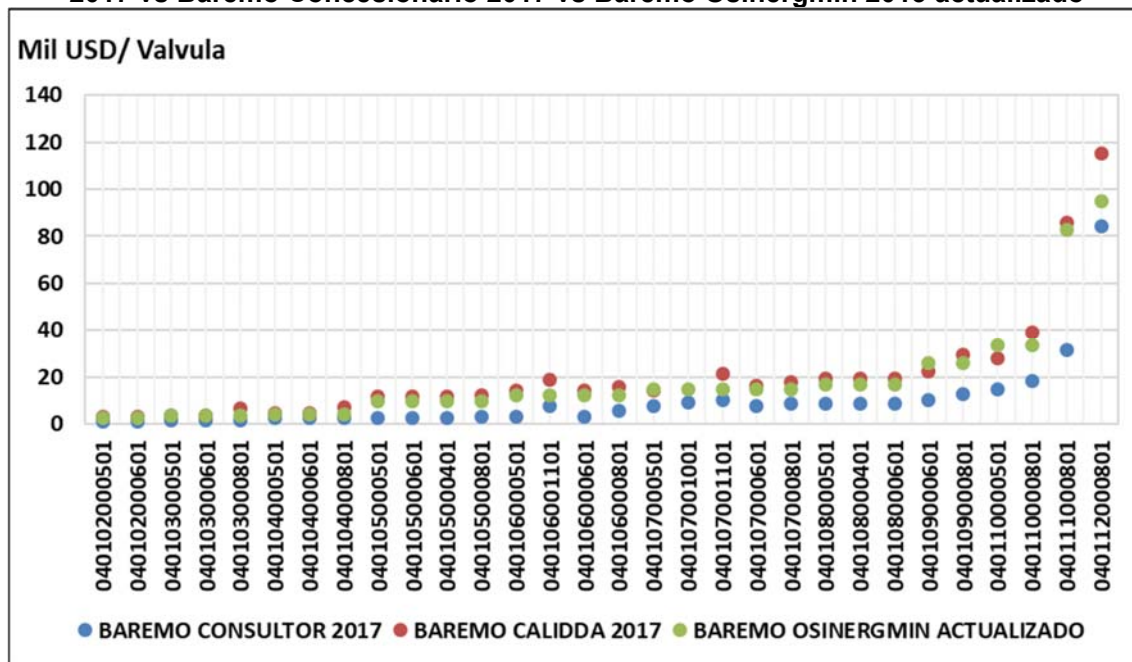
En el desarrollo de los costos de Válvulas de Polietileno y Acero se utilizaron los costos de los activos base presentados por el Concesionario en su propuesta tarifaria, a dichos costos se adicionaron los costos directos de las actividades de instalación, montaje, obras civiles, y los respectivos costos indirectos.

Gráfico N° 100 Comparación de CUI eficientes Válvula de Polietileno - Baremo Consultor 2017 vs Baremo Concesionario 2017 vs Baremo Osinergmin 2013 actualizado



Fuente: Elaboración propia, información de CUI Concesionario y Baremo Osinergmin 2013.

Gráfico N° 101 Comparación de CUI eficientes Válvula de Acero - Baremo Consultor 2017 vs Baremo Concesionario 2017 vs Baremo Osinergmin 2013 actualizado



Fuente: Elaboración propia, información de CUI Concesionario y Baremo Osinergmin 2013.

5 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN

5.1 Propuesta de una empresa modelo y determinación de los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao

El criterio de Empresa Modelo Eficiente (en adelante EM) es una metodología que permite determinar los costos asociados a la ejecución de los procesos y actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de la red de ductos, gestión comercial de clientes, dirección y administración, en condiciones que aseguren que el Concesionario podrá alcanzar los niveles de calidad de servicio exigidos y que los activos necesarios mantendrán su capacidad de servicio inalterada durante toda su vida útil.

Es una metodología que se define como no invasiva ya que sigue un proceso constructivo (Bottom Up) que no requiere de costos reales ni de la organización actual de la empresa para recalcular los costos eficientes en los casos pertinentes.

La EM se define como una compañía responsable por el suministro del servicio (en este caso, la distribución y comercialización de gas natural) en el área geográfica del caso específico bajo análisis, que presta ese servicio en condiciones de eficiencia y adaptación económica al ambiente en el cual desarrolla su actividad. El enfoque de la EM pretende simular las condiciones que enfrentaría un operador entrante en el mercado en el cual opera la empresa real responsable por el servicio por redes de que se trata, y que debe prestar ese servicio cumpliendo las condiciones establecidas en el respectivo contrato de concesión.

Ese operador debe cumplir todos los procesos y actividades necesarios para prestar el servicio de distribución y comercialización de gas natural, que comprende la operación y el mantenimiento (O&M) de las instalaciones de infraestructura, la gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda la empresa. Con esa finalidad, deberá obtener los servicios, recursos materiales y humanos que se necesitan para cumplir con eficiencia esos procesos y actividades, accediendo a los diferentes mercados representativos de las condiciones reales existentes en el área geográfica de concesión de que se trata.

A partir de los valores de costos que el operador entrante o EM pueden obtener para esos servicios y recursos, se fijan los costos operacionales eficientes del Concesionario que se consideran en las tarifas reguladas que pagan los clientes del servicio. De esa forma, la empresa real “compite” con la EM diseñada y tiene como incentivo conseguir que sus valores de costos no excedan los reconocidos en la EM, de forma tal de obtener la rentabilidad esperada o inclusive hasta superarla.

5.2 Empresa Modelo de referencia (EM)

El desarrollo de la EM para la distribución de gas natural en Lima y Callao se ha establecido bajo los siguientes criterios generales:

1. Para la construcción de una EM se utilizaron los costos operativos calculados para el año 2017. Salvo que se indique en forma explícita, todos los valores monetarios utilizados en la modelación y expuestos en el presente informe se encuentran expresados en dólares (USD), correspondientes a la fecha de referencia 31 de diciembre de 2016, los cuales luego al momento de efectuar el cálculo de la TUD son ajustados a moneda de septiembre de 2017.
2. Considerando el tipo de metodología planteado para el presente estudio, la cual se caracteriza por ser una metodología no invasiva y que prescinde de los criterios e historia que determinaron la estructura actual de la empresa, se emplearon datos de diversas fuentes y orígenes, los cuales se especifican a lo largo del presente informe. Informe.

5.2.1 Componentes de los costos de explotación

Se expone a continuación una descripción de los costos modelados:

5.2.1.1 Costos de operación y mantenimiento de distribución

La operación y mantenimiento de un sistema de distribución considera aspectos tales como mantener el suministro de gas natural en niveles adecuados de calidad, seguridad, protección al medio ambiente y continuidad de servicio. Con las cantidades de las instalaciones de la red de ductos de distribución, se adecuan los costos de operación y mantenimiento (en adelante COyM) técnico (operación, mantenimiento) aplicando para ello un análisis de procesos, su duración, frecuencias y recursos necesarios.

En resumen, dichos costos se estructuran de acuerdo con la siguiente clasificación:

- Costos por mantenimiento preventivo:
 - o Costo ejecución de actividades de mantenimiento preventivo en campo;
 - o Costo de mantenimiento de infraestructura de red;
 - o Costo de mantenimiento y actualización de SCADA;
 - o Costo API 1162
 - o Costo de atender y solucionar emergencias;
- Costo de mantenimiento correctivo:
 - o Costo ejecución de actividades de mantenimiento correctivo;
 - o Costo de reparación de medidores;
- Costos de odorización;
- Otros costos de OyM:
 - o Costos de línea de emergencia;
 - o Costo de calidad de gas;
- Costos de personal de supervisión de distribución;
- Otros gastos generales (indirectos).

Siendo reconocidas las tareas, se determinan los costos de O&M para cada actividad, que son añadidos para conformar el costo total de operación y mantenimiento de distribución. Se expone una descripción de los costos de las actividades de operación y mantenimiento modelados en la sección 5.3.1.

Entre los gastos contemplados dentro de de las actividades de mantenimiento preventivo podemos describir los siguientes:

- **Gastos de vehículos:** Incluye los costos de mantenimiento, seguro, SOAT, impuesto vehicular y combustible de los vehículos empleados en las actividades de O&M del Concesionario.
- **Gastos de materiales e insumos:** Comprende planos, órdenes de trabajo, repuestos/accesorios, materiales utilizados para mantenimiento, contratistas y otros.
- **Gastos de máquinas y equipamientos:** Corresponden a bienes reutilizables considerándose los equipos y maquinarias utilizados para el desarrollo de las distintas actividades y procesos del Concesionario.
- **Gastos de personal:** Corresponde a los costos de los recursos humanos efectivamente destinados a la realización de las actividades y procesos de la EM.
- **Gastos generales y utilidad:** Corresponde a un 30% sobre el total de los otros costos (unitarios) en concepto de gastos indirectos y utilidad del contratista prestador del servicio (tercerizado).

5.2.1.2 Costos de operación y mantenimiento de distribución de comercialización

Estos costos corresponden con las actividades de gestión comercial y comercialización de los servicios. Dichos costos se estructuran de acuerdo a la siguiente clasificación:

- Costos directos de comercialización (lectura, reparto, impresión y facturación, call center, cobranza, marketing, publicidad y comunicación);
- Costos de personal de supervisión de comercialización;
- Otros gastos generales (indirectos).

5.2.1.3 Costos de operación y mantenimiento de distribución de administración

Aquí se concentran todos aquellos costos generados por las funciones de apoyo y aquellos procesos principales que no pueden imputarse en forma directa a alguno de los negocios citados anteriormente. Debe analizarse la estructura de la empresa requerida para el desarrollo de la actividad de distribución. Aquí son considerados los costos asociados a las actividades y funciones tales como gerenciamiento general, planeamiento estratégico, contabilidad, administración financiera, gestión de recursos humanos, control de gestión y otras actividades de apoyo.

5.2.2 Metodologías empleadas para la determinación de costos de O&M, comercialización y administración.

Las áreas de O&M y comercialización tienen un análisis por procesos y/o actividad, en tanto que el área administración presenta un análisis global centrado en los recursos humanos requeridos. Por último, los gastos generales o indirectos son estimados en base a información histórica del concesionario.

Gráfico N° 102 Metodologías utilizadas para cada una de las actividades



Fuente: Elaboración propia

5.2.3 Criterios para la estimación de los costos de personal de administración

Los costos de personal de administración se componen por los costos asociados a la cantidad de personal por su salario respectivo de las actividades de cada uno de los rubros considerados como parte de los costos de explotación. Dichos costos se determinan en base al número de empleados y a su remuneración anual correspondiente.

5.2.3.1 Estructura Central Actual de CÁLIDDA

En esta instancia se describen los costos considerados en la estructura central de CÁLIDDA, donde se llevan a cabo la gran mayoría de las tareas de gestión y administración, se concentran las funciones de dirección de las dependencias comerciales y de las tareas de operación y mantenimiento, como así también la dirección y presidencia de la distribuidora.

Con el fin de ilustrar la organización actual de la empresa, a continuación, se presenta el organigrama real de CÁLIDDA. La estructura que se presenta abarca toda la empresa, incluyendo estructura central y actividades de red y comerciales.

Gráfico N° 103 Organigrama real actual de la empresa CÁLIDDA



Fuente: Reporte Sostenibilidad CÁLIDDA 2016

A diciembre de 2016, CÁLIDDA cuenta con 376 empleados (entre propios y contratados), distribuidos de la siguiente forma:

Tabla N° 70 Número de personal real actual de la empresa CÁLIDDA por área

Área de Trabajo	# de Personas Asignadas
Gerencia General	3
Gerencia de Relaciones Externas	14
- Gerencia - Arqueología - Comunicaciones - Relaciones Comunitarias - Responsabilidad Corporativa	3 3 3 0 5
Gerencia Asuntos Regulatorios y Legales	12
Gerencia de Gestión Humana	6
Gerencia de Auditoría Interna	3
Gerencia de Abastecimiento	22
Gerencia Comercial	70
- Gerencia - Proyectos y nuevos negocios - Ventas Comercial - Ventas Residencial - Administración Comercial - Servicio al Cliente - Grandes Clientes - Marketing	1 1 4 9 12 33 7 3
Gerencia de Operaciones	198
- Gerencia - Operación	1 32

Área de Trabajo	# de Personas Asignadas
• Mantenimiento • Ingeniería • HSE • Redes Externas • Instalaciones Internas • Proyectos	60 20 12 30 35 8
Gerencia Financiera y Administrativa	48
• Administración • Contabilidad • Gerencia • Planeamiento Estratégico • Proyectos • Recaudación, Crédito y Cobranzas • Recursos Financieros • Sistemas y Telecomunicaciones	15 7 2 1 1 8 5 9
TOTAL GENERAL	376

Fuente: CÁLIDDA

5.2.3.2 Estructura Central Propuesta

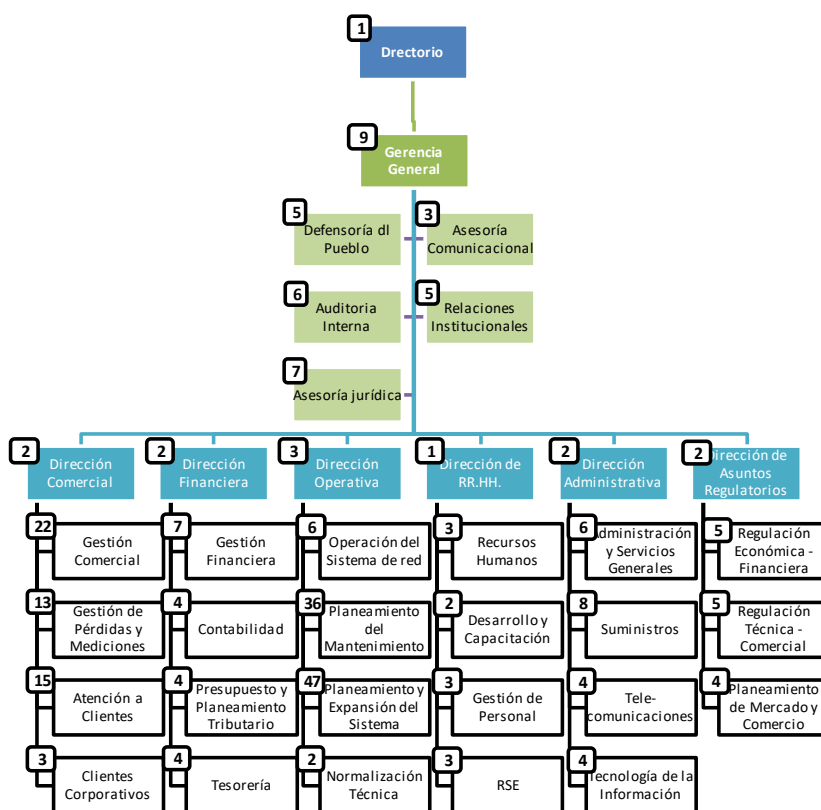
La estructura organizativa en cuanto a cantidad de personal se determinó considerando la estructura central actual del Concesionario y las estructuras de empresas similares. Para fines de estimación del número de empleados y la propia estructura del organigrama de la EM, se recurrió a modelos y dimensionamientos de estructuras centrales disponibles a través de los trabajos llevados adelante por ANEEL. En dichos trabajos puede observarse que, aunque el dimensionamiento de la estructura es determinado en función del tamaño de la empresa (clientes e instalaciones), los cargos de alto nivel son los típicos de las empresas de servicios públicos y no dependen del tamaño de la empresa. En general solo se adecuan en función del tamaño los jefes, asistentes, analistas, es decir el personal de menor jerarquía.

Para poder circunscribir estas referencias a la realidad de CÁLIDDA, del universo de empresas brasileras, se identificó aquella que resultó más semejante en términos de número de clientes, densidad poblacional del área de cobertura y ranking de eficiencia de los OPEX (extraído del estudio realizado por la ANEEL y plasmado en la Nota Técnica n° 407/2014-SER/ANEEL, de 04/12/2014). Estas empresas fueron Energisa Mina Gerais (EMG) y Energisa Tocantins (CELTINS) y fueron adoptadas como base para establecer las características generales de organización para CÁLIDDA.

Con respecto a la segmentación del personal, esta se realizó considerando los principales rubros de la EM de las empresas CELTINS y EMG³ de manera tal de tomar la mejores practicas en el hecho de construir una estructura ideal. Asimismo, cada rubro se conformó por unidades, las mismas estarán encargadas de las actividades comerciales, administrativas y técnicas de la empresa concesionaria.

Sobre la base de la siguiente estructura, se estimó el número de colaboradores de la EM, alcanzándose un total de 258 empleados distribuidos en la siguiente manera:

Gráfico N° 104 Organigrama propuesto para la EM y el personal por cargo



Fuente: Elaboración propia en base a comparativa con empresas eficientes de Brasil (Estudio ANEEL) y estructura definida a partir de empresas de referencias de EMG y CELTINS.

³ Web Aneel. Consultas Públicas: Nota Técnica 181_2008 e Anexos. Empresa Modelo de Referencia.

Tabla N° 71 Cantidad de personas ocupando un cargo en las diferentes áreas de la EM vinculadas a un nivel remunerativo

Área	Posición	Unidades	Nivel Remunerativo
ADMINISTRACIÓN			
Directorio			
	Gerente general	1	Gerente
Gerencia General			
	Gerente general	2	Gerente
	Gerente directivo	6	Gerentes de división
	Supervisor gerencia general	1	Jefes
	Asistente gerencia general	2	Auxiliares
Defensoría del Pueblo			
	Gerente de defensoría del pueblo	1	Gerentes de división
	Coordinador en asuntos del pueblo	1	Coordinadores
	Asistente defensoría	3	Auxiliares
Asesoría Comunicacional			
	Gerente comunicacional	1	Gerentes de división
	Profesional en Rel. comunicacional	2	Profesionales
Auditoría Interna			
	Gerente Directivo	1	Gerentes de división
	Profesional en Auditoría	3	Profesionales
	Asistente auditoría	2	Auxiliares
Relaciones Institucionales			
	Gerente Directivo	1	Gerentes de división
	Profesional en Rel. Inst.	1	Profesionales
	Asistente auditoría	3	Auxiliares
Asesoría jurídica			
	Gerente Directivo	1	Gerentes de división
	Profesional en asesoría legal	5	Profesionales
	Asistente asesoría legal	1	Auxiliares
Dirección Financiera			
	Gerente Financiero	1	Gerentes de división
	Asistente administrativo	1	Auxiliares
Gestión Financiera			
	Jefe de Finanzas	4	Jefes
	Analista financiero	1	Analistas
	Asistente administrativo	2	Auxiliares
Contabilidad			
	Jefe de Contabilidad	2	Jefes
	Analista contable	1	Analistas
	Asistente administrativo	1	Auxiliares
Presupuesto y Planeamiento Tributario			
	Analista contable	3	Analistas
	Asistente administrativo	1	Auxiliares
Tesorería			
	Jefe de Tesorería	3	Jefes
	Analista especializado	1	Analistas

Área	Posición	Unidades	Nivel Remunerativo
ADMINISTRACIÓN			
Dirección de RR.HH.		1	
	Gerente en RRHH	1	Gerentes de división
Recursos Humanos		3	
	Coordinador de RRHH	3	Coordinadores
Desarrollo y Capacitación		2	
	Supervisor en desarrollo y capacitación	1	Profesionales
	Auxiliar en RRHH	1	Auxiliares
Gestión de Personal		3	
	Jefe de Personal	1	Jefes
	Asistente de Jefe de Personal	2	Auxiliares
RSE		3	
	Jefe en RSE	1	Jefes
	Asistente de Jefe de Personal	2	Auxiliares
Dirección Administrativas		2	
	Gerente Administrativo	1	Gerentes de división
	Asistente administrativo	1	Auxiliares
Administración y Servicios Generales		6	
	Jefe de Logística	2	Jefes
	Analista de Servicios generales	1	Analistas
	Auxiliar de logística	3	Auxiliares
Suministros		8	
	Jefe de Compras	3	Jefes
	Analista de compras	1	Analistas
	Auxiliar de Compras	4	Auxiliares
Telecomunicaciones		4	
	Analista de compras	3	Analistas
	Auxiliar de Compras	1	Auxiliares
Tecnología de la Información		4	
	Jefe de Sistemas e Informática	1	Jefes
	Asistente administrativo	2	Auxiliares
	Ingeniero en Sistemas	1	Profesionales
Dirección de Asuntos Regulatorios		2	
	Gerente Asuntos regulatorios	1	Gerentes de división
	Asistente administrativo	1	Auxiliares
Regulación Económica - Financiera		5	
	Jefe de Regulación	2	Jefes
	Coordinador de regulación	1	Coordinadores
	Asistente administrativo	2	Auxiliares
Regulación Técnica - Comercial		5	
	Jefe de Regulación	2	Jefes
	Coordinador de regulación	1	Coordinadores
	Asistente administrativo	2	Auxiliares
Planeamiento de Mercado y Comercio		4	
	Analista de planeamiento	2	Analistas
	Auxiliar de planeamiento	2	Auxiliares

COMERCIALIZACIÓN			
Dirección comercial		2	
	Gerente de Operación	1	Gerentes de división
	Asistente	1	Auxiliares
Gestión comercial		22	
	Gerente Comercial	1	Gerentes de división
	Asistente	9	Auxiliares
	Supervisor Venta Clientes Residenciales	4	Coordinadores
	Supervisor Venta Clientes Comerciales	4	Coordinadores
	Supervisor Venta Clientes Industriales	4	Coordinadores
Gestión de perdidas y mediciones		13	
	Técnicos	10	Auxiliares
	Analista Clientes Residenciales	1	Analistas
	Analista Clientes Comerciales	1	Analistas
	Analista Clientes Industriales	1	Analistas
Atención a clientes		15	
	Analista de Call Center	2	Analistas
	Analista de Atención a usuarios	2	Analistas
	Analista de Marketing	2	Analistas
	Auxiliar de Atención a usuarios	9	Auxiliares
Clientes Corporativos		3	
	Jefes Grandes Clientes	3	Jefes
OPERACIÓN			
Dirección Operativa		3	
	Gerente de Operación	1	Gerentes de división
	Asistente	2	Auxiliares
Operación del Sistema de red		6	
	Supervisor Técnico	2	Analistas
	Operador de Centro de control	2	Analistas
	Asistente	2	Auxiliares
Planeamiento del Mantenimiento		36	
	Coordinador Técnico Zonal	1	Coordinadores
	Asistente	4	Auxiliares
	Ingeniero de OyM	6	Profesionales
	Técnico de OyM	5	Analistas
	Auxiliar de OyM	4	Auxiliares
	Ingeniería de Ingeniería y Construcción	7	Profesionales
	Técnico de construcción	5	Analistas
	Auxiliar de construcción	4	Auxiliares
Planeamiento y Expansión del Sistema		47	
	Coordinador Técnico Zonal	1	Coordinadores
	Asistente	4	Auxiliares
	Ingeniero de OyM	6	Profesionales
	Técnico de OyM	10	Analistas
	Auxiliar de OyM	5	Auxiliares
	Ingeniería de Ingeniería y Construcción	6	Profesionales
	Técnico de construcción	10	Analistas
	Auxiliar de construcción	5	Auxiliares
Normalización Técnica		2	
	Coordinador Técnico Zonal	1	Coordinadores
	Asistente	1	Auxiliares

Fuente: Elaboración propia en base a comparativa con empresas eficientes de Brasil (Estudio ANEEL) y estructura definida a partir de empresas de referencias de EMG y CELTINS.

Cabe destacar que el personal de la estructura central se divide en personal de oficina Comercial que incluye las áreas de Dirección de Distribución y Comercialización, oficina

Técnica que conforma la Dirección Técnica y el resto de las áreas corresponden a Administración, sin incluir el personal dedicado a las actividades de mantenimiento ni el personal dedicado al call center y cobranzas.

A continuación, se resume la totalidad de empleados, de acuerdo con el nivel remunerativo y a los rubros de distribución, comercialización y administración:

Tabla N° 72 Cantidad total de personal por actividad

Cargo	Técnica	Comercial	Administración	Total
Gerente	-	-	2	2
Gerentes de división	1	2	15	18
Jefes	-	3	21	24
Coordinadores	3	12	6	21
Profesionales	25	-	13	38
Analistas	34	9	13	56
Auxiliares	31	29	39	99
Apoyo	-	-	-	-
Total	94	55	109	258

Fuente: Elaboración propia en base a comparativa con empresas eficientes de Brasil (Estudio ANEEL) y estructura definida a partir de empresas de referencias de EMG y CELTINS.

5.2.3.3 Horas disponibles

Para la determinación de la cantidad de personal involucrado en las tareas de mantenimiento y comerciales (call center y cobranza) es necesario el cálculo de las horas disponibles del personal. Para ello es necesario identificar el número de días de trabajo y luego multiplicando estos días por la cantidad de horas efectivas de trabajo. A tales efectos, se presenta en primer lugar el cálculo de los días hábiles disponibles y luego las horas disponibles por cada perfil (trabajadores de oficina y trabajadores de calle).

A continuación, se presenta una tabla resumen de los días considerados en el análisis:

Tabla N° 73 Total días laborables al año para el mercado de trabajo de Perú

Concepto	Horas Calle	Horas Oficina
A- Días Totales	365.00	365.00
B- Fines de semana	105.00	105.00
C- Feriados días hábiles	12.00	12.00
D- Vacaciones	30.00	30.00
E- Ausentismo (0,79% sobre A-B-C-D)	2	2
F- Total días laborables año	216	216

Fuente: Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo del Perú (feriados y vacaciones) y Reportes de Sostenibilidad Cálida (Ausentismo).

Se parte de los 365 días calendario, a estos se les descuentan los fines de semana y los feriados. Luego se descuentan los días de vacaciones (que capta la antigüedad media de la plantilla) y finalmente se incorpora el ausentismo. Se consideran aproximadamente 2 días de ausentismo al año, lo que corresponde a un 0,79% sobre los días calendario menos fines de semana, vacaciones y feriados. Con respecto al porcentaje de ausentismo empleado, esta referencia ha sido tomada de los reportes de sostenibilidad del Concesionario (2012-2015)

Se considera que el 0,79% de ausentismo aplicado para todo el quinquenio es un valor aceptable para este tipo de industria y al mantenerlo constante, le da la oportunidad a la empresa de apropiarse de las diferencias derivadas de eficiencias en la gestión que se logren sobre el personal.

En cuanto a las horas trabajadas, se parte de la referencia de 8,5 horas día, deduciendo 0,5 horas días en concepto de refrigerio y almuerzo, para los trabajadores de oficina y en el caso de los trabajadores de calle, se deducen una hora de almuerzo y 0,5 horas para tener en cuenta entre otros conceptos el alistamiento del personal una vez que ingresa a la empresa o al momento de retirarse. A continuación, se presenta el detalle de las horas día efectivas por perfil de empleado:

Tabla N° 74 Horas calles y oficina laborables por año

Concepto	Horas Calle	Horas Oficina
Horas laborales por día	7	8
Horas Año	1.512	1.728

Fuente: Elaboración propia en base a días laborales al año.

Finalmente, del producto entre los días disponibles para trabajo al año (216 días) y las horas disponibles (8 horas día para personal de oficina y 7 horas día para personal de calle), se calculan las horas hombre disponibles por año para cada perfil, las cuales ascienden a 1.728 horas_año para personal de oficina y 1.512 horas_año para personal de calle. Esta referencia de horas es fundamental para establecer la dotación de personal necesaria para el desarrollo de las actividades propias de la EM.

5.2.3.4 Salarios

A los fines de poder valorizar los costos del personal asignados a las distintas áreas que componen la empresa de referencia se definió una estructura jerárquica con su correspondiente nivel salarial. Los valores calculados son usados para la consideración del personal de la estructura central de la compañía de los distintos sectores de la ER.

Un punto importante al momento de determinar la escala salarial es no desconocer el mercado laboral en el cual está inmersa CÁLIDDA. A fin de capturar los costos de mano de obra que enfrentaría una empresa de gas en Lima y Callao, se consideró apropiado tomar como base las categorías establecidas a través de los convenios colectivos de trabajo y una estructura jerárquica adecuada para aquellas categorías de empleados que se encuentran fuera de convenio.

Las jerarquías establecidas son las siguientes, las cuales aplican a CÁLIDDA:

- **Cargos Ejecutivos:**
 - o Gerente General;
 - o Gerente de división.
- **Cargos Profesionales:**
 - o Jefes;
 - o Coordinadores;
 - o Profesionales;
 - o Analistas;
- **Cargos Base:**
 - o Auxiliares (técnicos);
 - o Apoyo.

Para la estimación de la remuneración anual de los cargos mencionados en el párrafo previo, fueron considerados los salarios del informe de la consultora Price Waterhouse Coopers con información de remuneraciones a diciembre de 2017:

Tabla N° 75 Niveles remunerativos básicos por cargo [USD]

Rubro	Gerente	Gerentes de división	Jefes	Supervisor	Ingeniero	Técnico	Auxiliar
Remuneración Básica Mes [USD]	31.309	12.047	10.483	4.169	2.556	1.575	1.047

Fuente: Elaboración en base a informe salarial PwC.

Es importante señalar que los niveles salariales expuestos no tienen incorporado todos los beneficios sociales en función al cargo jerárquico. Estos componentes que forman el costo total del personal y que se adiciona a la Remuneración Básica Anual, son:

- Gratificaciones: 2 remuneraciones básicas
- CTS: 16,67% de la remuneración básica
- Refrigerios y Pasajes: 3,99% de la remuneración básica
- Seguro actividades de riesgo: 3% de la remuneración básica
- Examen médico anual: 100 USD
- Capacitación: 1,29% de la remuneración básica
- Aporte EsSalud: 9% de la remuneración básica + Gratificaciones

De este modo, los salarios mensuales resultantes para cada categoría jerárquica son los que se exponen a continuación:

Tabla N° 76 Niveles remunerativos por cargo [USD]

Rubro	Gerente	Gerentes de división	Jefes	Supervisor	Ingeniero	Técnico	Auxiliar
Remuneración Básica Mes	31.309	12.047	10.483	4.169	2.556	1.575	1.047
Remuneración Básica Anual	375.713	144.569	125.794	50.032	30.667	18.903	12.567
Gratificaciones	62.619	24.095	20.966	8.339	5.111	3.151	2.095
CTS	36.529	14.056	12.230	4.864	2.982	1.838	1.222
Refrigerios y Pasajes	14.991	5.768	5.019	1.996	1.224	754	501
Seguro actividades de riesgo	11.271	4.337	3.774	1.501	920	567	377
Examen medico anual	100	100	100	100	100	100	100
Capacitación	4.838	1.862	1.620	644	395	243	162
Aporte EsSalud (9%)	39.450	15.180	13.208	5.253	3.220	1.985	1.320
Total calculado	545.511	209.966	182.711	72.730	44.618	27.541	18.344

Fuente: Elaboración en base a informe salarial PwC.

Por otro lado, en lo que refiere a la mano de obra destinada a las operaciones de call center y cobranza (las cuales fueron determinadas a partir de rendimientos) fueron asignados valores remunerativos definidos para la estructura administrativa considerando a los operadores de línea/cajeros en el rango “Auxiliares” y supervisores como “Coordinadores”:

Tabla N° 77 Valores remunerativos considerados para el personal de Call Center y Cobranza [USD DIC 2016]

Cargo	Costo por rango [USD/empleado-año]
Operadores de línea y Cajeros	18.344
Supervisores	72.730

Fuente: Elaboración en base a informe salarial PwC.

Por último, para realizar las distintas actividades de mantenimiento preventivo fueron definidas distintas configuraciones de equipos o cuadrillas de trabajo, cuyo número de integrantes varía según la carga y dificultad de cada actividad.

Estos equipos de trabajo tienen la particularidad de que, a diferencia de los empleados de la estructura central, su salario se encuentra expresado en USD/hora y se encuentran considerados como personal de terceros.

Para poder calcular el costo horario de una cuadrilla determinada, primero fue necesario el cálculo del costo horario de cada categoría de operarios:

Tabla N° 78 Salarios personal de actividades de mantenimiento [USD DIC 2016]

Categoría Personal Operación y Mantenimiento	Valor hora [USD/Hr]
Técnico	14,11
Operario	7,17
Ayudante	5,18

Fuente: Elaboración propia en base a información del Manual de Operación y Mantenimiento de GNLC - Gas de Camisea para Lima, Informe salarial PwC y Revista Costos Julio 2017.

En el caso del técnico fueron considerados los salarios del informe salarial de PwC para dicho rango, puesto que se considera que a diferencia del resto de la mano de obra se requiere un cierto grado de especialización y know how para realizar determinadas tareas de mantenimiento. Para los dos puestos restantes, se optó por los salarios informados por la Revista Costos de Julio 2017, incrementándolos a cada uno de ellos en un 20% por concepto de capacitación. A estos valores se les incorpora el costo hora relativa a los seguros de personal y uniformes y un porcentaje del 5% sobre el valor hora para herramientas y otros utensilios menores. El costo en uniformes surge de la entrega a los operarios que realizan las actividades de mantenimiento de un conjunto formado por un par de zapatos de seguridad, 2 pantalones, 3 camisas, 2 buzos, una casaca de trabajo y

elementos de seguridad (lentes, casco, ropa ignifuga, tapones auditivos, mascarillas para vapores y guantes de PVC).

Tabla N° 79 Total Costo de Vestimenta del personal por empleado

Vestimenta Personal		O&M
Tipo de prenda	Prendas por operario [Prendas/año]	Costo prenda [USD/prenda]
Calzado de seguridad	1	20,58
Camisa	3	10,29
Buzo/sweater	2	6,47
Casaca trabajo	1	26,46
Pantalón	2	14,41
Elementos de seguridad (lentes, casco, ropa ignifuga, tapones auditivos, mascarillas para vapores y guantes de PVC)	3	122,91
Total costo (USD/ empleado)		488,40

Fuente: Elaboración propia en base a valores de mercado.

Finalmente, los valores adoptados con la inclusión de los costos de herramientas y vestimentas corresponden a los aprobados:

Tabla N° 80 Salarios personal de actividades de mantenimiento con costos por concepto de herramientas y vestimenta [USD DIC 2016]

	Operarios O&M	Técnico	Operario	Ayudante
Costo hora + % por herramientas [USD/Hr]	14,82	7,53	5,44	
Uniformes [USD/Hr]	0,32	0,32	0,32	
Costo total hora [USD/Hr]	15,14	7,85	5,77	

Fuente: Elaboración propia en base a valores presentados en tablas anteriores.

5.2.4 Gastos generales de distribución, comercialización y administración

En este ítem son incluidos los costos de aquellos materiales y servicios necesarios para desarrollar las actividades de la distribuidora (gestión, administración y comercialización) pero que no se pueden asignar directamente a un único proceso o actividad ya que no se puede identificar exactamente cuánto de ellos se deriva de cada actividad (materiales de oficina, internet, telefonía, etc.).

En esta categoría serán incluidos los gastos relativos a:

- **Seguros del personal:** incluye el costo de la empresa por mantener su personal protegido frente a posibles accidentes y enfermedades laborales y daños a terceros;

- **Alquiler de oficinas;**
- **Tecnología de la información:** red de datos para uso Comercial y Operativo;
- **Seguridad y vigilancia:** costo del servicio de guardia y control de los establecimientos de la empresa;
- **Serv. Comunic (internet y teléfono), Elect., Agua etc.:** costos referidos a la provisión de los servicios mencionados;
- **Muebles y Accesorios:** costos relacionados con la manutención de las instalaciones de los establecimientos;
- **Servicios de Limpieza y Cafetería:** son los costos para el mantenimiento de las condiciones adecuadas de higiene del establecimiento y refrigerios para el personal;
- **Otros servicios:** se incluyen en este rubro costos referidos a gastos de eventos, postales y mensajería, fletes, etc.;
- **Gastos de viajes y representación:** costos de pasajes de transporte (en algunos casos los gastos en movilidad), los viáticos y el alojamiento de los empleados de la empresa que deban efectuar viajes por motivos laborales;
- **Consultorías y Estudios Tarifarios:** costos incurridos en consultoría comercial y regulatoria;
- **Servicios Contables y Administrativos:** costos incurridos en conceptos de servicio de consultorías del tipo tributarias y/o trabajos de índole administrativo;
- **Mantenimiento de Sistemas y Lic. Software:** se incluyen los costos relativos a reparaciones y servicio técnico de software y hardware;
- **Auditorías:** costos en conceptos de auditorías financieras;
- **Suscripciones:** incluyen costos relativos a suscripciones en revistas y diarios;
- **Servicios Legales y Técnicos:** costos en concepto de consultorías jurídicas.

Para la determinación de los gastos generales mencionados anteriormente, fueron calculadas dos categorías de costos tomando como fuente los costos contables correspondientes al periodo 2013-2016 informados por el concesionario:

1. Gastos generales con impulsores;
2. Gastos fijos.

En el caso del primero, fue determinado un costo promedio unitario considerando los valores correspondientes al periodo 2013-2016 y las variables físicas asociadas a este costo. Así por ejemplo, para el caso de gastos por concepto de capacitación, se consideraron los gastos de capacitación realizados durante los años 2013-2016 y la evolución de personal por función (comercialización, administración y operación y mantenimiento) para el mismo

periodo, obteniéndose un valor unitario promedio generado a partir de los unitarios históricos calculados para cada área.

Por otro lado, ciertas partidas de gastos generales se las consideró fijas y se las mantuvo constante a la hora de realizar la proyección.

A continuación, se presentan los valores empleados para generar la proyección de gastos generales del periodo 2018-2022:

Tabla N° 81 Gastos generales variables por driver [USD DIC 2016]

Concepto	Costo asociado al driver [USD/driver-año]		
	Técnica	Comercial	Administración
Servicios de Limpieza y Cafetería	193,24	7,82	465,86
Seguros	311,46	132,49	222,53
Alquiler de oficinas	-	-	713,91
Serv. Comunic., Elect., Agua etc.	744,14	-	7.011,97
Gastos de representación	6,97	1,44	28,80
Seguridad	132,16	-	5.298,58
Muebles y Accesorios	-	-	436,43
Mantenimiento de Sistemas y Lic. Software	197,81	0,49	947,15

Fuente: Elaboración propia en base a valores contables informados por el concesionario.

Tabla N° 82 Drivers asociados a las partidas de costos

Concepto	Driver		
	Técnica	Comercial	Administración
Servicios de Limpieza y Cafetería	Empleados totales OyM	Empleados totales Comercial	Empleados totales Administración
Seguros	Empleados totales OyM	Empleados totales Comercial	Empleados totales Administración
Alquiler de oficinas	m2 Oficina Técnica	m2 Oficinas comerciales	m2 Estructura central
Serv. Comunic., Elect., Agua etc.	Empleados totales OyM	Empleados totales Comercial	Empleados totales Administración
Gastos de representación	Empleados totales OyM	Empleados totales Comercial	Empleados totales Administración
Seguridad	Empleados totales OyM	Empleados totales Comercial	Empleados totales Administración
Muebles y Accesorios	Empleados totales OyM	Empleados totales Comercial	Empleados totales Administración
Mantenimiento de Sistemas y Lic. Software	Empleados totales OyM	Empleados totales Comercial	Empleados totales Administración

Fuente: Elaboración propia en base a valores contables informados por el concesionario.

Tabla N° 83 Gastos generales fijos anuales [USD DIC 2016]

Concepto	Costo anual [USD/año]		
	Técnica	Comercial	Administración
Otros servicios	21.746	24.987	547.857
Gastos de Viaje	17.084	7.662	212.088
Consultorías y Estudios Tarifarios	232.665	271.044	689.321
Servicios Contables y Administrativos	-	-	80.191
Auditoría	-	-	65.688
Servicios Legales y Técnicos	2.377	-	229.285
Tecnología de la información	-	262	1.392.355
Suscripciones	-	-	16.345
Seguros	-	-	2.143.748

Fuente: Elaboración propia en base a valores contables informados por el concesionario.

5.3 Costos Estándares Directos

A continuación, se analizan los COyM para las actividades de distribución y comercialización de la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao.

5.3.1 Costos de operación y mantenimiento de distribución

En las actividades de operación y mantenimiento, los costos son obtenidos observando las siguientes premisas básicas:

- 1) Identificación y enumeración de las actividades y/o procesos esenciales (imprescindibles) para una prestación eficiente de los servicios de O&M;
- 2) Identificación de las variables físicas descriptivas del proceso (driver que se empleará para escalar el costo unitario de la actividad de la empresa de referencia teórica al Concesionario en estudio);
- 3) Determinación del “costo eficiente unitario” de cada una de las procesos y actividades esenciales;
 - o Identificación de los rendimientos eficientes unitarios (tiempos) de las actividades;
 - o Determinación de los recursos humanos, materiales, insumos, infraestructura, maquinaria y herramientas necesarias para la ejecución de los procesos y actividades;
 - o Identificación de precios unitarios;
- 4) Determinación de los costos eficientes totales de la actividad según los impulsores y frecuencia de cada actividad.

Como ya se mencionó en la sección 5.2.1.1, los costos directos de distribución derivan de las siguientes tareas:

- Mantenimiento preventivo y correctivo;
- Odorización;
- Línea de emergencia;
- Costo de atender y solucionar emergencias;
- Mantenimiento de acometidas;
- Mantenimiento de infraestructura de red;
- Calidad de gas;
- API 1162;
- Mantenimiento y actualización de SCADA;

5.3.1.1 Costos directos de distribución

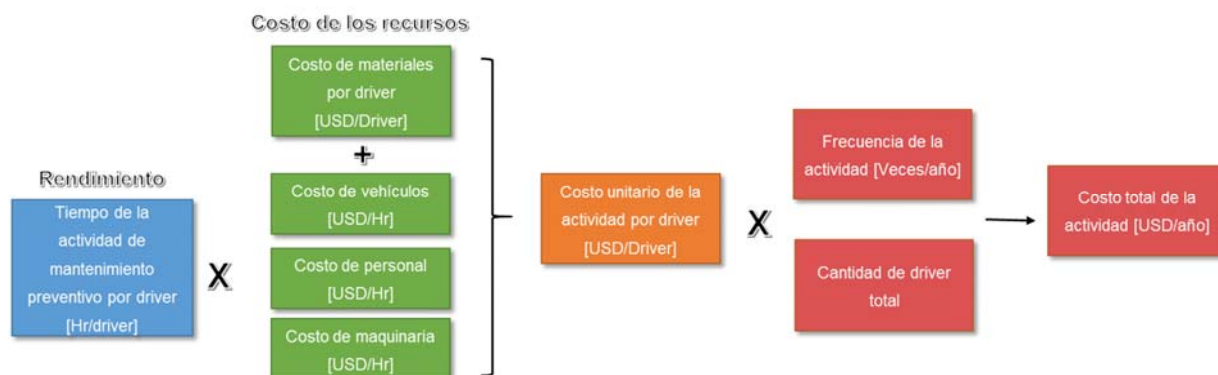
5.3.1.1.1 Mantenimiento preventivo

5.3.1.2 Actividades de mantenimiento preventivo en campo

Para su determinación fue calculado el costo unitario por driver⁴ de cada una de las actividades de mantenimiento preventivo teniendo en cuenta sus rendimientos y los costos de los recursos necesarios para su ejecución mas un adicional en concepto de gastos generales y utilidad del contratista. Luego, los costos eficientes totales de las actividades son obtenidos según los impulsores y frecuencia de cada actividad:

⁴ Se llama driver al impulsor de costos de la actividad. En este caso a cada actividad se le fue asociado un activo físico. Ej.: En la actividad “Detección de Fugas en Redes de Alta Presión” el driver es Km de Red de Acero de AP.

Gráfico N° 105 Construcción del costo total de la actividad de mantenimiento preventivo



Los costos unitarios definidos surgen de las siguientes actividades de mantenimiento programado con sus respectivos rendimientos:

Tabla N° 84 Actividades de mantenimiento preventivo

Actividad	Tiempo [Hr/Driver]	Frecuencia anual
Detección de Fugas	2,00	1
Patrullaje de Red	0,10	12
Mantenimiento de válvulas de bloqueo de línea	4,00	1
Patrullaje de válvulas de bloqueo de línea	0,25	12
Mantenimiento de Trampas de Scraper	2,47	1
Patrullaje de Trampas Scraper	0,83	12
Relevamiento de potenciales	0,22	1
Medición de corriente impresa	0,81	2
Monitoreo de unidades de corriente impresa	0,42	6
Verificación de aislamientos	1,50	2
Inspección corrosión atmosférica	2,00	1
Mantenimiento mensual City Gate	11,92	12
Mantenimiento cuatrimestral City Gate	20,00	4
Mantenimiento anual City Gate	22,50	1
Mantenimiento Mensual Estaciones de Regulación del Sistema de Distribución	3,00	12
Mantenimiento Cuatrimestral Estaciones de Regulación del Sistema de Distribución	2,42	4
Mantenimiento Anual Estaciones de Regulación del Sistema de Distribución	1,92	1
Mantenimiento del Sistema de Odorización	1,77	12
Mantenimiento del Cromatógrafo	3,00	1
Inspección Sistema de Medición	4,00	3
Mantenimiento Sistema Medición	4,00	1
Mantenimiento Sistema de Control Local	3,00	4
Monitoreo de nivel de odorante	1,78	12

Actividad	Tiempo [Hr/Driver]	Frecuencia anual
Inspección sistemas de mitigación AC	0,81	3
Mantenimiento de transmisores	3,90	1
Detección de Fugas - PE	2,00	1
Patrullaje de Red - PE	0,10	1

Fuente: Elaboración propia en base a información del Manual de Operación y Mantenimiento de GNLC - Gas de Camisea para Lima y Callao y actividades de Empresa de Referencia presentada por el concesionario.

La mano de obra corresponde al equipo de trabajo necesario para el correcto desarrollo de la actividad. Además de identificar cada uno de los recursos humanos necesarios (cantidad y jerarquía) se definió el costo unitario o valor hora de cada recurso. Por lo que, a cada una de las actividades seleccionadas, se les fue adjudicado un conjunto de recursos empleando los siguientes datos:

Tabla N° 85 Costo total por hora de la mano de obra (por equipos de trabajo)

Número Cuadrilla	Técnico	Operario	Ayudante
EQ1	-	1	1
EQ2	-	1	2
EQ3	2	-	-
EQ4	1	-	-
EQ5	3	-	-
EQ6	1	-	1

Fuente: Elaboración propia en base a información del Manual de Operación y Mantenimiento de GNLC - Gas de Camisea para Lima y Callao.

Los materiales e insumos son todos aquellos elementos no reutilizables que se requieren para el desarrollo de cada actividad y/o proceso de mantenimiento.

Tabla N° 86 Materiales e insumos (elementos no reutilizables requeridos en la actividad) [USD DIC 2016]

Material	Costo unitario [USD/unidad]
Planos	3,85
Formularios	1,54
Orden de trabajo	1,15
Materiales utilizados en el mantenimiento de Válvulas de Bloqueo de Línea	241,42
Repuestos de Válvulas de Bloqueo	150,89
Materiales utilizados en el mantenimiento de Trampas de Scraper	120,71
Repuestos de las Trampas de Scraper	482,83
Electrodo de referencia	103,42
Materiales utilizados en el mantenimiento mensual City Gate	603,54

Material	Costo unitario [USD/unidad]
Contratista en Mantenimiento de Válvulas de línea	16.635,28
Contratista en Mantenimiento de Trampas de Scraper	366,95
Contratista Mantenimiento cuatrimestral - City Gate	4.121,03
Contratista Mantenimiento Anual - City Gate	7.331,69
Materiales utilizados en el cuatrimestral del City Gate	2.414,17
Materiales utilizados en el mantenimiento anual del City Gate	4.828,34
Materiales utilizados en el mantenimiento mensual de la estación reguladora de presión	277,63
Materiales utilizados en el mantenimiento cuatrimestral de la estación reguladora de presión	446,62
Materiales utilizados en el mantenimiento anual de la estación reguladora de presión	615,61
Contratista Mantenimiento cuatrimestral - Estación Reguladora de Presión	157,08
Contratista Mantenimiento anual - Estación Reguladora de Presión	327,75
Materiales utilizados en el mantenimiento mensual del Sistema de Odorización	241,42
Materiales utilizados en el mantenimiento cuatrimestral del Sistema de Odorización	482,83
Materiales utilizados en la inspección de mitigación AC	17,87
Materiales utilizados en el monitoreo de puntos de inyección	12,07
Materiales utilizados en el mantenimiento trimestral de RTU	39,41
Materiales utilizados en el mantenimiento del Cromatografo	182,57
Materiales utilizados en el mantenimiento de medidores	223,17
Materiales utilizados en el mantenimiento de transmisores	102,62
Materiales utilizados en el mantenimiento anual de la red de baja presión	36,21
Repuestos utilizados en mantenimiento anual de la red de baja presión	120,71
Materiales utilizados en el Centro de Control	1.207,08
Materiales utilizados en la Operación del City Gate, ERP	2.414,17

Fuente: Elaboración propia en base a valores de mercado y valores ajustados de RTI CALIDDA 2014.

Por el contrario, las máquinas y herramientas son aquellos bienes reutilizables que son necesarios para el correcto desarrollo de la actividad. Estos elementos requieren de un análisis especial ya que al ser bienes perdurables pueden estar incluidos en las inversiones (reconocidas) del Concesionario por lo que en ese caso serán excluidos de los costos operativos. De todas maneras, fue estimado un costo unitario asociado al uso de cada herramienta, este valor unitario fue estimado como una anualidad equivalente (que considere el aprovechamiento y desgaste del bien), como sigue a continuación:

Tabla N° 87 Maquinarias y equipos (bienes reutilizables)

Concepto	Costo unitario [USD/hora]
Detector de Fuga de Gas en Redes de Distribución	3,35
Detector de tuberías	3,41
Equipo de seguridad	0,04
Detector de Fuga de Gas en Instalaciones Interiores	0,42

Concepto	Costo unitario [USD/hora]
Binoculares	0,02
Voltímetro	0,12
Megómetro	0,12
Odorómetro	0,86
Radio	0,99

Fuente: Elaboración propia en base a valores de mercado y valores ajustados de RTI CÁLIDDA 2014.

Para el caso de los vehículos, fue estimado un valor hora a partir de los costos referidos a seguros (vehicular y SOAT), mantenimiento, otros (impuesto vehicular) y combustibles:

Tabla N° 88 Calculo costo horario de motocicleta

MOTOCICLETA 125 cc		COSTO (S./día)
Costo de Inversión		3,54
Costo (US\$)	1.177,97	
Accesorios (Protección vehicular)	255,00	
Vida útil (años)	5,00	
Costo de Operación y Mantenimiento		32,23
Combustible		14,67
Recorrido (km/día)	100,00	
Recorrido (km/año)	26.400,00	
Rendimiento (km/galón)	75,00	
Cantidad de combustible (galón/día)	1,33	
Costo de combustible (S./galón)	11,00	
Cambio de aceite y filtro pulverizado		0,93
Frecuencia (km)	5.000,00	
Costo (S./) referido a un año de operación	245,00	
Lavado y engrase		0,47
Frecuencia (km)	5.000,00	
Costo (S./) referido a un año de operación	123,00	
Afinamiento		2,04
Frecuencia (km)	100.000,00	
Costo (S./) referido a un año de operación	538,00	
Mantenimiento Mayor		2,02
Frecuencia (km)	40.000,00	
Costo (S./) referido a un año de operación	534,00	
Reparación o cambio de motor		0,69
Frecuencia (km)	100.000,00	
Costo (S./) referido a un año de operación	183,40	
Otros Gastos		
Peajes (S./día)		0,50
Cochera (S./día)		2,00
Cambio de llantas		0,49
Frecuencia (km)	50.000,00	
Costo (S./)	245,00	

MOTOCICLETA 125 cc		COSTO (S/./día)
Cambio de batería		0,23
Frecuencia (años)	1,00	
Costo (S/.)	61,00	
Seguros y Revisión		
Seguro (S/./día)		6,61
SOAT (S/./ día)		1,20
Revisión Técnica		0,28
SAT (1% del costo de inversión por año, durante 3 años)		0,10
Total Costo de Inversión		3,54
Total Costo de Operación		32,23
Total Costos		35,77
Total Costos (S/./h-m)		4,47
Total Costos (US\$/h-m)		1,37

Fuente: Elaboración propia en base a valores de mercado extraídos de Todo Autos y modelo de calculo GDP de Cargos Extratarifarios.

Tabla N° 89 Calculo costo horario de Furgoneta

FURGONETA		COSTO (S/./día)
Costo de Inversión		13,93
Costo (US\$)	11.262,71	
Accesorios (US\$)		
Vida útil (años)	10,00	
Vida Útil (Horas anual)	2112	
Vida Útil Total (Horas)	21120	
Valor de Rescate (Vr)	S/. 0,00	
Costo de Operación y Mantenimiento		91,58
Combustible		37,49
Recorrido (km/día)	200,00	
Recorrido (km/año)	52.800,00	
Rendimiento (km/galón)	57,00	
Cantidad de combustible recorrido (galón/día)	3,51	
Costo de combustible (S/./galón)	10,68	
Mantenimiento		13,85
Costo (US\$) c/5000, 15000, 25000, 35000 ... km	80,00	
Costo (US\$) c/10000, 20000, 30000, 40000 ... km	200,00	
Costo total al año (US\$)	1.120,00	
Costo total al año (S/.)	3.656,80	
Mantenimiento Mayor		1,93
Costo (S/.) (una vez durante vida útil)	5.000,00	
Costo (S/./año)	510,00	
Otros gastos		8,73
Peajes (S/./mes)	124,00	

FURGONETA		COSTO (S/./día)
Cochera (S/./mes)	68,00	
Cambio de llantas		7,31
Frecuencia (km)	60.000,00	
Costo (S/.)	2.192,00	
Cambio de batería		1,07
Frecuencia (años)	1	
Costo (S/.)	282,00	
Conductor		
Accesorios de Seguridad y Señalización		3,71
Costo anual (US\$)	300,00	
Seguros, Servicio GPS y Revisión Técnica		17,07
Seguro (US\$/año)	800,00	
SOAT (US\$/año)	100,00	
Servicio de GPS (US\$/año)	300,00	
Revisión Técnica Vehicular (US\$/año)	180,00	
SAT (1% costo de inversión por año, durante 3 años)		0,42

Costo de Inversión	13,93
Costo de Operación	91,58
Total Costos	105,51

Total Costos (S/./h-m)	13,19
Total Costos (US\$/h-m)	4,04

Fuente: Elaboración propia en base a valores de mercado extraídos de Todo Autos y modelo de calculo GDP de Cargos Extratarifarios.

Tabla N° 90 Calculo costo horario de Pick Up

PICK UP		COSTO (S/./día)
Costo de Inversión		30,75
Costo (US\$)	24.864,41	
Accesorios (US\$)		
Vida útil (años)	10,00	
Vida Útil (Horas anual)	2.112,00	
Vida Útil Total (Horas)	21.120,00	
Valor de Rescate (Vr)	0,00	
Costo de Operación y Mantenimiento		97,05
Combustible		42,46
Recorrido (km/día)	200,00	
Recorrido (km/año)	52.800,00	
Rendimiento (km/galón)	51,85	
Cantidad de combustible recorrido (galón/día)	3,86	
Costo de combustible (S/./galón)	11,00	
Mantenimiento		13,85
Costo (US\$) c/5000, 15000, 25000, 35000 ... km	80,00	

PICK UP		COSTO (S/./día)
Costo (US\$) c/10000, 20000, 30000, 40000 ... km	200,00	
Costo total al año (US\$)	1.120,00	
Costo total al año (S/.)	3.656,80	
Mantenimiento Mayor		1,93
Costo (S/.) (una vez durante vida útil)	5.000,00	
Costo (S/./año)	510,00	
Otros gastos		8,73
Peajes (S/./mes)	124,00	
Cochera (S/./mes)	68,00	
Cambio de llantas		7,31
Frecuencia (km)	60.000,00	
Costo (S/.)	2.192,00	
Cambio de batería		1,07
Frecuencia (años)	1	
Costo (S/.)	282,00	
Conductor		
Accesorios de Seguridad y Señalización		3,71
Costo anual (US\$)	300,00	
Seguros, Servicio GPS y Revisión Técnica		17,07
Seguro (US\$/año)	800,00	
SOAT (US\$/año)	100,00	
Servicio de GPS (US\$/año)	300,00	
Revisión Técnica Vehicular (US\$/año)	180,00	
SAT (1% costo de inversión por año, durante 3 años)		0,92

Costo de Inversión	30,75
Costo de Operación	97,05
Total Costos	127,80

Total Costos (S/./h-m)	15,98
Total Costos (US\$/h-m)	4,89

Fuente: Elaboración propia en base a valores de mercado extraídos de Todo Autos y modelo de calculo GDP de Cargos Extratarifarios.

De esta manera, el resumen de los costos horarios calculados para cada uno de los vehículos se muestra a continuación:

Tabla N° 91 Costo horario de vehículos

Costo hora de operación [USD/Hr]	Camioneta Pick-Up	FURGONETA (GLP-90)	Motocicleta
	4,89	4,04	1,37

En líneas generales se tiene que, identificadas las tareas de O&M, se define la frecuencia anual de ejecución de cada una de ellas y tiempo estándar mantenimiento, los cuales deben

reflejar el estado del arte, las mejores prácticas y los requisitos de calidad. Paralelamente, se define la dotación de personal y equipamiento necesario (vehículos y máquinas) para la ejecución de cada una de las tareas de manera eficiente. Los procesos son valorados en función de los recursos necesarios para la ejecución de las tareas, obteniéndose los costos de cada una de las actividades de mantenimiento preventivo de la empresa de referencia para los años 2017-2022:

Tabla N° 92 Costo de las actividades de mantenimiento preventivo [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Detección de Fugas	35.019	38.179	38.590	39.018	39.779	40.517
Patrullaje de Red	29.758	32.439	32.787	33.150	33.796	34.422
Inspección red AP	375.428	375.428	375.428	375.428	375.428	375.428
Mantenimiento de válvulas de bloqueo de línea	118.784	118.784	118.784	118.784	118.784	119.373
Patrullaje de válvulas de bloqueo de línea	26.313	26.313	26.313	26.313	26.313	26.456
Mantenimiento de Trampas de Scraper	3.881	3.881	3.881	3.881	3.881	3.881
Patrullaje de Trampas Scraper	1.265	1.265	1.265	1.265	1.265	1.265
Relevamiento de potenciales	192.905	209.447	211.623	213.945	218.008	221.926
Monitoreo de unidades de corriente impresa	1.567	1.567	1.567	1.567	1.567	1.567
Inspección sistemas de mitigación AC	2.370	2.370	2.370	2.370	2.370	2.370
Medición de corriente impresa	1.316	1.316	1.316	1.316	1.316	1.316
Verificación de aislamientos	135.665	137.558	138.935	139.882	142.292	142.550
Inspección corrosión atmosférica	26.740	28.901	29.182	29.475	29.995	30.500
Mantenimiento mensual City Gate	69.013	69.013	69.013	69.013	69.013	69.013
Mantenimiento cuatrimestral City Gate	89.166	89.166	89.166	89.166	89.166	89.166
Mantenimiento anual City Gate	39.566	39.566	39.566	39.566	39.566	39.566
Mantenimiento Mensual Estaciones de Regulación del Sistema de Distribución	256.577	291.555	291.555	291.555	291.555	297.384
Mantenimiento Cuatrimestral Estaciones de Regulación del Sistema de Distribución	118.575	134.947	134.947	134.947	134.947	137.676
Mantenimiento Anual Estaciones de Regulación del Sistema de Distribución	38.091	43.382	43.382	43.382	43.382	44.264
Mantenimiento del Sistema de Odorización	21.849	21.849	21.849	21.849	21.849	21.849

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Monitoreo de nivel de odorante	3.184	3.184	3.184	3.184	3.184	3.184
Mantenimiento del calentador	97.191	97.191	97.191	97.191	97.191	97.191
Mantenimiento del Cromatógrafo	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623
Inspección Sistema de Medición	93.648	93.648	93.648	93.648	93.648	93.648
Mantenimiento Sistema Medición	31.216	31.216	31.216	31.216	31.216	31.216
Mantenimiento de transmisores	26.822	26.822	26.822	26.822	26.822	26.822
Mantenimiento Sistema de Control Local	52.062	52.062	52.062	52.062	52.062	52.062
Detección de Fugas - PE	608.184	672.667	722.042	771.307	813.240	816.461
Patrullaje de Red - PE	42.840	47.389	50.873	54.349	57.308	57.535
TOTAL	2.540.619	2.692.730	2.750.184	2.807.275	2.860.567	2.880.234

Fuente: Elaboración propia.

5.3.1.3 Mantenimiento infraestructura

Los mantenimientos de pintura, desmalezados, cercos, iluminación y accesos y otros mantenimientos, son algunos de las tareas incluidas dentro del mantenimiento de la infraestructura.

El costo total de esta actividad fue definido a partir de un costo unitario de mantenimiento de 53,80 por km de red, obtenido como una media de valores recopilados de la industria, y el número de km de red proyectados para el periodo 2017-2022:

Tabla N° 93 Costo de mantenimiento de la infraestructura [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mantenimiento infraestructura	530.363	595.886	644.112	692.247	733.603	737.439

Fuente: Elaboración en base a datos de la industria y km de red proyectados (VNR).

5.3.1.4 Mantenimiento y Actualización SCADA

Esta actividad incluye los costos de actualización y soporte del Software SCADA, garantías, mantenimiento y otros gastos administrativos. El costo para el servicio de soporte técnico y mantenimiento del Sistema SCADA fue obtenido a partir del documento “Estudio de posibilidades que ofrece el mercado de la contratación del servicio de mantenimiento y soporte del Sistema SCADA”⁵ publicado por Osinergmin.

⁵ <http://zonasegura.seace.gob.pe/mon/docs/procesos/2012/001921/872290651radCEA98.pdf>

Tabla N° 94 Costo de mantenimiento y actualización de SCADA [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mant. y Act. SCADA	44.037	44.037	44.037	44.037	44.037	44.037

Fuente: Valores ajustados del documento “Estudio de posibilidades que ofrece el mercado de la contratación del servicio de mantenimiento y soporte del Sistema SCADA”.

5.3.1.5 Centro de Emergencias

El centro de emergencias es la actividad destinada a solucionar los reclamos técnicos y atender las fallas que ocurran en la red de distribución de gas natural.

El costo total de esta actividad fue definido a partir de un costo unitario de operación de 2,26 por cliente obtenido como una media de valores recopilados de la industria y el número de clientes totales proyectados para el periodo 2017-2022:

Tabla N° 95 Costo de atender y solucionar emergencias [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Centro de emergencias	1.305.878	1.512.213	1.648.210	1.782.135	1.943.067	2.007.512

Fuente: Elaboración en base a datos de la industria y estimación de demanda (clientes) del consultor.

5.3.1.6 API 1162

El concesionario en su propuesta tarifaria presenta los costos derivados de la aplicación de la norma API 1162, totalizando 6.653.334 USD para el periodo 2017-2022. Sin embargo, dicha propuesta contiene ciertas inconsistencias, puesto que según datos del propio concesionario en el modelo de empresa de referencia la misma gastó en el 2017 429.756 USD en concepto de mantenimiento correctivo, resultando la cuenta API 16 veces superior al mantenimiento no programado. A su vez, no se puede apreciar una reducción del costo de mantenimiento correctivo en el periodo regulatorio, por lo que dichas acciones preventivas no serían efectivas. Por último, vale la pena indicar que muchas de las partidas incluidas en la estimación, ya se encuentran consideradas en otras cuentas de costos del registro contable, por lo que fueron excluidas a fines de evitar duplicidad de costos.

Tabla N° 96 Costos aplicación norma API 1162 [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022

API 1162	-	305.500	464.350	312.350	294.350	-

Fuente: Valores ajustados de Apéndice R API 1162 informado por el concesionario en su propuesta tarifaria.

De esta manera, el costo global de mantenimiento preventivo para el periodo 2017-2022, considerando las partidas enumeradas en los parrafos anteriores, queda conformado de la siguiente manera:

Tabla N° 97 Resumen costos de mantenimiento preventivo 2017-2022 [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mantenimiento Preventivo	4.420.897	5.150.366	5.550.893	5.638.045	5.875.624	5.669.222
Tareas de mantenimiento preventivo en campo	2.540.619	2.692.730	2.750.184	2.807.275	2.860.567	2.880.234
Mantenimiento infraestructura	530.363	595.886	644.112	692.247	733.603	737.439
Centro de Emergencias	1.305.878	1.512.213	1.648.210	1.782.135	1.943.067	2.007.512
Mantenimiento y Actualización de SCADA	44.037	44.037	44.037	44.037	44.037	44.037
API 1162	-	305.500	464.350	312.350	294.350	-

5.3.1.6.1 Mantenimiento correctivo

Los costos correspondientes al mantenimiento correctivo fueron estimados como un 6,9% del costo total correspondiente al resto de las partidas de operación y mantenimiento. Dicho porcentaje fue calculado a partir de la relación del costo total de mantenimiento correctivo y los costos totales de operación y mantenimiento informados por el concesionario en su propuesta de empresa de referencia.⁶

Tabla N° 98 Costo total de mantenimiento correctivo [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mantenimiento Correctivo	368.664	463.691	529.172	565.885	578.609	600.633

Fuente: Elaboración propia en base a valores informados por el concesionario.

Por otro lado, se estimaron los costos en concepto de reparación y calibración de medidores, el cual incluye todas las tareas que debe realizar el concesionario en caso de destrucción o daño de los medidores de los clientes como las de calibración y ajuste en laboratorios.

El costo total de esta actividad fue definido a partir de un costo unitario de mantenimiento de acometidas de 0,69 por cliente, obtenido como una media de valores recopilados de la industria, y el número de clientes totales proyectados para el periodo 2017-2022:

⁶ 201711 ER CALIDDA.xlsx

Tabla N° 99 Mantenimiento de acometidas [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mantenimiento de acometidas	397.512	460.321	501.719	542.486	591.474	611.091

Fuente: Elaboración en base a datos de la industria y estimación de demanda (clientes) del consultor.

De esta manera, el costo total de mantenimiento correctivo para el periodo 2017-2022 es:

Tabla N° 100 Costo total de mantenimiento correctivo [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mantenimiento de correctivo	766.176	924.012	1.030.890	1.108.371	1.170.083	1.211.724

5.3.1.6.2 Odorización de gas

El costo de la actividad de odorización surge del producto entre el costo de odorizar mil m³ de gas y el volumen proyectado para el periodo 2017-2017.

Tabla N° 101 Costo de odorización [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Odorización de gas	830.301	870.005	891.600	910.295	928.341	938.594

Fuente: Elaboración en base a valores de mercado y proyecciones de demanda del consultor.

En el caso del costo unitario de odorización, el mismo fue estimado a partir de un promedio entre el valor de mercado y los valores reconocidos en revisiones tarifarias pasadas:

Tabla N° 102 Costo promedio variable de odorización [USD DIC 2016]

Costo por m3 [USD/Mm3]	0,104

Fuente: Elaboración propia en base a valores de mercado y valores reconocidos en otras revisiones tarifarias de distribución de gas natural.

5.3.1.6.3 Línea de Emergencia

La atención de denuncias y situaciones de emergencias en el área de cobertura del Concesionario es realizada a través de una oficina que atiende las respectivas llamadas.

Para la determinación de los costos de atención telefónica de los reclamos se calculó la dotación necesaria de operadores en función a la cantidad de horas destinada por trabajador y por turno como así también el número de supervisores por turno cada diez trabajadores, definiendo el tiempo medio de atención promedio por llamada por cliente y

considerando como dato exógeno el % de clientes que realizan llamadas de emergencia, obtenido a partir del Reporte de Sostenibilidad 2013 del Concesionario.

Los parámetros considerados para el cálculo son los siguientes:

Tabla N° 103 Parámetros utilizados para el cálculo de costos de línea de emergencia

% De clientes que realizan llamadas de emergencias [%]	1,22%

Tiempo de atención[min]	1,40
Motivo del contacto	0,12
Nombre y apellido de la persona que llama	0,08
Teléfono de contacto	0,08
Información de utilidad para el diagnóstico del problema (ej.: dónde se percibe el olor a gas, si es en ambiente, en un recinto, en vereda, etc.).	0,25
Distrito donde ocurrió el evento	0,08
Dirección del evento	0,12
Referencias para la ubicación de la emergencia	0,12
Consejos de seguridad	0,42

Costo llamada [USD/MIN]	0,02

Remuneración Anual Operadores de línea [USD/año]	16.080
Remuneración Anual Supervisores [USD/año]	52.953

Fuente: Elaboración en base a información del Manual de Operación y Mantenimiento de GNLC - Gas de Camisea para Lima y Callao y Reporte de Sostenibilidad Cálida 2013.

El costo total de operación de la línea de emergencia calculada según los parámetros definidos anteriormente para el periodo 2017-2022 es:

Tabla N° 104 Costo de la línea de emergencia [USD DIC 2016] – año 2016

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costo de Personal [USD/año]	546.443	546.443	546.443	546.443	546.443	546.443
Costo operativo de las líneas [USD/año]	169	195	213	230	251	259
Materiales y Suministros de Oficina	903	903	903	903	903	903
Uniformes	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104
Total	548.619	548.646	548.663	548.680	548.701	548.709

Fuente: Elaboración propia.

5.3.1.6.4 Calidad de gas

Esta actividad incluye los costos de las tareas de monitoreo de la calidad del gas (muestreo de calidad de gas, determinación punto de rocío, etc.).

El costo total de esta actividad fue definido a partir de un ratio unitario de 2750 USD/ERP calculado teniendo en cuenta el costo de calidad de gas informado por el concesionario en su empresa de referencia y el número de estaciones de regulación y presión a 2017.

Tabla N° 105 Costo de calidad de gas [USD DIC 2016]

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Calidad de gas	115.520	132.023	132.023	132.023	132.023	134.773

Fuente: Elaboración propia en base a valores propuestos por el concesionario y ERP proyectadas (VNR).

5.3.1.7 Costos de personal de operación y mantenimiento de distribución de la estructura central

Este rubro incluye los costos del personal (incluidos los beneficios sociales) asociados a las actividades de operación y mantenimiento de las redes de distribución de gas natural, como son la gerencia, la operación del sistema, planeamiento del mantenimiento, expansión del sistema, etc. Se estima que para el año 2017 se cuenta con un total de 94 personas. En este costo de personal no es incluido el costo de mano de obra de las actividades de mantenimiento preventivo, ya que se encuentra considerado en las proyecciones presentadas en la tabla 31.

Gráfico N° 106 Dirección operativa del organigrama de la EM



Fuente: Estructura definida a partir de empresas de referencias de EMG y CELTINS.

El costo total de personal del área operación y mantenimiento de las redes de distribución de gas natural propuesta es valorizada tomando en cuenta los valores salariales de mercado de referencia para los diferentes escenarios que se han mencionado anteriormente en la sección de 0 y la cantidad de personas involucradas en cada nivel jerárquico.

Tabla N° 106 Costo total anual personal operativo [USD DIC 2016]

Cargo	Costo total área técnica [USD/Año]
Gerente	-
Gerentes de división	209.966
Jefes	-
Coordinadores	218.191
Profesionales	1.115.443
Analistas	936.393
Auxiliares	568.652
Apoyo	-
Total	3.048.644

Fuente: Elaboración en base a personal de la estructura central y salarios PwC.

5.3.1.8 Gastos generales de operación y mantenimiento de distribución

Los gastos generales de la gestión de distribución son proyectados acorde a los valores unitarios y las variables físicas asociadas a los mismos:

Tabla N° 107 Gastos generales de distribución [USD DIC 2016]

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Servicios de Limpieza y Cafetería	20.484	20.484	20.484	20.484	20.484	20.484
Seguros	33.015	33.015	33.015	33.015	33.015	33.015
Alquiler de oficinas	-	-	-	-	-	-
Serv. Comunic., Elect., Agua etc.	78.879	78.879	78.879	78.879	78.879	78.879
Gastos de representación	739	739	739	739	739	739
Seguridad	14.009	14.009	14.009	14.009	14.009	14.009
Muebles y Accesorios	-	-	-	-	-	-
Mantenimiento de Sistemas y Lic. Software	20.968	20.968	20.968	20.968	20.968	20.968
Otros servicios	21.746	21.746	21.746	21.746	21.746	21.746
Gastos de Viaje	17.084	17.084	17.084	17.084	17.084	17.084
Consultorías y Estudios Tarifarios	232.665	232.665	232.665	232.665	232.665	232.665
Servicios Contables y Administrativos	-	-	-	-	-	-
Auditoría	-	-	-	-	-	-
Servicios Legales y Técnicos	2.377	2.377	2.377	2.377	2.377	2.377
Tecnología de la información	-	-	-	-	-	-
Suscripciones	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-
Materiales y suministros de oficinas	5.038	5.038	5.038	5.038	5.038	5.038
Total	447.003	447.003	447.003	447.003	447.003	447.003

Fuente: Elaboración en base a valores históricos del Concesionario.

5.3.1.9 Resumen costos de distribución

En resumen, la siguiente tabla muestra los COyM de distribución que se agregan a los OPEX de la EM en el periodo 2017-2022:

Tabla N° 108 Costos de operación y mantenimiento de distribución [USD DIC 2016]

Actividad de operación y mantenimiento	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mantenimiento Preventivo	4.420.897	5.150.366	5.550.893	5.638.045	5.875.624	5.669.222
Mantenimiento Correctivo	766.176	924.012	1.030.890	1.108.371	1.170.083	1.211.724
Odorización de gas	830.301	870.005	891.600	910.295	928.341	938.594
Otros	664.139	680.668	680.686	680.703	680.724	683.482

Costos Directos	6.681.513	7.625.051	8.154.068	8.337.413	8.654.771	8.503.022
Costo de Personal	3.048.644	3.048.644	3.048.644	3.048.644	3.048.644	3.048.644
Gastos Generales	447.003	447.003	447.003	447.003	447.003	447.003
Total costos de distribución	10.177.160	11.120.698	11.649.715	11.833.060	12.150.418	11.998.669

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2 Costos de operación y mantenimiento de comercialización

Para estimar los costos asociados al área de comercialización se aplicará un procedimiento similar al empleado en el área de O&M, con excepción de algunos procesos serán estimados en base a un costo unitario por la cantidad total. Esta simplificación será aplicada a procesos que son generalmente tercerizados por las concesionarias de distribución de gas natural (Ej.: servicio de lectura de medidores o reparto de facturas).

5.3.2.1 Costos directos de comercialización

Tal como se establece en la Resolución OSINERGMIN N° 225-2008-OS/CD, los costos de comercialización involucran todas aquellas actividades y/o procesos que realiza el área comercial del Concesionario.

Basado en esto podemos identificar las siguientes actividades típicas de comercialización:

- **Facturación y cobranza:**
 - o Lectura de medidores (Categoría A y B);
 - o Lectura de medidores (Categoría C, D, GNV, E y GE);
 - o Reparto de facturas (Categoría A y B);
 - o Reparto de facturas (Categoría C, D, GNV, E y GE);
 - o Procesamiento, Impresión y facturación;
 - o Cobranza
- **Atención al cliente:**
 - o Call Center
- **Marketing:**
 - o MKT, Publicidad y comunicación

Debido a que el área comercial realiza varias actividades exógenas al núcleo del servicio regulado, en general recurren a terceros para realizar ciertas actividades o procesos. En estos casos hay contratos con remuneración especificada o precios unitarios por lo que resulta más simple para la construcción de la empresa de referencia fijar precios unitarios

basados en los valores de mercado. Los costos de dichas actividades se definieron en referencia a los costos promedios de un conjunto empresas distribuidoras de gas de la Argentina, cuya información fue obtenida de los procesos de RTI realizados durante el 2016.⁷

A continuación, se presenta el detalle de las actividades que son considerados para componer el costo directo de comercialización.

a. Lecturas de medidores

El costo de lectura de medidores surge de considerar el número de lecturas y el costo unitario de lecturas diferenciado por tipo de cliente.

El primer ítem de cálculo fue obtenido a partir del número de clientes de cada año del periodo 2017-2022 y la periodicidad de las lecturas de las distintas categorías. (Realizada una vez al mes, por lo que cada cliente recibe doce lecturas del medidor al año).

En cuanto al costo correspondiente a lectura de medidores, el mismo fue definido a partir del costo unitario aprobado en la revisión tarifaria del periodo 2014-2018.

Tabla N° 109 Costo de lectura por cliente

Actividad	[USD/cliente]
Lectura (A+B)	0,25
Lectura (C+D+GNV+E+GE)	1

Fuente: Elaboración en base a procesos de RTI Argentina 2016.

De esta manera el costo total por concepto de lectura para el periodo 2017-2022 es:

Tabla N° 110 Costo por lecturas 2017-2022 [USD DIC 2016]

Actividad [USD/año]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Lectura (A+B)	1.014.741	1.293.816	1.726.454	1.999.454	2.179.399	2.356.624
Lectura (C+D+GNV+E+GE)	7.032	7.224	7.440	7.764	7.944	8.040
Costo total	1.733.894	2.007.218	2.187.343	2.364.664	2.577.835	2.663.145

Fuente: Elaboración propia en base a proyección de clientes del consultor y proceso RTI Cálida 2014-2018.

b. Reparto de facturas

⁷ <https://www.enargas.gob.ar/secciones/audiencias-publicas/audiencias-publicas.php>

El costo de reparto de facturas surge de considerar el número de facturas repartidas y el costo unitario de lecturas diferenciado por tipo de cliente.

El primer ítem de cálculo fue obtenido a partir del número de clientes de cada año del periodo 2017-2022 y la periodicidad del reparto de facturas de las distintas categorías. (Realizada una vez al mes, por lo que cada cliente recibe doce facturas al año).

En cuanto al costo correspondiente al reparto de facturas fue definido a partir del costo unitario aprobado en la revisión tarifaria del periodo 2014-2018.

Tabla N° 111 Costo de reparto de facturas por cliente

Actividad	[USD/cliente]
Reparto (A+B)	0,15
Reparto (C+D+GNV+E+GE)	2,17

Fuente: Elaboración en base a procesos de RTI

Argentina 2016.

De esta manera el costo total por concepto de reparto de facturas para el periodo 2017-2022 es:

Tabla N° 112 Costo por lecturas 2017-2022 [USD DIC 2016]

Actividad [USD/año]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Reparto (A+B)	1.001.850	1.160.270	1.264.691	1.367.533	1.491.096	1.540.587
Reparto (C+D+GNV+E+GE)	11.904	12.422	12.710	12.864	13.248	13.286
Costo total	1.013.754	1.172.692	1.277.401	1.380.397	1.504.344	1.553.873

c. Fuente: Elaboración propia en base a proyección de clientes del consultor y proceso RTI

Cálida 2014-2018.

d. Procesamiento, Impresión y facturación

Se prevé la impresión de la facturación a ser repartidos a cada uno de los clientes, en el que se considera costos incurridos en la provisión del papel preimpreso, y el procesamiento de las facturas. Para la definición del costo unitario de este concepto, fue considerado el valor reconocido en el estudio de costos del Valor Agregado de Distribución del sector eléctrico. Bajo este criterio, el costo promedio de impresión por factura considerado es de **0,18 USD**.

De esta manera el costo por impresión y facturación para el periodo 2017-2022 es:

Tabla N° 113 Costos por impresión y facturación [USD DIC 2016]

Actividad [USD/año]	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Impresión y Facturación	1.244.386	1.441.004	1.570.597	1.698.216	1.851.570	1.912.980

Fuente: Elaboración propia en base a proyección de clientes del consultor y VAD sector electricidad.

e. Cobranzas

Los cobros de las facturas por el servicio de gas se efectúan a través de los siguientes sistemas:

- En las dependencias comerciales del concesionario.
- Mediante la opción pago por internet (internet).
- En entidades bancarias (ventanilla).

En el caso de la primera opción, el costo fue modelado a partir de los siguientes parámetros:

Tabla N° 114 Parámetros utilizados para definir el costo de cobranza en dependencias comerciales del concesionario

% De clientes que realizan pagos en dependencias comerciales	30%
Productividad cajero [clientes/día]	150
Días laborales	216
Remuneración Anual Cajeros [USD/año]	18.344
Remuneración Anual Supervisores [USD/año]	72.730

Fuente: Elaboración a Informe PwC.

Considerando los parámetros presentados en las tablas previas, es posible estimar el número de facturas pagadas en las dependencias comerciales y en segunda instancia calcular el número de cajeros y supervisores necesarios (se consideró 1 supervisor cada 10 cajeros). Siendo calculada la mano de obra necesaria, es estimado el costo de personal teniendo en cuenta las remuneraciones para cajeros y supervisores:

Tabla N° 115 Costos por cobranza en dependencias comerciales [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costo Personal [USD/año]	1.701.446	1.957.612	2.140.404	2.268.809	2.488.288	2.543.319
Insumos varios⁸[USD/año]	2.811	3.235	3.537	3.749	4.112	4.203
Costo total[USD/año]	1.704.257	1.960.847	2.143.940	2.272.558	2.492.400	2.547.521

Fuente: Elaboración propia en base a proyección de clientes del consultor, reporte de sostenibilidad del concesionario, remuneraciones Informe PwC y procesos de RTI Argentina 2016.

⁸ Estimado como un % del costo de personal, calculado a partir de los costos contables informados por el concesionario.

En el caso de la segunda y tercera opción disponible para abonar las facturas, fue calculado un costo anual a partir de la comisión cobrada por factura por las entidades bancarias. En el caso del pago realizado por internet, no se incluyó costo alguno. A continuación, se muestran los parámetros utilizados para definir el costo de comercialización para la cobranza de cada factura:

Tabla N° 116 Parámetros utilizados para definir el costo de cobranza por internet o ventanilla

% De pagos realizados por internet	20%
% De pagos realizados por ventanilla	50%

Fuente: Elaboración en base a información del mercado argentino.⁹

Tabla N° 117 Costo por factura pago ventanilla

Costo por factura pago ventanilla [USD/factura]	0,04

Fuente: Elaboración a procesos de RTI Argentina 2016.

Considerando las comisiones bancarias presentadas y el número de facturas proyectadas a pagar por parte de los clientes (teniendo en cuenta las proyecciones de clientes para el periodo 2017-2022) resultan los siguientes costos:

Tabla N° 118 Costos por cobranza mediante internet y ventanilla [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Comisiones pagadas a bancos [USD/año]	138.265	160.112	174.511	188.691	205.730	212.553

Fuente: Elaboración a procesos de RTI Argentina 2016.

f. Call Center

Para la atención telefónica de los clientes de la distribuidora se calculó la dotación necesaria de operadores en función a la cantidad de horas destinada por trabajador y por turno como así también el número de supervisores por turno cada diez trabajadores, definiendo el tiempo medio de atención promedio por llamada por cliente informado por el concesionario en su empresa de referencia y considerando el % de clientes que realizan reclamos del tipo técnico o consultas comerciales en el sector eléctrico y el costo del minuto de la llamada telefónica.¹⁰

Los parámetros considerados son los siguientes:

⁹ Tomado como referencia el mercado argentino, ya que el % de pagos realizados por internet fue solicitado al concesionario y no fue informado.

¹⁰ Proveedores AmericaTel y Claro.

Tabla N° 119 Parámetros utilizados para definir el costo de call center

% De clientes que realizan reclamos o consultas comerciales[%]	25%
Tiempo de atención[min]	3,30
Costo llamada [USD/MIN]	0,02
Remuneración Anual Operadores de línea [USD/año]	16.080
Remuneración Anual Supervisores [USD/año]	52.953

Fuente: Elaboración en base a información del concesionario, sector eléctrico, remuneraciones Informe PwC y proveedores de telefonía fija.

A partir de los parámetros definidos en la tabla previa y la proyección de llamadas a realizar por parte de los clientes en el periodo 2017-2022 (considerando la proyección de clientes estimada por el consultor para dicho periodo) es posible estimar los costos de operación de call center para cada uno de los años bajo estudio:

Tabla N° 120 Costos de call center

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costo de Personal [USD/año]	173.023	191.367	209.710	228.054	228.054	291.015
Costo operativo de las líneas [USD/año]	8.141	9.427	10.275	11.110	12.113	12.515
Materiales y Suministros de Oficina ¹¹	286	316	347	377	377	481
Uniformes	736	828	920	1.012	1.012	1.196
Total	182.186	201.938	221.252	240.553	241.556	305.207

Fuente: Elaboración en base a información del concesionario, COMGAS, RTI 2014-2018 Cálida, proveedores de telefonía fija y proyección de demanda del consultor.

a. Marketing, publicidad y comunicación

Los costos asociados a marketing, publicidad y comunicación fueron obtenidos como una media de valores recopilados de la industria, y el número de clientes residenciales incorporados año a año para el periodo 2017-2022:

Tabla N° 121 Marketing, publicidad y comunicación

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MKT, Publicidad y comunicación[USD/año]	3.047.740	1.921.762	1.266.328	1.247.137	1.498.596	600.037

Fuente: Elaboración en base a datos de la industria y estimación de demanda (clientes residenciales) del consultor.

¹¹ Estimado como un % del costo de personal, calculado a partir de los costos contables informados por el concesionario.

5.3.2.2 Costos de personal de comercialización

Este rubro incluye los costos del personal (incluidos los beneficios sociales) asociados a las actividades de comercialización, como son la gerencia, la gestión comercial, gestión de perdidas y mediciones, atención a clientes, ventas, cartera de clientes corporativos, planeamiento de mercado y comercio, etc. Se estima que para el año 2017 se cuenta con un total de 55 personas. En este costo de personal no es incluido el costo de mano de obra de las actividades de cobranza y call center señalados apartados anteriores.

Este costo de personal considera los costos de los trabajadores en condición permanente para efectuar labores de comercialización, tal cual se muestra en el organigrama indicado en la siguiente gráfica:

Gráfico N° 107 Dirección comercial del organigrama de la EM



Fuente: Estructura definida a partir de empresas de referencias de EMG y CELTINS.

El costo total de personal del área comercial es valorizado tomando en cuenta los valores salariales de mercado de referencia para los diferentes escenarios que se han mencionado anteriormente en la sección de 0 y la cantidad de personas involucradas en cada nivel jerárquico.

Tabla N° 122 Costo total anual personal comercial [USD DIC 2016]

Cargo	Costo total área comercial [USD/Año]

Gerente	-
Gerentes de división	419.931
Jefes	548.132
Coordinadores	872.762
Profesionales	-
Analistas	247.869
Auxiliares	531.964
Apoyo	-
Total	2.620.660

Fuente: Elaboración en base a personal de la estructura central y salarios PwC.

5.3.2.3 Gastos generales de comercialización

Los gastos generales de la gestión de distribución son proyectados acorde a los valores unitarios y las variables físicas asociadas a los mismos:

Tabla N° 123 Gastos generales de comercialización [USD DIC 2016]

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Servicios de Limpieza y Cafetería	1.055	1.149	1.212	1.274	1.345	1.384
Seguros	17.887	19.477	20.537	21.596	22.789	23.451
Alquiler de oficinas	-	-	-	-	-	-
Serv. Comunic., Elect., Agua etc.	-	-	-	-	-	-
Gastos de representación	194	211	222	234	247	254
Seguridad	-	-	-	-	-	-
Muebles y Accesorios	-	-	-	-	-	-
Mantenimiento de Sistemas y Lic. Software	66	71	75	79	84	86
Otros servicios	24.987	24.987	24.987	24.987	24.987	24.987
Gastos de Viaje	7.662	7.662	7.662	7.662	7.662	7.662
Consultorías y Estudios Tarifarios	271.044	271.044	271.044	271.044	271.044	271.044
Servicios Contables y Administrativos	-	-	-	-	-	-
Auditoría	-	-	-	-	-	-
Servicios Legales y Técnicos	-	-	-	-	-	-
Tecnología de la información	262	262	262	262	262	262
Suscripciones	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-
Materiales y suministros de oficinas	4.330	4.330	4.330	4.330	4.330	4.330
Total	327.488	329.195	330.333	331.471	332.751	333.462

Fuente: Elaboración en base a valores históricos del Concesionario.

5.3.2.4 Resumen costos de comercialización

En resumen, la siguiente tabla muestra los COyM de comercialización que se agregan a los OPEX de la EM en el periodo 2017-2022:

Tabla N° 124 COyM de comercialización [USD DIC 2016]

Actividad de Comercialización	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Lectura (A+B) [USD/año]	1.726.454	1.999.454	2.179.399	2.356.624	2.569.555	2.654.841
Lectura (C+D+GNV+E+GE) [USD/año]	7.440	7.764	7.944	8.040	8.280	8.304
Reparto (A+B) [USD/año]	1.001.850	1.160.270	1.264.691	1.367.533	1.491.096	1.540.587
Reparto (C+D+GNV+E+GE) [USD/año]	11.904	12.422	12.710	12.864	13.248	13.286
Impresión y Facturación [USD/año]	1.244.386	1.441.004	1.570.597	1.698.216	1.851.570	1.912.980
Call Center [USD/año]	182.186	201.938	221.252	240.553	241.556	305.207
Cobranza [USD/año]	1.980.787	2.277.835	2.489.425	2.646.190	2.899.748	2.968.425
MKT, Publicidad y comunicación [USD/año]	3.047.740	1.921.762	1.266.328	1.247.137	1.498.596	600.037
Costos Directos	9.202.747	9.022.450	9.012.347	9.577.157	10.573.649	10.003.668
Costo de Personal	2.620.660	2.620.660	2.620.660	2.620.660	2.620.660	2.620.660
Gastos Generales	327.488	329.195	330.333	331.471	332.751	333.462
Total costos de comercialización	12.150.895	11.972.304	11.963.339	12.529.287	13.527.059	12.957.790

Fuente: Elaboración propia.

5.4 Costos Estándares Indirectos

La administración se encarga de la ejecución de procesos y actividades centralizadas, tales como supervisión, gerenciamiento y dirección de la empresa. Aquí quedan representadas las distintas áreas de apoyo que permiten que las actividades y procesos de O&M y comerciales puedan desarrollarse con normalidad.

A diferencia de las otras áreas del Concesionario, el costo de esta sección se determinará de forma global y no por proceso. En este caso el procedimiento empleado para definir los costos es el siguiente:

- 1) Determinación de la estructura organizativa óptima (Organigrama con personal y rango) de apoyo a la sección comercial y operativa.
- 2) Valorización de los recursos definidos en el punto 1.
- 3) Definición los gastos generales.

Como ya fue analizado en la sección 5.2.3, para la determinación del organigrama necesario para el cumplimiento eficiente de los procesos y actividades del área administrativa, se analizó estructura de CÁLIDDA, así como de otras concesionarias, del sector de otros servicios públicos:

- Estructura organizativa actual del Concesionario;
- Estructura organizativa de las Empresas Modelos definidas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL).

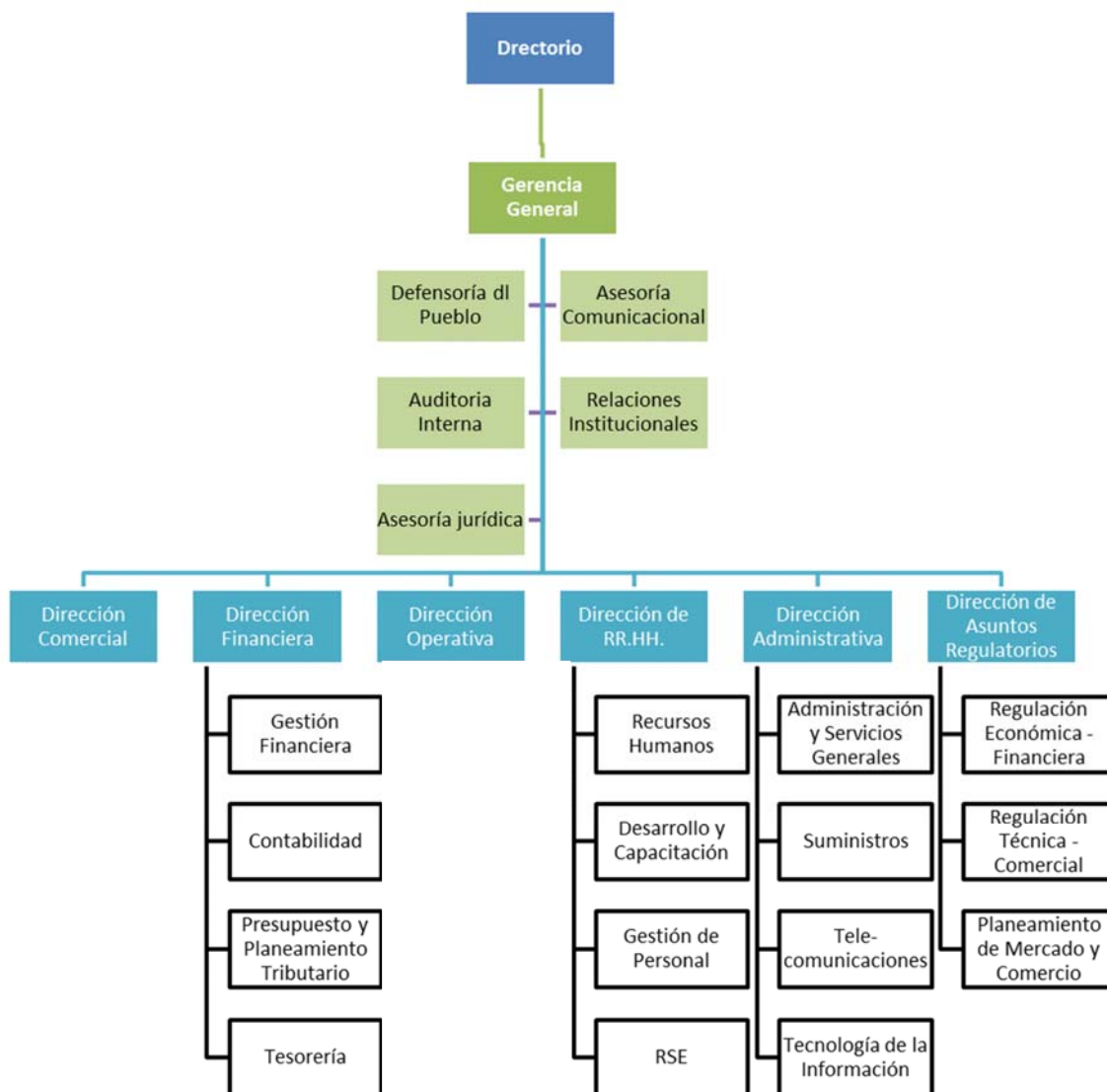
Una vez definido el organigrama eficiente, se obtuvo el costo anual considerando un salario de mercado por rango jerárquico como fue explicado en la sección 0.

En este punto es importante recalcar que solo se incluye el personal de la estructura central del Concesionario que realiza actividades del tipo administrativas, sin incluir el personal considerado en el cálculo de costo de personal de operación y mantenimiento y comercialización explicados en las secciones 5.3.1.7 y 5.3.2.2 respectivamente.

5.4.1 Costos de personal de administración

El organigrama propuesto tal cual fue mostrado en la sección 0, estima una cantidad de 117 personas para el año 2017 que ocuparan diferentes cargos jerárquicos dentro de una estructura central propuestas para la EM (excluyendo a la dirección operativa y comercial):

Gráfico N° 108 Estructura administrativa del organigrama de la EM



Fuente: Fuente: Estructura definida a partir de empresas de referencias de EMG y CELTINS.

En base al organigrama eficiente propuesto en el punto anterior, se presenta a continuación la distribución de los empleados de CÁLIDDA, por rango jerárquico, en las distintas áreas de la empresa:

Tabla N° 125 Personal del área administrativa de la EM

Rango	Gerente	Gerentes de división	Jefes	Coordinadores	Profesionales	Analistas	Auxiliares	Apoyo	Total
Directorio	1		-	-	-	-	-	-	1
Gerencia General	2	6	1	-	-	-	2	-	11
Defensoría del Pueblo	-	1	-	1	-	-	3	-	5
Asesoría Comunicacional	-	1	-	-	2	-	-	-	3

Rango	Gerente	Gerentes de división	Jefes	Coordinadores	Profesionales	Analistas	Auxiliares	Apoyo	Total
Auditoría Interna	-	1	-	-	3	-	2	-	6
Relaciones Institucionales	-	1	-	-	1	-	3	-	5
Asesoría jurídica	-	1	-	-	5	-	1	-	7
Dirección Financiera	-	1	-	-	-	-	1	-	2
Gestión Financiera	-	-	4	-	-	1	2	-	7
Contabilidad	-	-	2	-	-	1	1	-	4
Presupuesto y Planeamiento Tributario	-	-	-	-	-	3	1	-	4
Tesorería	-	-	3	-	-	1	-	-	4
Dirección de RR.HH.	-	1	-	-	-	-	-	-	1
Recursos Humanos	-	-	-	3	-	-	-	-	3
Desarrollo y Capacitación	-	-	-	-	1	-	1	-	2
Gestión de Personal	-	-	1	-	-	-	2	-	3
RSE	-	-	1	-	-	-	2	-	3
Dirección Administrativas	-	1	-	-	-	-	1	-	2
Administración y Servicios Generales	-	-	2	-	-	1	3	-	6
Suministros	-	-	3	-	-	1	4	-	8
Telecomunicaciones	-	-	-	-	-	3	1	-	4
Tecnología de la Información	-	-	1	-	1	-	2	-	4
Dirección de Asuntos Regulatorios	-	1	-	-	-	-	1	-	2
Regulación Económica – Financiera	-	-	2	1	-	-	2	-	5
Regulación Técnica – Comercial	-	-	2	1	-	-	2	-	5
Planeamiento de Mercado y Comercio	-	-	-	-	-	2	2	-	4
Total	3	21	22	6	13	13	39	-	111

Fuente: Estructura definida a partir de empresas de referencias de EMG y CELTINS.

El costo total de personal del área administración es valorizado tomando en cuenta los valores salariales de mercado de referencia para los diferentes escenarios que se han mencionado anteriormente en la sección de 0 y la cantidad de personas involucradas en cada nivel jerárquico.

Tabla N° 126 Costo total anual personal administrativo [USD DIC 2016]

Cargo	Costo total área administrativa[USD/Año]
Gerente	1.091.022
Gerentes de división	3.149.486
Jefes	3.836.927
Coordinadores	436.381

Cargo	Costo total área administrativa[USD/Año]
Profesionales	580.030
Analistas	358.033
Auxiliares	715.401
Apoyo	-
Total	10.167.279

Fuente: Elaboración en base a personal de la estructura central y salarios PwC.

5.4.2 Gastos generales de administración

Los gastos generales de la gestión de distribución son proyectados acorde a los valores unitarios y las variables físicas asociadas a los mismos:

Tabla N° 127 Gastos generales de administración [USD DIC 2016]

Concepto	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Servicios de Limpieza y Cafetería	50.778	50.778	50.778	50.778	50.778	50.778
Seguros	24.256	24.256	24.256	24.256	24.256	24.256
Alquiler de oficinas	778.157	778.157	778.157	778.157	778.157	778.157
Serv. Comunic., Elect., Agua etc.	764.305	764.305	764.305	764.305	764.305	764.305
Gastos de representación	3.139	3.139	3.139	3.139	3.139	3.139
Seguridad	577.546	577.546	577.546	577.546	577.546	577.546
Muebles y Accesorios	47.571	47.571	47.571	47.571	47.571	47.571
Mantenimiento de Sistemas y Lic. Software	103.239	103.239	103.239	103.239	103.239	103.239
Otros servicios	547.858	547.858	547.858	547.858	547.858	547.858
Gastos de Viaje	212.088	212.088	212.088	212.088	212.088	212.088
Consultorías y Estudios Tarifarios	689.321	689.321	689.321	689.321	689.321	689.321
Servicios Contables y Administrativos	80.191	80.191	80.191	80.191	80.191	80.191
Auditoría	65.688	65.688	65.688	65.688	65.688	65.688
Servicios Legales y Técnicos	229.285	229.285	229.285	229.285	229.285	229.285
Tecnología de la información	1.393.128	1.393.128	1.393.128	1.393.128	1.393.128	1.393.128
Suscripciones	16.345	16.345	16.345	16.345	16.345	16.345
Seguros	2.143.748	2.143.748	2.143.748	2.143.748	2.143.748	2.143.748
Materiales y suministros de oficinas	16.800	16.800	16.800	16.800	16.800	16.800
Total	7.743.443	7.743.443	7.743.443	7.743.443	7.743.443	7.743.443

Fuente: Elaboración en base a valores históricos del Concesionario.

5.4.3 Resumen costos de administración

En resumen, la siguiente tabla muestra los costos de administración que se agregan a los OPEX de la EM en el periodo 2017-2022:

Tabla N° 128 COyM de administración [USD DIC 2016]

Actividad de Administración	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costo de Personal	10.167.279	10.167.279	10.167.279	10.167.279	10.167.279	10.167.279
Gastos Generales	7.743.443	7.743.443	7.743.443	7.743.443	7.743.443	7.743.443
Total costos de administración	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723

Fuente: Elaboración propia.

5.4.4 Otros Costos Indirectos

Otros ítems que son reconocidos en los costos de explotación son:

- Revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas para consumos menores a 300 [m3/mes]
- Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas (clientes con consumo menor a 300 [m3/mes])
- Previsiones por incobrabilidad;
- Pérdidas físicas y comerciales de gas natural;
- Costos financieros;
- Aporte al organismo regulador;
- Gestión de la promoción;

Los valores de costos de explotación estimados para el periodo 2017-2022 expresados en dolares americanos de diciembre de 2016 para estos conceptos son:

Tabla N° 129 Otros costos indirectos [USD DIC 2016]

Otros costos Indirectos	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Revisión quinquenal	1.313.337	1.634.204	2.768.084	2.781.346	3.356.216	3.143.272
I,S,H de II	2.634.046	1.660.906	1.094.439	1.077.853	1.295.179	518.589
Previsiones por incobrabilidad	-	2.353.519	2.656.270	2.727.162	2.865.141	2.963.097
Pérdidas físicas y comerciales de gas natural	-	1.175.123	1.238.744	1.302.620	1.368.834	1.407.460
Aporte al organismo regulador	-	1.531.030	1.964.584	1.933.729	2.030.731	2.122.249
Costos financieros	-	247.325	260.715	274.159	288.095	296.224
Total Otros Indirectos	3.947.383	8.602.106	9.982.836	10.096.869	11.204.196	10.450.891

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se detalla el mecanismo de cálculo de cada uno de estos ítems de costos:

5.4.4.1 Revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas para consumos menores a 300 [m3/mes]

Los costos por concepto de la revisión quinquenal de la instalación interna, fueron estimados en función al costo unitario de mantenimiento de la acometida y revisión de las instalaciones internas para las categorías A1 y A2, obtenido del Informe N° 0118-2016-GART “Solicitud de Parte del Peticionario Gasnorp para el otorgamiento de la Concesión de Distribución de Gas Natural en la Región de Piura” y la cantidad de clientes A1 y A2 que se les debe realizar dichas revisiones en cada uno de los años del periodo 2017-2022:

Tabla N° 130 Costo por revisión quinquenal de instalaciones internas y mantenimiento de acometidas para consumos menores a 300 m3/mes [USD DIC 2016]

Revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas para consumos menores a 300 [m3/mes]	27,63

Tabla N° 131 Clientes sometidos a revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Clientes sometidos a revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas	47.533	59.146	100.184	100.664	121.470	113.763

Tabla N° 132 Costos por revisión quinquenal de instalaciones internas y mantenimiento de acometidas para consumos menores a 300 m3/mes para el periodo 2017-2022 [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos por revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas	1.313.337	1.634.204	2.768.084	2.781.346	3.356.216	3.143.272

5.4.4.2 Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas (clientes con consumo menor a 300 [m3/mes])

Los costos por concepto de Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas, fueron estimados en función al costo unitario de costos de inspección, supervisión, y habilitación de las instalaciones internas de los clientes de las categorías A1 y A2, obtenido del Informe N° 0118-2016-GART “Solicitud de Parte del Peticionario Gasnorp para el otorgamiento de la Concesión de Distribución de Gas Natural en la Región de Piura” y la cantidad de clientes A1 y A2 incorporados en los años del periodo 2017-2022:

Tabla N° 133 Costo por Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas (clientes con consumo menor a 300 [m3/mes]) [USD DIC 2016]

Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas (clientes con consumo menor a 300 [m3/mes])	18,34

Tabla N° 134 Nuevos clientes A1 y A2 incorporados [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
A1 y A2 incorporados	143.610	90.575	59.675	58.771	70.620	28.276

Tabla N° 135 Costos por Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas (clientes con consumo menor a 300 [m3/mes]) para el periodo 2017-2022 [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos por revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas	2.633.807	1.661.144	1.094.439	1.077.853	1.295.179	518.589

5.4.4.3 Previsiones por incobrabilidad

Las provisiones constituyen el reconocimiento del costo generado por el incumplimiento en el pago de las facturas de gas de los clientes (previsión para deudores incobrables). Las mismas se estiman como un porcentaje de la facturación, tal como se representa en la siguiente ecuación:

$$Inc_t[\$] = \%Inc [\%] * (PG_t [USD/m3] + PT_t [USD/m3]) \cdot Vol_t [m3] + \%Inc [\%] * RI_{t-1} [USD]$$

Donde:

Inc_t : Previsión por incobrabilidad año t (0,5%);

$\%Inc$: Porcentaje de incobrabilidad reconocido;

PG_t : Precio del gas natural año t;

PT_t : Precio de transporte año t;

RI_{t-1} : Requerimiento de ingresos del año t-1¹²;

Vol_t : Volumen comercializado categorías A,B,C,D,IP por el concesionario año t;

5.4.4.4 Pérdidas físicas y comerciales de gas natural

Se define como un porcentaje del costo total del gas distribuido.

$$Perd_t[\$] = \%Perd [\%] * Vol_t [m3] * PG_t \left[\frac{USD}{m3} \right]$$

¹² Se utiliza el requerimiento de ingresos del año t-1 a fines de evitar circularidad en el cálculo.

Dónde:

$Perd_t$: Costo total reconocido de pérdidas año t ;

$\%Perd$: % reconocido de pérdidas (0,37%);

Vol_t : Volumen comercializado categorías A, B, C, D, IP en el año t ;

PG_t : Precio promedio del gas natural en el año t ;

El porcentaje de pérdidas reconocidas es de 0,37% que fue el valor reconocido por OSINERGMIN en la revisión tarifaria de CÁLIDDA correspondiente al período 2014-2018.

5.4.4.5 Aporte al organismo regulador

Corresponde a los montos por aportes a los organismos reguladores. Se adoptó una tasa de 1% aplicable a los montos que por concepto de distribución facture el Concesionario.

5.4.4.6 Costos financieros

Prestar el servicio de distribución de gas en el área de concesión de la Distribuidora requiere tener, además de activos inmovilizados, cierta disponibilidad para poder comenzar a hacer frente a los requerimientos financieros de corto plazo que exige el negocio, cubriendo el desfase existente entre ingresos y las erogaciones.

Un ítem que exige disponibilidad es la diferencia entre los plazos de pago y cobro del gas natural suministrado por la distribuidora a los clientes, en su calidad de comercializador.

Es importante recordar que el distribuidor actúa como agente recaudador, traspasando el costo del gas natural al cliente final, sin embargo, los plazos de pago con los que cuentan los clientes finales son superior al plazo de pago que brinda el productor a la distribuidora, generándole a esta un requerimiento financiero de corto plazo.

A partir de lo anterior se considera este costo como un gasto adicional, el cual se determina a través de la siguiente expresión:

$$CostFin[\$] = PG_t [USD/m^3] * Vol_t [m^3] * \frac{PlazoPag}{365} * TasaFin[\%]$$

Donde:

$CostFin$: Costo financiero a remunerar;

PG_t : Precio del gas natural año t ;

Vol_t : Volumen comercializado categorías A, B, C, D, IP en el año t ;

PlazoPag: Diferencia entre el plazo de cobro y pago, expresado en días;

TasaFin: Tasa de interés promedio del financiamiento del saldo de corto plazo, expresado en [%].

Para el cálculo fueron empleados los siguientes parámetros:

Tabla N° 136 Parámetros empleados en el cálculo

Conceptos	Valor	Unidad
Tasa de interés anual [%]	30%	%
Plazo de diferimiento entre el pago y el cobro [días]	12,94	días

Fuente: Elaboración en base a valores propuestos por Cálidda y tasas de mercado.

El plazo de diferimiento entre el plazo de pago al proveedor y el plazo de cobro al cliente fue adoptado el valor propuesto por el concesionario.

El costo financiero fue definido a partir de tasas de financiamiento de mercado practicadas en Perú.

5.4.4.7 Costos de Promoción

En este apartado son incluidos los costos referidos a:

- Gestión de la promoción
- Costo del plan de promoción

5.4.4.7.1 Costo de gestión de la promoción

Los costos de gestión de las actividades relacionadas al gasto de promoción están destinados a cubrir los costos de la empresa en los gastos indirectos de las instalaciones internas, incluyendo el gasto que va a incurrir para administrar las licitaciones de las redes internas de los clientes sujetos a la promoción.

Para determinarlo se adoptó el valor informado por el concesionario en su propuesta de empresa de referencia:

Tabla N° 137 Costo total anual personal de gestión de la promoción [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gestión de la promoción [USD/año]	228.927	228.927	228.927	228.927	228.928	228.929

Fuente: Elaboración propia en base a valores informados por el concesionario.

5.4.4.7.2 Costo de Plan de promoción

Por otro lado, los costos de promoción son estimados a partir del mecanismo de promoción para los clientes de los estratos Medio, Medio-Bajo y Bajo, con el fin de que la base tarifaria permita cubrir los costos de conexión: acometida y tubería de conexión. En el caso de la instalación interna (que incluye la inspección, supervisión y habilitación), este es cubierto por el programa FISE, por ende, no entraría en el cálculo de tarifas.

Para calcular los costos de promoción se aplica un Costo unitario de promoción (que solo incluye derecho de conexión y cargo por acometida), como se ve en el siguiente cuadro, que estará afectado a la cantidad de clientes que se conectan entre años por estratos por distrito y por año, que es definido como la suma de los costos de conexión tomando como referencia la Resolución de Consejo Directivo N° 016-2017-OS/CD de la clase de conexión Empotrado como se muestra a continuación, y de esta manera propiciar la masificación del gas natural en Lima y Callao.

Tabla N° 138 Componente del Costo unitario de promoción a la conexión residencial dado en USD/cliente

Componente	Resolución de Consejo Directivo N° 016 – 2017 – OS/CD - Empotrado
Tubería de Conexión	
Total USD	52
Acometida	
Total USD	119,95
Costo unitario de promoción (USD/cliente)	171,95

Si lo expresamos a moneda de septiembre de 2017, este valor quedaria en USD 175 por cliente.

Cabe aclarar que al simular un modelo donde se definen varios escenarios (como se mostrara en la sección ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA TARIFARIA) este apartado solo describe el cálculo de los valores del plan de promoción para los escenarios que implican Plan de Promoción, como es el caso del Escenario Base.

Para representar el alcance se han definido porcentajes que identifican los clientes a incorporar que pertenecen a determinados NSE a las cuales alcanza la promoción. Finalmente, han sido considerado los porcentajes informados por Cálidda por distrito e identificando si pertenecen a redes existentes y/o redes. De esta manera, fueron

determinados los porcentajes del total de clientes residenciales que pertenecen a los NSE C, D y E para cada uno de los distritos. Estos son:

Tabla N° 139 Porcentajes de NSE C,D y E por distrito informados por el Concesionario

% de Cálida - Redes existentes		% de Cálida - Redes proyectadas	
Distrito	% NSE Estrato 1,2,3	Distrito	% NSE Estrato 1,2,3
Villa Maria del Triunfo	99%	Ancon	100%
San Juan de Miraflores	85%	Ate	79%
El Agustino	99%	Barranco	
San Juan de Lurigancho	98%	Bellavista	
Los Olivos	73%	Breña	59%
San Martin de Porres	93%	Callao	100%
Villa el Salvador	100%	Carabaylo	100%
Comas	98%	Carmen de la legua	
Santa Anita	88%	Cercado de Lima	
Callao	87%	Chilca	100%
Ate	88%	Chorrillos	73%
Independencia	99%	Comas	97%
Carabaylo	99%	El Agustino	
Cercado de Lima	69%	Imperial	
Santiago de Surco	16%	La Molina	5%
San Miguel	12%	La Perla	
Pueblo Libre	4%	La Victoria	83%
Magdalena del Mar	6%	Lince	
Jesus Maria	0%	Lurín	100%
BREÑA	63%	Mi Peru	99%
CHORRILLOS	71%	Miraflores	0%
LINCE	12%	Pachacamac	100%
Lurín	97%	Puente Piedra	100%
PACHACAMAC	100%	Rimac	71%
SAN BORJA	2%	San Borja	0%
SAN ISIDRO	0%	San Isidro	0%
SURQUILLO	45%	San Juan de Lurigancho	100%
		San Juan de Miraflores	100%
		San Luis	21%
		San Martin de Porres	100%
		Santa Anita	
		Santiago de Surco	100%
		Surquillo	64%
		Ventanilla	99%
		Villa El Salvador	98%
		Villa Maria del Triunfo	100%
		San Vicente Cañete	90%
		Independencia	0%

Al afectarse estos porcentajes por la cantidad de clientes residenciales total proyectados incorporados por distrito, se obtiene los clientes incorporados por año al plan de promoción en dichos estratos tanto en redes existentes como redes proyectadas y mas adelante el costo de promoción que le implica anualmente:

Tabla N° 140 Incorporaciones con promoción por distrito y por año para redes existentes

Distrito	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ate	14.420	15.880	17.337	18.793	20.250	20.977
Barranco						
BREÑA	159	159	159	159	159	159
Callao	26.775	28.401	30.025	31.650	33.274	34.087
Carabaylo	3.698	3.954	3.954	3.954	3.954	3.954
Cercado de Lima	6.352	7.313	8.274	9.234	10.195	10.675
CHORRILLOS	62	62	62	62	62	62
Comas	67.339	68.775	70.209	71.643	73.077	73.794
El Agustino	22.305	22.811	23.312	23.812	24.313	24.564
Independencia	14.409	15.198	15.986	16.773	17.560	17.953
Jesús María	-	-	-	-	-	-
LINCE	6	6	6	6	6	6
Los Olivos	36.747	37.683	38.616	39.548	40.480	40.946
Lurín	1.876	1.892	1.908	1.924	1.941	1.949
Magdalena del Mar	162	214	265	316	367	392
PACHACAMAC	86	86	86	86	86	86
Pueblo Libre	202	226	250	274	298	310
PUENTE PIEDRA						
SAN BORJA	3	3	3	3	3	3
SAN ISIDRO	-	-	-	-	-	-
San Juan de Lurigancho	58.210	60.046	60.046	60.046	60.046	60.046
San Juan de Miraflores	39.760	39.813	39.862	39.912	39.961	39.986
San Martin de Porres	64.513	66.503	68.491	70.478	72.466	73.459
San Miguel	1.336	1.499	1.661	1.824	1.986	2.067
Santa Anita	14.406	15.285	16.163	17.041	17.919	18.359
Santiago de Surco	864	1.078	1.292	1.506	1.720	1.827
SURQUILLO	86	86	86	86	86	86
Villa el Salvador	62.205	62.207	62.207	62.207	62.207	62.207
Villa María del Triunfo	43.057	43.059	43.059	43.059	43.059	43.059
TOTAL promoción	479.036	492.239	503.316	514.394	525.471	531.009
Clientes incorporados por año		13.202	11.078	11.078	11.078	5.537

Tabla N° 141 Incorporaciones con promoción por distrito y por año de los proyectos de expansión

Distrito	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ancón	-	-	3.005	3.528	3.728	3.983
Ate	873	2.845	8.878	14.385	18.372	20.048
Breña	-	-	-	-	1.353	1.379
Callao	-	-	-	-	778	1.672
Carabayllo	1.941	6.323	7.425	16.225	19.424	20.518
Chilca	259	845	992	1.048	4.522	5.140
Chorrillos	1.363	4.439	8.630	9.818	11.271	11.700
Comas	-	-	606	712	1.321	1.471
La Victoria	1.036	3.376	7.254	7.619	11.014	14.054
Lurín	-	-	-	2.306	2.708	2.861
Mi Peru	-	-	-	-	4.683	5.499
Miraflores	-	-	-	-	-	-
Pachacamac	1.737	5.659	6.645	7.020	7.502	7.664
Puente Piedra	8.852	28.836	33.862	38.469	48.375	50.231
Rímac	-	-	-	1.374	2.952	3.100
San Borja	-	-	-	-	-	-
San Juan de Lurigancho	7.813	25.451	32.829	35.032	38.294	39.430
San Juan de Miraflores	-	-	1.085	2.331	5.177	8.545
San Luis	-	-	-	-	151	323
San Martín de Porres	2.844	9.263	10.877	11.492	12.882	12.987
Santiago de Surco	-	-	-	3	4	9
Surquillo	-	-	-	-	331	486
Ventanilla	2.683	8.740	10.264	17.191	21.035	22.054
Villa El Salvador	125	408	479	2.876	3.324	3.493
Villa María del Triunfo	-	-	-	-	430	505
San Vicente Cañete	396	1.291	2.775	2.914	3.193	3.193
Independencia	-	-	-	-	-	-
La Molina	0	0	0	0	0	0
San Isidro	-	-	-	-	-	-
TOTAL promoción	29.923	97.476	135.604	174.344	222.823	240.347
Clientes incorporados por año		67.553	38.129	38.739	48.479	17.524

Tabla N° 142 Clientes incorporados y Costo total anual de promoción [USD DIC 2016]

	2018	2019	2020	2021	Total
Incorporación clientes residenciales	90.562	56.675	58.771	70.620	279.628
% clientes de NSE C, D y E	89%	82%	85%	84%	85%
Nuevos Clientes para la Promoción	80.755	49.206	49.817	59.557	239.335
Costo de promoción [USD/año]	14.146.473	8.619.818	8.726.819	10.433.048	41.926.158
Compensación promoción RTI 2014	10.676.519				10.676.519

Fuente: Elaboración propia

La última fila del cuadro anterior hace mención al saldo de la promoción y el monto que se incorporará en la tarifa, debido a la compensación existente debido a estimar mayores costos de promoción en la RTI 2014, y la cual el cálculo concluyo que es USD 10.676.519 y se incorpora en el año 1 del periodo tarifario.

Cabe señalar que los costos de promoción que se agregan a la tarifa no forman parte de los ingresos tarifarios del concesionario, por lo tanto, se prevé su administración vía un fondo, que irá financiando las nuevas instalaciones que se ejecuten.

5.4.4.8 Cargos por Derecho de Conexión

El Derecho de Conexión es el pago obligatorio que tiene que realizar un interesado para acceder al Suministro de Gas Natural en el área de concesión de Lima y Callao, de acuerdo a un pago regulado por el OSINERGMIN, que toma en cuenta la naturaleza del servicio, la magnitud del consumo, o la distancia a la Red Existente. Este pago obliga al Concesionario a efectuar la conexión en los plazos establecidos en la norma. Este derecho se constituye en un bien intangible el consumidor interesado.

El Modelo Tarifario contempla la posibilidad de utilizar como Cargos por Derecho de Conexión dado en USD/m³/día para la presente regulación los mismos propuestos por el Concesionario, definido a partir de tomar los valores de la RTI 2014. De otra manera ocurre con la capacidad (consumo diario) por categoría dado en m³/día, que es calculado a partir del modelo.

Lo descrito anteriormente se detalla en la siguiente tabla, donde se calcula el monto de Derecho de Conexión por categoría para el Escenario Base:

Tabla N° 143 Cargos por Derecho de Conexión y Consumo diario por categoría

Categoría	Derecho de Conexión (USD/m3/día)	Consumo diario (m3/día-cl)	DC (USD/cl)
A1	94,23	0,55	52
A2	94,23	0,55	52
B	6,83	50,68	346
C	2,73	3.042,03	8.319
IP	2,73	673,89	1.843
D	2,41	25.121,72	60.472
E	1,28	77.294,49	98.669
GNV	11,98	9.025,96	108.095
GE	0,53	743.699,21	391.718

De esta manera, los ingresos por este concepto se obtienen por la multiplicación de los montos por Derecho de Conexión por los correspondientes clientes nuevos por años incorporados en cada una de las categorías. El resultante de esta operación debe ser descontado del OPEX dado que son ingresos pagado por los clientes. Por ende, el ingreso total por Derecho de Conexión por categoría para el Escenario Base es el siguiente:

Tabla N° 144 Ingresos por Derecho de Conexión por categoría descontado al OPEX

Categoría	2017	2018	2019	2020	2021	2022	VP
A1		4.368.967	2.782.414	2.780.199	3.319.634	1.323.211	10.802.672
A2		339.841	320.413	275.603	352.308	147.033	1.036.000
B		150.645	105.455	104.654	122.612	52.373	392.613
C		74.867	49.911	8.319	58.230	-	158.281
IP		5.652	3.956	3.926	4.600	1.965	14.729
D		302.362	-	120.945	120.945	-	458.153
E		197.339	296.008	98.669	-	-	510.526
GNV		648.570	432.380	432.380	1.080.950	216.190	2.030.343
GE		1.958.588	783.435	-	391.718	-	2.775.110
Derecho de conexión		8.046.829	4.773.974	3.824.695	5.450.996	1.740.772	18.178.428

5.5 Resumen costos estándares totales de explotación

En la siguiente tabla se resume los costos estándar de explotación determinados para la EM, prevista para atender la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao, sin considerar los otros costos indirectos, los conceptos de revisión quinquenal e inspección ni los costos del plan de promoción:

Tabla N° 145 Costo de explotación de la empresa de referencia [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos Estándar de Explotación Directos [USD/año]	22.328.054	23.093.002	23.613.055	24.362.347	25.677.477	24.956.459
COyM de Distribución	10.117.160	11.120.698	11.649.715	11.833.060	12.150.418	11.998.669
COyM de Comercialización	12.150.895	11.972.304	11.963.339	12.529.287	13.527.059	12.957.790
Costos Estándar de Explotación Indirectos [USD/año]	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723
COyM de Administración	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723
Total	40.238.777	41.003.725	41.523.778	42.273.070	43.588.200	42.867.182

Fuente: Elaboración propia en base a los cálculos de la EM.

Mientras que si son incluidas las restantes partidas:

Tabla N° 146 Costos de explotación de la empresa de referencia con otros costos indirectos [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos Estándar de Explotación Directos [USD/año]	22.328.054	23.093.002	23.613.055	24.362.347	25.677.477	24.956.459
COyM de Distribución	10.117.160	11.120.698	11.649.715	11.833.060	12.150.418	11.998.669
COyM de Comercialización	12.150.895	11.972.304	11.963.339	12.529.287	13.527.059	12.957.790
Costos Estándar de Explotación Indirectos [USD/año]	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723
COyM de Administración	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723	17.910.723
Otros costos indirectos	4.176.310	8.831.033	10.211.763	10.325.796	11.433.124	10.679.820
Revisión quinquenal instalaciones internas	1.313.337	1.634.204	2.768.084	2.781.346	3.356.216	3.143.272
Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas	2.634.046	1.660.906	1.094.439	1.077.853	1.295.179	518.589
Previsiones por incobrabilidad	-	2.353.519	2.656.270	2.727.162	2.865.141	2.963.097
Pérdidas físicas y comerciales de gas natural	-	1.175.123	1.238.744	1.302.620	1.368.834	1.407.460
Aporte al organismo regulador	-	1.531.030	1.964.584	1.933.729	2.030.731	2.122.249
Costos financieros	-	247.325	260.715	274.159	288.095	296.224
Gestión de la Promoción	228.927	228.927	228.927	228.927	228.928	228.929
Total	44.415.087	49.834.758	51.735.541	52.598.866	55.021.324	53.547.002

Finalmente, si los costos calculados por partida son ajustados a moneda de septiembre 2017, el OPEX considerado para la determinación de la TUD es:

Tabla N° 147 Costos de explotación de la empresa de referencia ajustados a dólares americanos de septiembre de 2017 [USD a Septiembre 2017]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos Estándar de Explotación Directos [USD/año]	22.640.770	23.420.078	23.949.893	24.713.251	26.053.068	25.318.515
COyM de Distribución	10.310.975	11.272.225	11.811.174	11.997.960	12.321.276	12.166.678
COyM de Comercialización	12.329.795	12.147.852	12.138.719	12.715.291	13.731.792	13.151.837
Costos Estándar de Explotación Indirectos [USD/año]	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082
COyM de Administración	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082
Otros costos indirectos	4.254.707	8.996.808	10.403.457	10.519.631	11.647.745	10.880.301
Total	44.951.559	50.472.968	52.409.431	53.288.963	55.756.895	54.254.898

5.6 Análisis comparativo entre los costos que proponga la empresa concesionaria

En la presente sección del informe serán analizados los costos de explotación presentados en la propuesta tarifaria por parte del concesionario y la propuesta del consultor. Para ello, en primera instancia, serán validados los costos proyectados a nivel global y por función (Distribución, comercialización y administración) y luego serán evaluados los costos al nivel de ratios unitarios.

a. Análisis global de costos

Ambas propuestas de costos utilizan como medio para la estimación de los costos del periodo 2018-2022 el modelo de empresa de referencia. Es menester destacar, que los valores mostrados a continuación no incluyen los otros costos regulatorios (pérdidas, incobrabilidad, etc.), ni los conceptos por promoción y revisión quinquenal de la instalación interna e inspección, supervisión y habilitación.

De esta manera, los costos de explotación obtenidos bajo la metodología señalada anteriormente para cada una de las propuestas son:

Tabla N° 148 Costo de explotación de la empresa de referencia propuesta consultor [USD SEP 2017]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022

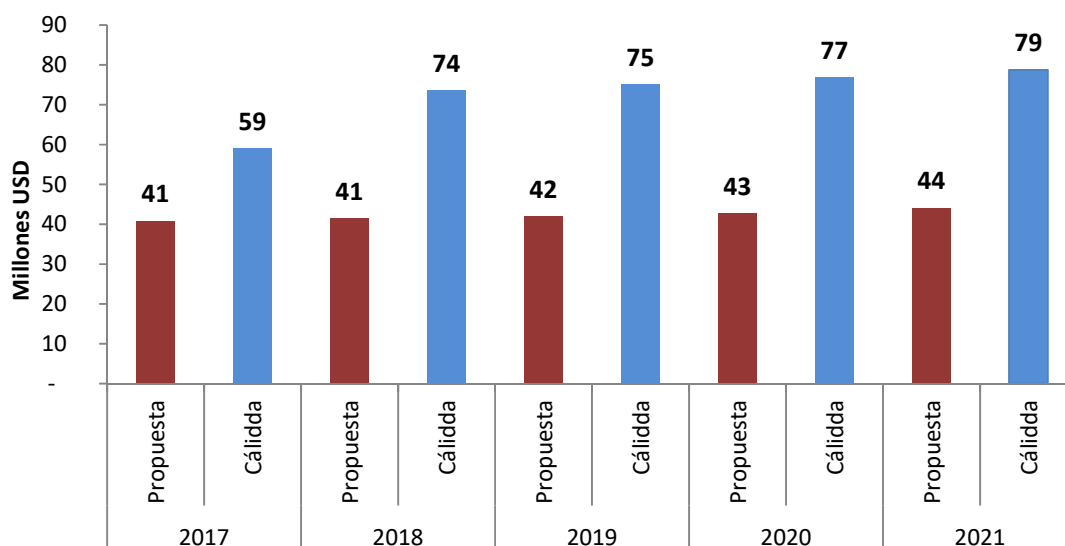
Costos Estándar de Explotación Directos [USD/año]	22.640.770	23.420.078	23.949.893	24.713.251	26.053.068	25.318.515
COyM de Distribución	10.310.975	11.272.225	11.811.174	11.997.960	12.321.276	12.166.678
COyM de Comercialización	12.329.795	12.147.852	12.138.719	12.715.291	13.731.792	13.151.837
Costos Estándar de Explotación Indirectos [USD/año]	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082
COyM de Administración	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082
Total	40.696.852	41.476.159	42.005.974	42.769.332	44.109.150	43.374.597

Tabla N° 149 Costo de explotación de la empresa de referencia propuesta concesionario [USD DIC 2016]

	2017	2018	2019	2020	2021
Costos Estándar de Explotación Directos [USD/año]	24.327.756	38.419.516	39.439.154	40.687.198	42.027.349
COyM de Distribución	10.188.757	13.054.299	13.795.667	14.429.951	15.135.539
COyM de Comercialización	14.138.998	25.365.217	25.643.487	26.257.247	26.891.810
Costos Estándar de Explotación Indirectos [USD/año]	34.664.380	35.215.893	35.673.916	36.138.583	36.686.523
COyM de Administración	34.664.380	35.215.893	35.673.916	36.138.583	36.686.523
Total	58.992.136	73.635.409	75.113.070	76.825.781	78.713.872

A continuación, se muestra una serie de gráficos con la comparativa entre ambos:

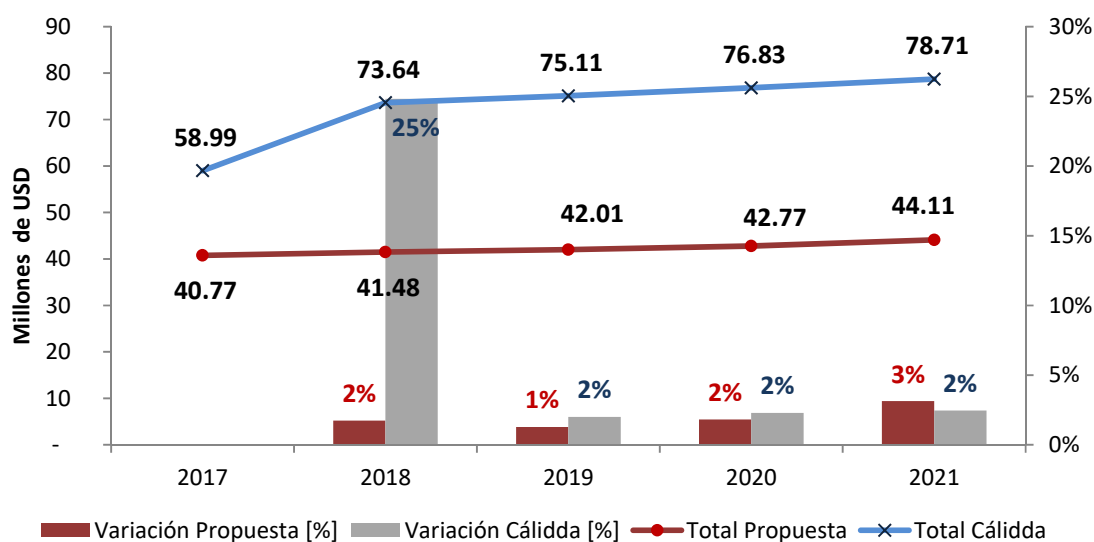
Gráfico N° 109 Comparativa entre propuesta consultor y concesionario [USD DIC 2016]



En las tablas anteriores se comparan costos totales proyectados por cada una de las partes, siendo por el lado del concesionario para el periodo 2018-2021 un total de 304.288.131 USD

y por el lado del consultor 170.360.616 USD, diferencia del 113%. A su vez, como se puede observar en el gráfico la EM de referencia del consultor presenta un costo total inferior para cada uno de los años del periodo 2017-2021, siendo para el año 2017 la propuesta del concesionario un 43% mayor, mientras que para el último año un 80%. Por otro lado, tal como se puede observar en el gráfico presentado a continuación, las variaciones interanuales desde el año 2018 y el año 2021 se mantienen en el mismo orden, salvo la variación 2017-2018 donde los costos de la propuesta del concesionario crecen alrededor del 25%:

Gráfico N° 110 Comparativa entre propuesta consultor y concesionario [USD DIC 2016]



La principal diferencia a nivel total se debe a ciertas partidas que componen los costos de OyM, Comercialización y Administración. En relación con los costos de OyM, el crecimiento entre los años 2017 y 2018 y la partida API presentada por el concesionario justifican en parte la diferencia. Por otro lado, en los costos comerciales, el concesionario en su propuesta sigue incluyendo los costos pertenecientes al Programa GNV, mientras que en los costos de administración las diferencias se justifican en mayor medida por los mayores costos salariales:

Gráfico N° 111 Comparativa entre propuesta consultor y concesionario costos de OyM [USD DIC 2016]]

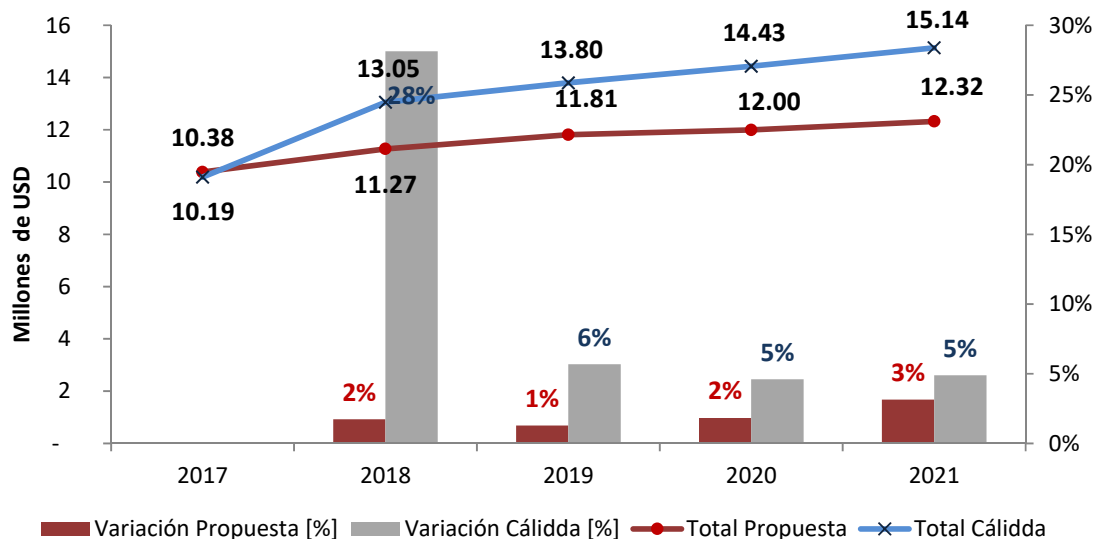


Gráfico N° 112 Costos Programa API 1162 informados por concesionario [USD DIC 2016]

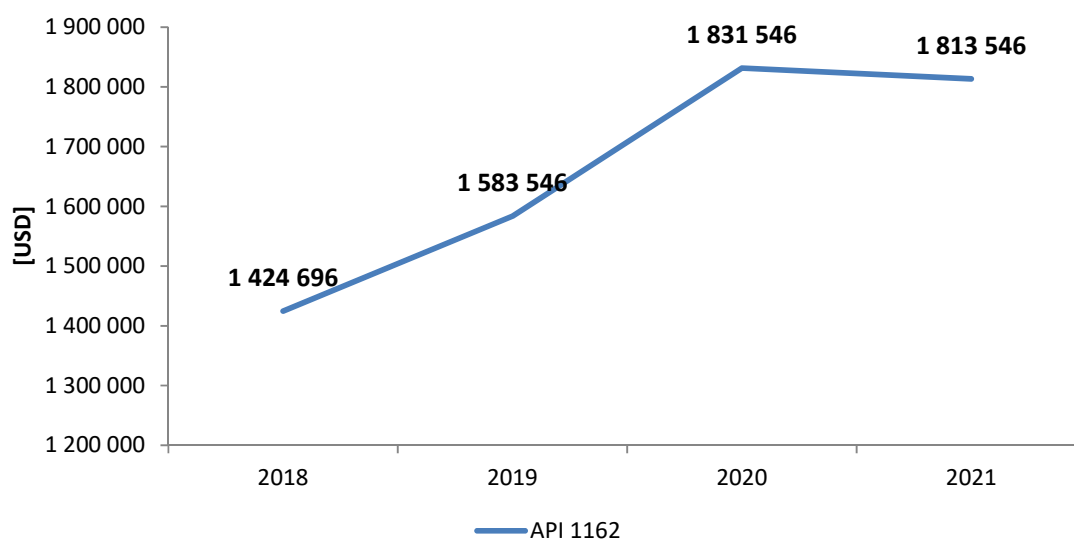


Gráfico N° 113 Comparativa entre propuesta consultor y concesionario costos de comercialización [USD DIC 2016]

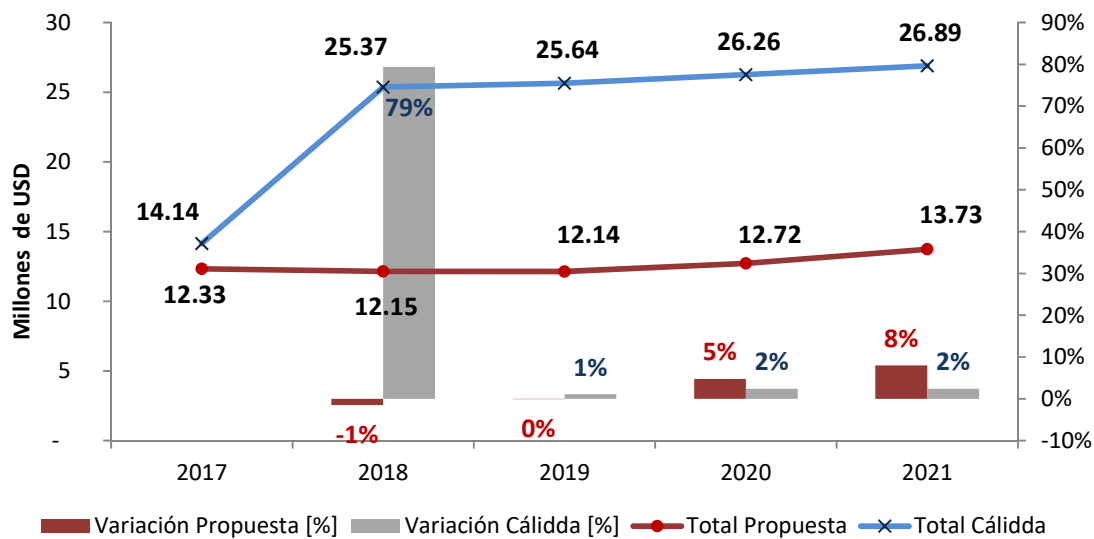


Gráfico N° 114 Costos correspondientes al Programa GNV presentado en la propuesta del concesionario [USD DIC 2016]

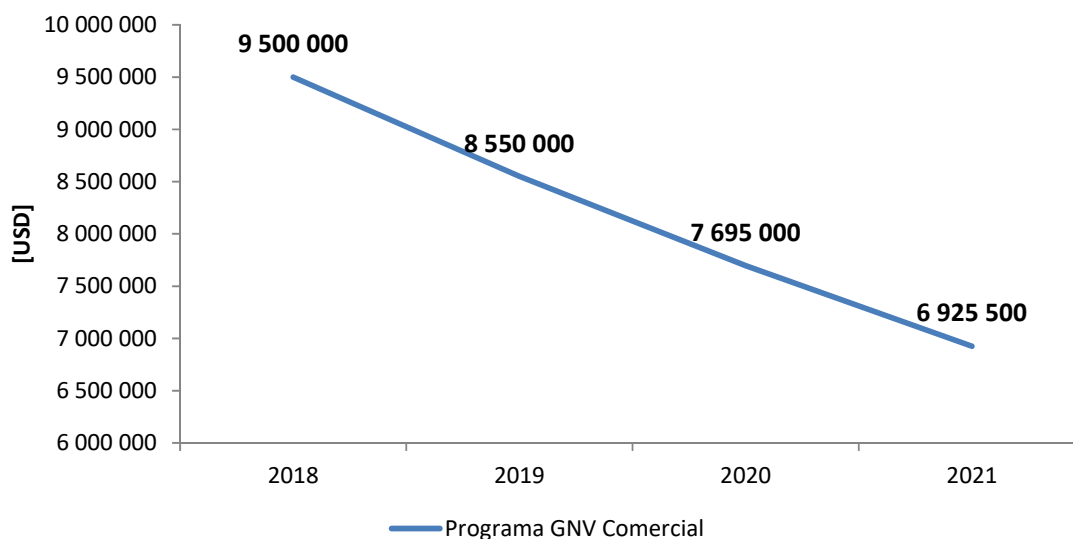


Gráfico N° 115 Comparativa entre propuesta consultor y concesionario costos de administración [USD DIC 2016]

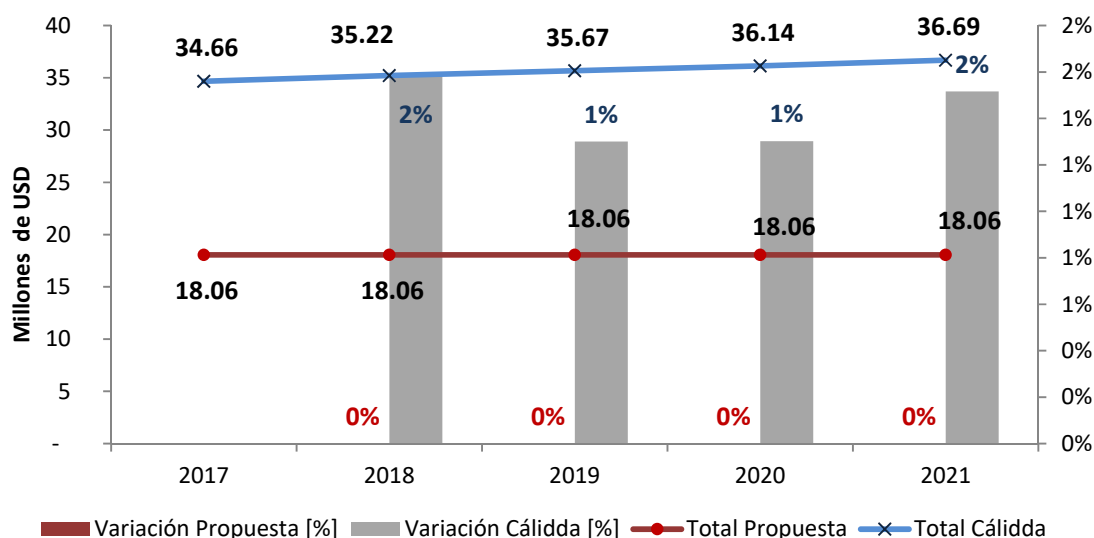
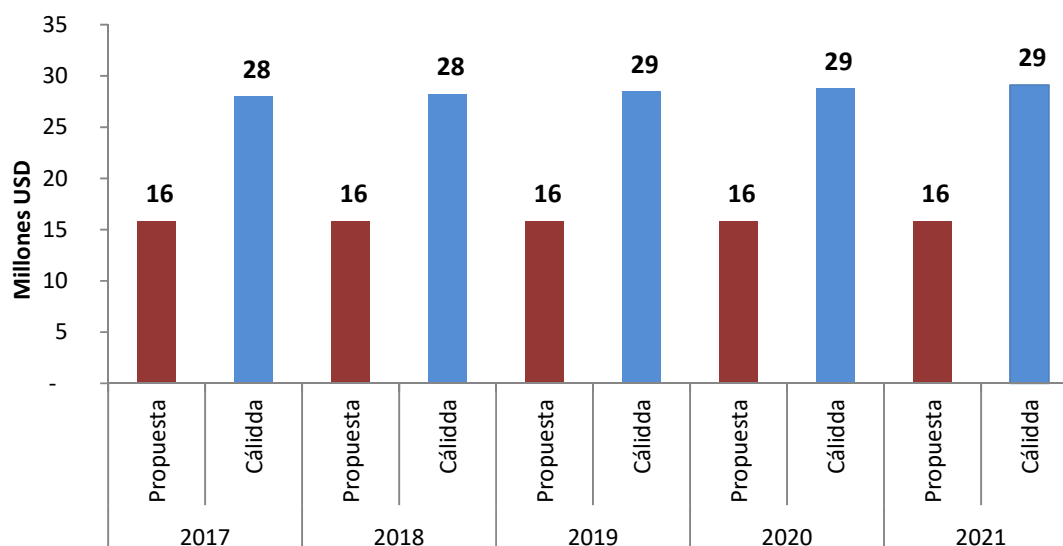


Gráfico N° 116 Comparativa entre propuesta consultor y concesionario de costos de personal [USD DIC 2016]



b. Análisis de indicadores unitarios

En este apartado del informe se presenta la evolución de ratios unitarios calculados en base a las variables físicas que explican los costos relacionados.

Para este análisis fueron calculados los siguientes KPIs:

- Costo Total por cliente;
- Costo Total por longitud de la red;

- Costo Total por volumen demandado.

Los ratios fueron calculados considerando los valores proyectados en la propuesta del concesionario y consultor de OPEX y variables físicas (históricas y las derivadas del Plan Quinquenal de Inversiones) de cada uno, respectivamente.

Seguidamente, los resultados se pueden visualizar en los gráficos que se exhiben a continuación para los años 2017-2021:

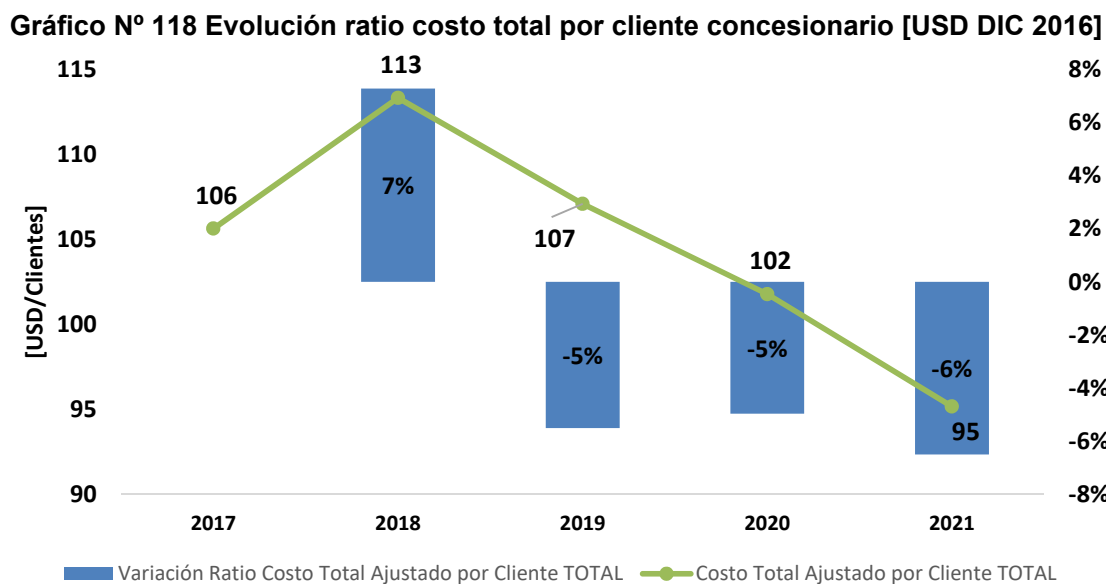
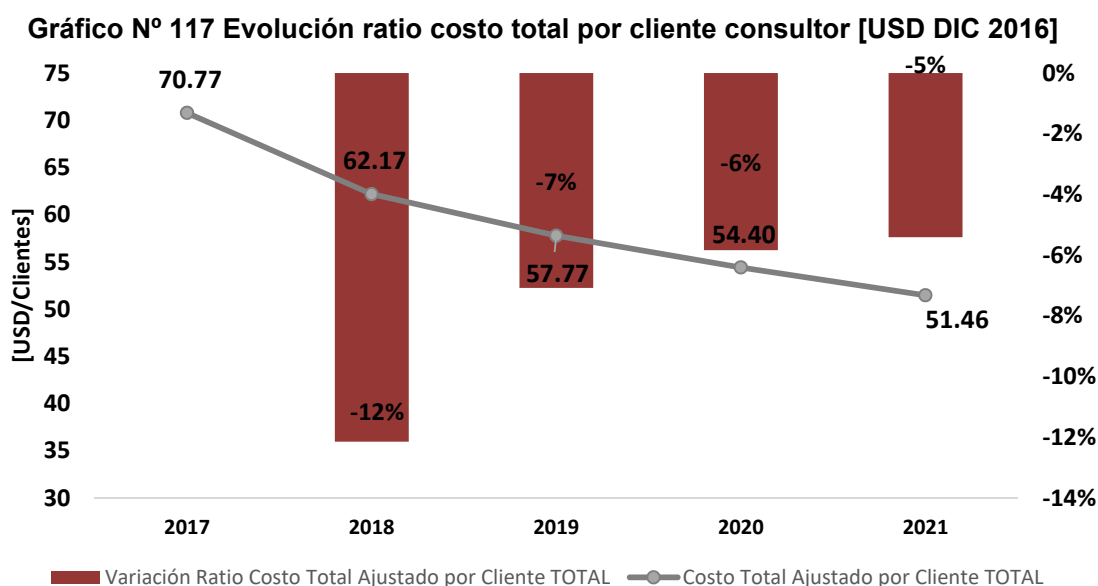


Gráfico N° 119 Evolución ratio costo total por km de red consultor [USD DIC 2016]

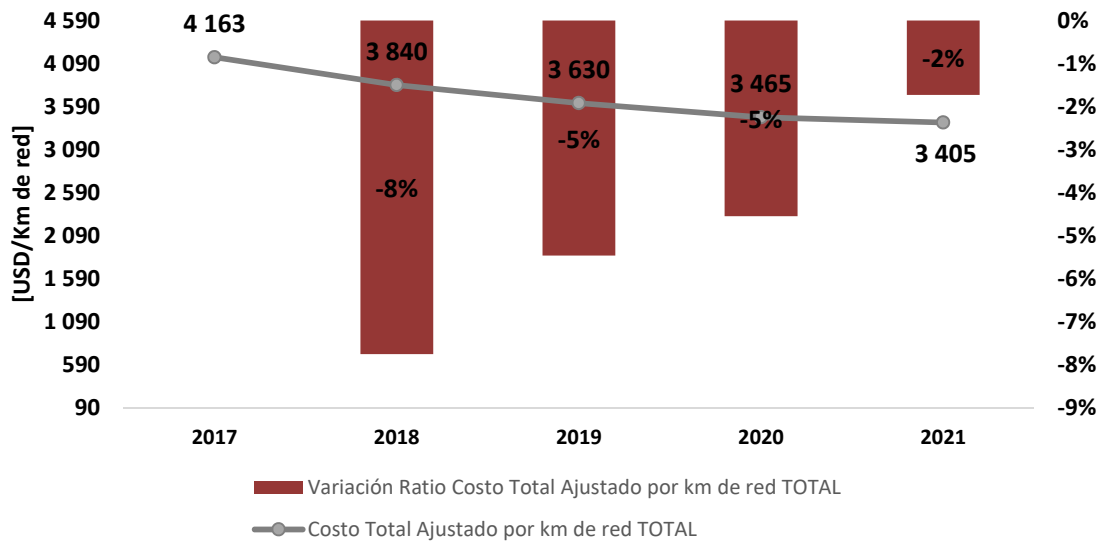


Gráfico N° 120 Evolución ratio costo total por km de red concesionario [USD DIC 2016]

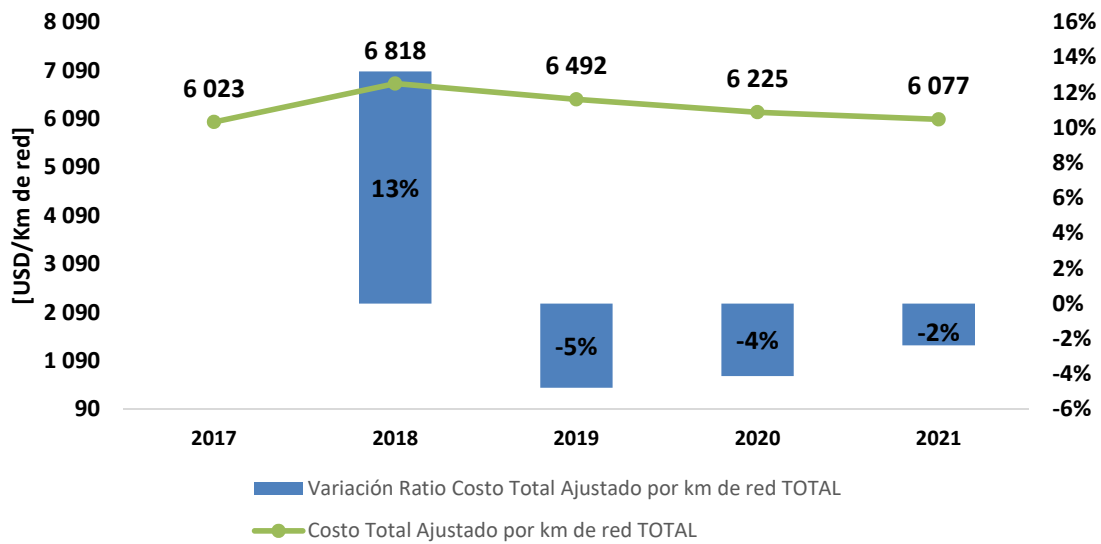


Gráfico N° 121 Evolución ratio costo total por volumen consultor [USD DIC 2016]

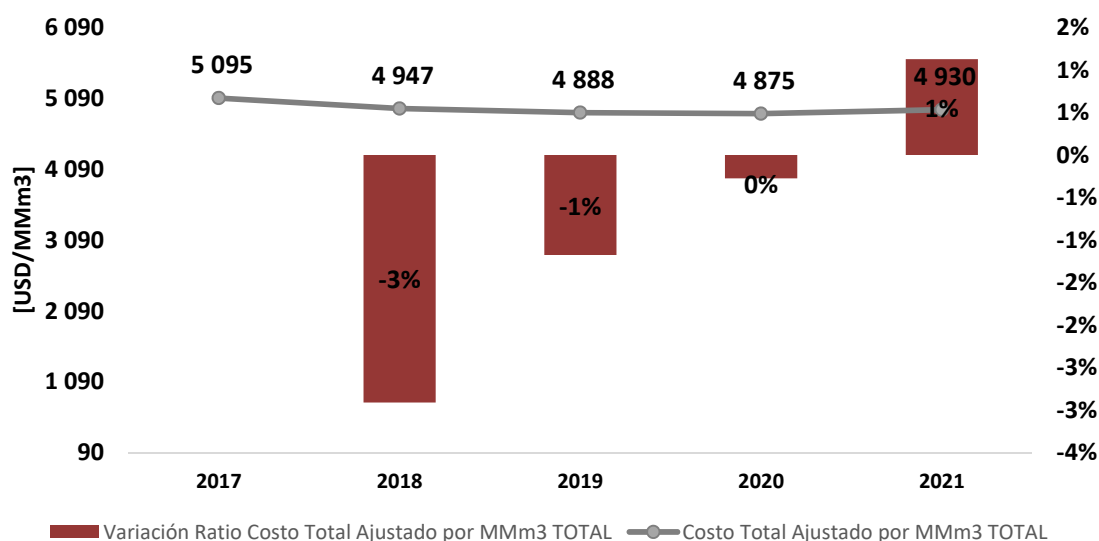
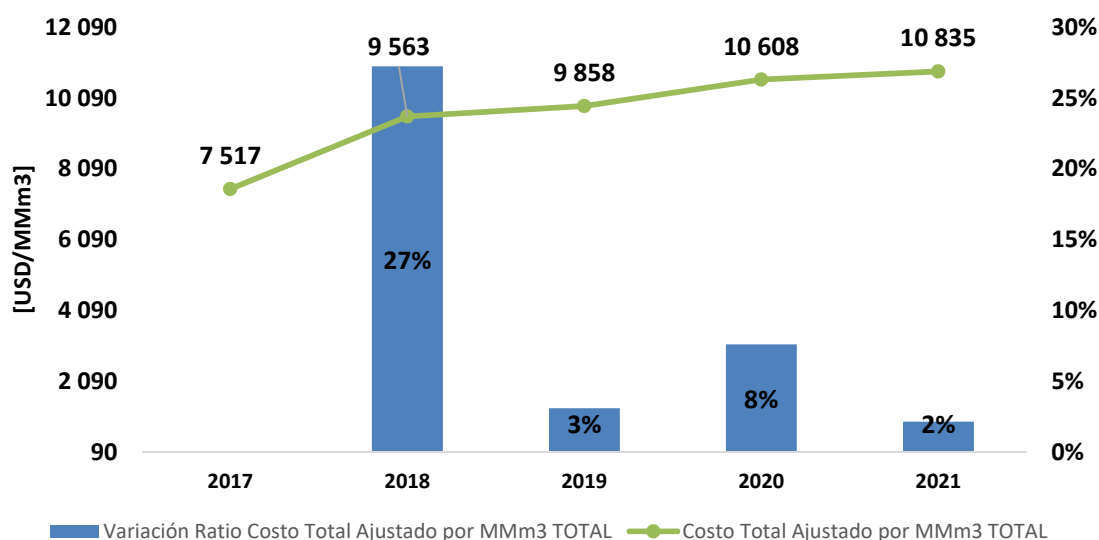


Gráfico N° 122 Evolución ratio costo total por volumen concesionario [USD DIC 2016]



Tal como se puede apreciar en los gráficos de ratios unitarios de clientes y km de red de ambas propuestas, a partir del año 2018 se observa un decrecimiento en los mismos, producto principalmente a los beneficios de la economía de densidad. Sin embargo, en el caso de la propuesta del concesionario en la transición 2017-2018 se observa un crecimiento atípico de los 3KPI's y valores superiores en el orden del 50% a la propuesta del consultor.

Por último, la principal diferencia entre la propuesta del concesionario y la del consultor se encuentra en el KPI de volumen, donde este ratio en el caso de la propuesta del

concesionario no respeta la tendencia histórica del mismo, creciendo en el periodo 2017-2021.

5.7 Modelo de costos de explotación

En archivo adjunto se envía al OSINERGMIN el modelo de determinación de costos de explotación, elaborado en Microsoft Excel con periodicidad anual expresado en dólares americanos de diciembre de 2016. Cabe aclarar, que al momento de calcular la Tarifa Media, estos costos son reexpresados a moneda de septiembre de 2017.

5.8 Recopilación y análisis de la información sobre los impuestos, tasas, permisos y otros

Para la recopilación de los impuestos, tasas, permisos y otros requisitos que las municipalidades exigen a las empresas de servicios públicos en especial la empresas de distribución de gas natural, se prepararon y enviaron cartas a cada una de las municipalidades de Lima y Callao solicitando información específica sobre los cobros efectuados a la empresa de distribución, la respuesta de algunas municipalidades fue inmediata y se pudo recopilar información esencial que sustenta que los costos municipales en la mayoría de distritos no son significativos, sin embargo antes de presentar los resultados obtenidos es necesario abordar lo establecido en el Decreto Legislativo N.º 1014, que establece medidas para propiciar la inversión en materia de servicios públicos y obras públicas de infraestructura, la cual en esencia limita los cobros de las municipalidades para que estos no sean montos extraordinarios y desincentiven la expansión de redes.

5.8.1 Análisis del Decreto Legislativo N.º 1014

La referida norma tiene como objetivo principal impulsar la inversión en infraestructura para la provisión de servicios públicos esenciales para el desarrollo humano, a través de la implementación de medidas que eliminen sobrecostos y logren una efectiva simplificación administrativa, en beneficio de los clientes de dichos servicios públicos.

Las disposiciones contenidas en el Decreto Legislativo N.º 1014 son aplicables a las empresas privadas y entidades del sector público que realizan la prestación de uno o más servicios públicos esenciales, dentro de los que se encuentra la distribución de gas natural por red de ductos. Asimismo, establece disposiciones que obligan a las autoridades de los

tres niveles de gobierno a cumplir con diferentes disposiciones relacionadas, entre otros, con los siguientes aspectos:

- i. Uso de bienes de dominio público y eliminación de sobrecostos.
- ii. Eliminación de trabas burocráticas en el acceso a los servicios públicos.
- iii. Medidas de simplificación administrativa, relacionadas con silencio administrativo positivo, requisitos exigibles para la realización de obras de infraestructura, medidas de coordinación, entre otros.

Con relación al uso de bienes de dominio público y eliminación de sobrecostos se establece en el Decreto Legislativo N.º 1014 en su artículo 3 que *“el uso de las áreas y bienes de dominio público de propiedad del Estado, incluidos el suelo, subsuelo, y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de dominio público, por parte de los operadores de los servicios públicos (...) es gratuito únicamente para el despliegue, mejoramiento o mantenimiento de infraestructura de redes de distribución de los servicios públicos”*.

Por otro lado, con relación a la eliminación de trabas burocráticas en el acceso a los servicios públicos el Decreto Legislativo N.º 1014 en su artículo 4 establece que *“las autoridades de cualquier nivel de gobierno, al momento de establecer montos por derecho de tramitación para los procedimientos administrativos para acceso o conexión domiciliaria, a los clientes y operadores de los servicios públicos (...), **no podrán establecer montos mayores al 1% (uno por ciento) de la Unidad Impositiva Tributaria (UIT) vigente por dicho concepto**”*.

Asimismo, el Decreto Legislativo N.º 1014 establece medidas de simplificación administrativa, relacionadas con las autorizaciones para realizar obras de instalación, ampliación o mantenimiento de la infraestructura para la prestación de los servicios públicos, dentro de los que se encuentran los requisitos exigibles en cada gobierno local y regional para la realización de obras de infraestructura de servicios públicos, estableciéndose que los requisitos solo podrán limitar o restringir la realización de tales obras únicamente cuando éstas puedan afectar el desarrollo urbanístico, el patrimonio histórico o cultural de la Nación o el medio ambiente.

De manera que, para efectos de realizar el análisis de información sobre impuestos, tasas, permisos y otros cobrados por las diversas municipalidades por el tendido de redes de

distribución de gas natural en la vía pública, es necesario tener en cuenta que en la actualidad existe una norma, el Decreto Legislativo N.º 1014, que dispone a las autoridades -para efectos de la provisión de servicios públicos esenciales- la eliminación de sobrecostos en beneficio de los clientes de dichos servicios públicos, señalando principalmente que no podrán establecerse montos mayores al 1% (uno por ciento) de la UIT vigente al momento de establecer derecho de tramitación para los procedimientos administrativos de acceso o conexión domiciliaria, a los clientes y operadores de los servicios públicos.

5.8.2 Impuestos, tasas, permisos y otros cobros efectuados por las municipalidades en Lima y Callao

Para el desarrollo de la presente sección se ha realizado una recopilación de información de 38 municipalidades de Lima metropolitana proveniente de dos fuentes específicas:

- i. Información publicada en el texto único de procedimientos administrativos (TUPA) de cada municipio y;(Ver Anexo)
- ii. Información solicitada de manera directa a cada municipio —a través de una carta de consulta— en donde se solicita información relacionada con las autorizaciones y tasas que deben ser obtenidas y pagadas por la empresa concesionaria de distribución de gas natural en Lima y Callao, para la instalación de redes de distribución de gas natural en la vía pública¹³.

Es menester precisar que los 38 municipios recibieron la carta consulta, a que hace referencia el punto número 2 del párrafo anterior, y se obtuvo respuesta de 05 municipios. Se realizó la consulta directa con la finalidad de tener información de primera mano de los municipios, toda vez que tras la lectura del TUPA de cada entidad no se puede determinar claramente si la entidad aplica un solo procedimiento o más de uno. A continuación, se presenta la lista de municipalidades consultadas y las que dieron respuesta a la misma.

Tabla N° 150 Estado de respuestas de municipales consultadas

MUNICIPALIDAD	CONSULTADA	RESPUESTA	MUNICIPALIDAD	CONSULTADA	RESPUESTA
Lima metropolitana	✓		Magdalena del Mar	✓	✓
Ancón	✓		Miraflores		
Ate	✓		Pachacamac		

¹³ La carta única enviada a los 38 municipios se presenta en el Anexo del presente informe.

MUNICIPALIDAD	CONSULTADA	RESPUESTA	MUNICIPALIDAD	CONSULTADA	RESPUESTA
Barranco	✓	✓	Pueblo Libre		
Breña	✓	✓	Puente Piedra		
Carabayllo	✓		Rímac		
Chaclacayo	✓	✓	San Borja	✓	✓
Chorrillos	✓		San Isidro		
Cieneguilla	✓		San Juan de Lurigancho		
Comas	✓		San Juan de Miraflores		
El Agustino	✓		San Luis		
Independencia	✓		San Martín de Porras		
Jesús María	✓		San Miguel		
La Molina	✓		Santa Anita		
La Victoria	✓		Santa Rosa		
Lince	✓		Santiago de Surco		
Los Olivos	✓		Surquillo	✓	✓
Lurigancho	✓		Villa el Salvador		
Lurín	✓		Villa María del Triunfo		

Fuente: Elaboración propia.

Las cartas respuestas de las municipalidades a que hace mención la tabla anterior se adjuntan en el Anexo sección 6.2 del presente documento.

Como se ha indicado líneas arriba se ha realizado una recopilación y análisis de información teniendo como base la información publicada en el texto único de procedimientos administrativos (TUPA) de cada municipio y las respuestas a las cartas consultas enviadas, de los anterior se ha podido determinar que no hay uniformidad en el cumplimiento de procedimientos para las autorizaciones y derechos de tramitación que deben ser obtenidas y pagadas por la empresa concesionaria de distribución de gas natural en Lima y Callao, para la instalación de redes de distribución de gas natural en la vía pública. De manera que, en cada gobierno local se exige el cumplimiento de uno o varios procedimientos distintos y los derechos de tramitación a pagar también varían en cada entidad.

No obstante, ello, se ha podido advertir que en la mayoría de gobiernos locales se solicita uno o más procedimientos, los mismos que se señalan a continuación:

1. Autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público, relacionada con la instalación, ampliación, mantenimiento para infraestructura de redes de gas natural.
2. Autorización para construcción, rehabilitación y/o refacción de sardineles, veredas, bermas u otros en área de uso público.
3. Autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras.
4. Ampliación de autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público.
5. Certificado de conformidad de obra en área de dominio público.
6. Autorización de conexión domiciliaria en área de uso público.

A continuación, se analiza y detalla los costos de cada uno de los procedimientos identificados solicitados por las municipalidades.

5.8.2.1 Autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público

Se ha podido advertir que en un número considerable de municipios se encuentra establecido en el TUPA el procedimiento de autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público, relacionada con la instalación, ampliación, mantenimiento de infraestructura (redes) de agua, alcantarillado, suministro eléctrico y gas natural.

En algunos casos no se establece en el procedimiento que aplica también para el servicio de distribución de gas natural por red de ductos, como sí sucede con otros servicios públicos como el agua, alcantarillado, suministro eléctrico, sin embargo, de las respuestas obtenidas de algunas municipalidades, se ha podido advertir que el procedimiento también es aplicado para el servicio de distribución de gas natural por red de ductos.

A continuación, se presenta la siguiente tabla en donde se puede visualizar el nombre del procedimiento, porcentaje de UIT y derecho de trámite cobrado en cada municipio:

Tabla N° 151 Autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público

N.º	Entidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
1	Lima metropolitana y en vías expresas, arteriales y colectoras de la provincia de Lima	1.38.1.1	Trabajos de emergencia mantenimiento y/o ampliación de redes	6.795%	S/. 275.20

N.º	Entidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
2	Ancón	24	Autorización para ejecución de obras en áreas de dominio publico	0.073%	S/. 2.90
3	Ate	2	Autorización para ampliación de redes o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones agua, desagüe y energía eléctrica	0.136%	S/. 5.50
4	Barranco	92	Autorización para ampliación de redes o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones agua, desagüe y energía eléctrica, gas, etc.	2.035%	S/. 80.40
5	Breña	121	Autorización de ejecución de obras en áreas de dominio público	0.74%	S/. 29.80
6	Carabayllo	9	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones agua, desagüe y energía eléctrica, gas	0.2886%	S/. 11.40
7	Chaclacayo (***)	-	Autorización de obra de servicios públicos	2% del valor de la obra con un mínimo de 1%	-
8	Cieneguilla (*)	-	-	-	-
9	Comas	3.3.1.7	Autorización para realizar de instalación, ampliación, mantenimiento para infraestructura de agua, alcantarillado, suministro eléctrico y gas natural	0.61%	S/. 24.90
10	El Agustino	59	Autorización para construcción de redes subterráneas, cableado subterráneo o casos especiales en área de uso público (agua, desagüe, energía eléctrica, gas)	0.91%	S/. 36.00
11	Independencia	6	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones (agua, desagüe, energía eléctrica, etc.)	1.167%	S/. 46.10
12	Jesús María	11.01	Autorización para ejecución de obras en áreas de uso público	1.21%	S/. 49.19
13	La Molina	9.1	Autorización para ampliación de redes subterráneas o	0.109%	S/. 4.30

N.º	Entidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
			casos especiales en área de uso público vinculados con los servicios de agua potable, desagüe, energía eléctrica o gas natural		
14	La Victoria	7.2.2	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones (agua, desagüe, energía eléctrica y gas)	-	S/. 8.10
15	Lince	-	-	-	-
16	Los Olivos	12.17	Autorización ejecución de obras en áreas de uso público para la dotación de servicios públicos (redes de agua potable, alcantarillado, energía eléctrica y gas natural)	-	S/. 7.50
17	Lurigancho	1	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público agua potable, desagüe, energía eléctrica o gas natural	Gratuito	Gratuito
18	Lurín	1	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones (agua, desagüe, energía eléctrica, etc.)	2,48%	S/. 100.44
19	Magdalena del Mar (**)	08.06	Autorización en área de uso público para la realización de obras de instalación, ampliación o mantenimiento de la infraestructura para prestación de servicios públicos	0.256%	S/. 10.10
20	Miraflores	1	Autorización para ejecución de trabajos en área pública instalación de la infraestructura para la prestación de servicios públicos - distintas a las de telecomunicaciones	Gratuito	Gratuito
21	Pachacamac (*)	-	-	-	-
22	Pueblo Libre	9.3	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público vinculados con agua, desagüe, energía eléctrica y gas	0.114%	S/. 4.50
23	Puente Piedra	07.107	Autorización en área de uso público para la realización de obras de instalación, ampliación o mantenimiento	-	S/. 5.20

N.º	Entidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
			de la infraestructura para prestación de servicios públicos – no vinculado con telecomunicaciones		
24	Rímac	3.5	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones (agua, desagüe, energía eléctrica, gas)	1.22%	S/. 46.90
25	San Borja	15	Autorización para canalizaciones	-	378.70
26	San Isidro	3.1.3	Autorización construcción de redes subterráneas, cableado subterráneo o casos especiales en área de uso público (agua, desagüe, energía eléctrica, gas)	6.049%	S/. 245.00
27	San Juan de Lurigancho	15.03	Autorización para ampliación de redes o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones agua, desagüe y energía eléctrica)	0.19%	S/. 7.70
28	San Juan de Miraflores	1	Autorización de apertura de zanjas para obras de saneamiento canalización de ductos e instalaciones de redes eléctricas.	-	S/. 161.60
29	San Luis	8.6	Autorización para ampliación y/o tendido de redes o tuberías, canalización subterránea de ductos en área de uso público (agua, gas, otros)	2.3750%	S/. 85.50
30	San Martín de Porras	4.1.19	Autorización para realizar obras de instalación, ampliación, mantenimiento para infraestructura de agua, alcantarillado, suministro eléctrico y gas	1.726%	S/. 69.90
31	San Miguel	-	-	-	-
32	Santa Anita	11	Autorización para ejecución de obras de dominio público (Empresas de saneamiento, eléctricas, gas, excepto telecomunicaciones)	0.19%	S/. 7.40
33	Santa Rosa	17	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones (agua, desagüe, energía eléctrica, etc.).	0.19%	S/. 39.40
34	Santiago de Surco	11.02	Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de	1.55%	S/. 62.70

N.º	Entidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
			uso público no vinculados con telecomunicaciones (agua, desagüe, energía eléctrica, gas)		
35	Surquillo		Autorización para ampliación de redes subterráneas o casos especiales en área de uso público no vinculados con telecomunicaciones (agua, desagüe, energía eléctrica, etc.)	1,77%	S/. 63,70
36	Villa el Salvador	-	-	-	-

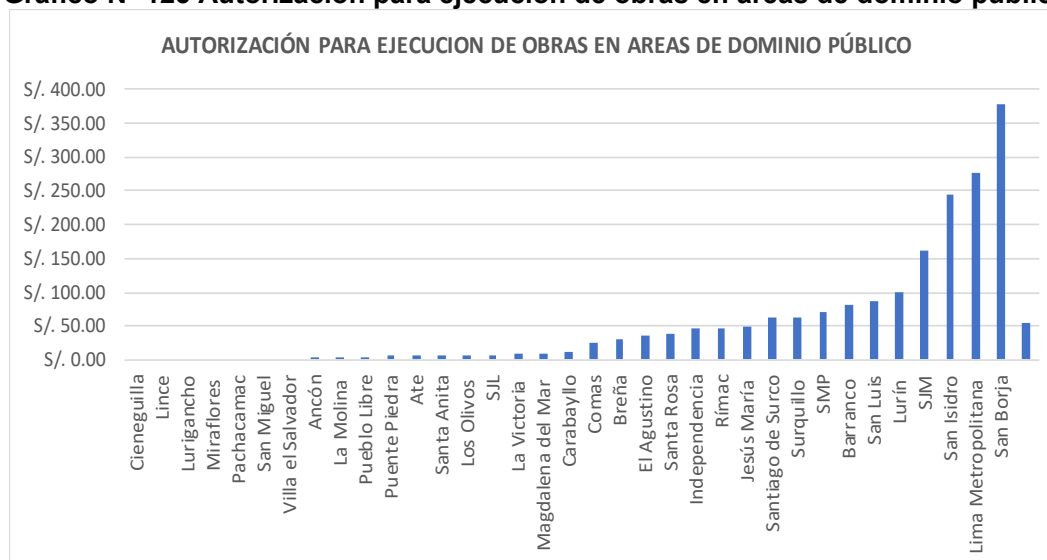
(*) No se puede visualizar en el TUPA de la entidad un procedimiento vinculado con la autorización de obras públicas, asimismo, no respondieron a la carta consulta.

(**) Municipalidad que envió respuesta a la carta consulta

(***) Municipalidad que estima el valor de la autorización en base al valor de la obra, el valor a pagar por la empresa concesionaria incluye el mantenimiento de pistas y veredas y tres controles de obra.

Asimismo, a continuación, se presenta un ranking de forma ascendente del derecho de tramitación cobrado por cada municipio por el procedimiento de autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público relacionada con la instalación, ampliación, mantenimiento para infraestructura (redes) de agua, alcantarillado, suministro eléctrico y gas natural:

Gráfico N° 123 Autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público



Fuente: TUPA de cada municipio y respuesta a carta consulta, elaboración propia.

Como se puede visualizar en el gráfico anterior la municipalidad de San Borja es la entidad que lidera el ranking al cobrar S/. 378.7 soles por el derecho de trámite para obtener la autorización, por otro lado, hay otras municipalidades como Cieneguilla, Lurigancho,

Miraflores Pachacamac, San Miguel, Villa el Salvador y Miraflores en donde no se establece el procedimiento de autorización o es gratuito, sin embargo, sí establecen otros procedimientos a cumplir por la empresa concesionaria, tal como se puede ver en las tablas siguientes, ya que como se indicó líneas arriba no existe un tratamiento uniforme en todos los municipios.

Es necesario precisar que la Municipalidad de Chaclacayo, en la carta respuesta recibida, menciona que las instalaciones de redes de distribución de gas natural en la vía pública se acogen al procedimiento de “Autorización de Obras de Servicios Públicos” a cargo de la Subgerencia de Inversión Pública; siendo el derecho de tramitación equivalente al 2 % del valor de obra, que incluye mantenimiento de pistas, veredas y 3 controles de obra. Teniendo en consideración que el derecho de tramitación no está asociado al valor de la UIT —sino al valor de la obra que varía en cada caso — es que no se ha incorporado a este municipio en el ranking que figura líneas arriba.

5.8.2.2 Autorización para construcción, rehabilitación y/o refacción de sardineles, veredas, bermas u otros en área de uso público

Por otro lado, se ha podido advertir de la revisión realizada que en determinadas municipalidades se encuentra establecido en el TUPA el procedimiento de autorización para construcción, rehabilitación y/o refacción de sardineles, veredas, bermas u otros en área de uso público, que aplica cuando se realiza una determinada obra en área de uso público que involucre la afectación de una instalación de mobiliario o infraestructura urbana (sardineles, bermas, jardines de aislamientos y otros) que requiere ser rehabilitado o reconstruido por el administrado que para materia del presente estudio es el prestador del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos.

A continuación, se presenta la siguiente tabla en donde se puede visualizar el nombre del procedimiento, porcentaje de UIT y derecho de trámite cobrado en cada municipio o eximidos en otros:

Tabla N° 152 Autorización para construcción, rehabilitación y/o refacción de sardineles, veredas, bermas u otros en área de uso público

N.º	Municipalidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
1	Lima metropolitana y en vías expresas, arteriales y colectoras de la provincia de Lima	1.38.3	Obras de construcción mejora e instalación de mobiliario o infraestructura urbana	6.2568%	S/. 253.40
2	Ancón	-	-	-	-

N.º	Municipalidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
3	Ate	-	-	-	-
4	Barranco	80	Autorización para construcción y/o refacción de sardineles y veredas en área de uso público	2.615%	S/. 103.30
5	Breña	127	Autorización de ejecución de obras en áreas de dominio público en el distrito de Breña – construcción, mejora, remodelación, rehabilitación y reconstrucción	0.74%	S/. 29.80
6	Carabayllo	4	Autorización para construcción y/o refacción de sardineles y veredas en área de uso público	0.2127%	S/. 8.40
7	Chaclacayo	-	-	-	-
8	Cieneguilla (*)	-	-	-	-
9	Comas	3.3.1.4	Autorización de ejecución de obras de construcción de mejora e instalación de mobiliario o infraestructura urbana	0.64%	S/. 26.40
10	El Agustino	60	Autorización para remodelación del área de uso público (sardineles, bermas, jardines de aislamientos y otros)	1.54%	S/. 61.00
11	Independencia	-	-	-	-
12	Jesús María	-	-	-	-
13	La Molina	-	-	-	-
14	La Victoria	-	-	-	-
15	Lince	-	-	-	-
16	Los Olivos	12.18	Autorización para construcción, mejora o instalación de infraestructura o mobiliario urbano en áreas de uso público (veredas, paraderos, rampas, postes de energía eléctrica)	-	S/. 7.50
17	Lurigancho	-	-	-	-
18	Lurín	-	-	-	-
19	Magdalena del Mar (**)	-	-	-	-
20	Miraflores (***)	4	Autorización para construcción y/o refacción de sardineles y veredas en áreas de uso público	Gratuito	Gratuito
21	Pachacamac	3.1.06	Autorización de ejecución de obras de construcción de mejora e instalación de	0.772 %	S/. 30.50.

N.º	Municipalidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
			mobiliario o infraestructura urbana (vereda, pistas)		
22	Pueblo Libre	-	-	-	-
23	Puente Piedra	07.109	Autorización en área de uso público para trabajos de construcción, modificación y/o refacción de sardineles, veredas y bermas	-	S/. 5.20.
24	Rímac	3.9	Autorización para la construcción y/o refacción sardineles y veredas en área de uso público	1.23 %	S/. 47.50.
25	San Borja	10	Autorización para mejoras en veredas o trabajos similares en áreas de uso público y/o regularización	-	S/. 117.24.
26	San Isidro	3.1.8	Autorización para la remodelación del área de uso público y (sardineles, bermas, jardines de aislamiento y otros)	3.753%	S/. 152.00
27	San Juan de Lurigancho	15.04	Autorización para construcción, mejora o instalación de infraestructura o mobiliario urbano en área de uso público (para veredas, pistas, jardinerías, bancas, paraderos, rampas y similares)	0.19%	S/. 7.70
28	San Juan de Miraflores	-	-	-	-
29	San Luis	-	Autorización para ocupación de área de uso público con materiales de construcción e instalaciones provisionales u otras instalaciones que cuenten con licencia de construcción	2.4667%	S/. 88.80
30	San Martín de Porras	-	-	-	-
31	San Miguel	6.06	Autorización para construcción y/o refacción de sardineles y veredas en áreas de uso público	2.511%	S/. 101.70
32	Santa Anita	-	-	-	-
33	Santa Rosa	12	Autorización para remodelación del área de uso público (sardineles, bermas, jardines de aislamiento y otros).	1.042%	S/. 37.50
34	Santiago de Surco	-	-	-	-
35	Surquillo (**)	-	-	-	-
36	Villa el Salvador	-	-	-	-

(*) No se puede visualizar en el TUPA de la entidad un procedimiento vinculado con la autorización de obras públicas, asimismo, no respondieron la carta consulta.

(**) Municipalidad que envió respuesta a la carta consulta

A continuación, se presenta un ranking de forma ascendente del derecho de tramitación cobrado por cada municipio por el procedimiento de autorización para construcción, rehabilitación y/o refacción de sardineles, veredas, bermas u otros en área de uso público:

Gráfico N° 124 Autorización para construcción, rehabilitación y/o refacción de sardineles, veredas, bermas u otros en área de uso público



Fuente: TUPA de cada municipio y respuesta a carta consulta, elaboración propia.

Como se puede visualizar en el gráfico anterior la municipalidad de Lima Metropolitana es la entidad que lidera el ranking al cobrar S/. 253.40 soles por el derecho de trámite para obtener la autorización, por otro lado, hay otras municipalidades en donde no se establece el procedimiento de autorización o es gratuito.

5.8.2.3 Autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras

Asimismo, se ha podido advertir de la revisión realizada que en determinadas municipalidades se encuentra establecido en el TUPA, el procedimiento de autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras, que aplica cuando se realiza una

determinada obra en área de uso público y se requiere instalar un cerco para depositar materiales de construcción, la referida autorización deberá ser solicitada por el prestador del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos.

A continuación, se presenta la siguiente tabla en donde se puede visualizar el nombre del procedimiento, porcentaje de UIT y derecho de trámite cobrado en cada municipio o eximidos en otros:

Tabla N° 153 Autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras

N.º	Municipalidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
1	Lima metropolitana y en vías expresas, arteriales y colectoras de la provincia de Lima	-	-	-	-
2	Ancón	-	-	-	-
3	Ate	-	--	-	-
4	Barranco	80	Autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras	1.919%	S/. 75.80
5	Breña	-	-	-	-
6	Carabayllo	-	-	-	-
7	Chaclacayo	-	-	-	-
8	Cieneguilla (*)	-	-	-	-
9	Comas	-	-	-	-
10	El Agustino	61	Autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras	1.52%	S/. 59.90
11	Independencia	-	-	-	-
12	Jesús María	-	-	-	-
13	La Molina	-	-	-	-
14	La Victoria	-	-	-	-
15	Lince	-	-	-	-
16	Los Olivos	-	-	-	-
17	Lurigancho	-	-	-	-
18	Lurín	-	-	-	-
19	Magdalena del Mar (**)	-	-	-	-
20	Miraflores	-	-	-	-
21	Pachacamac	-	-	-	-
22	Pueblo Libre	-	-	-	-
23	Puente Piedra	-	-	-	-

N.º	Municipalidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
24	Rímac	-	-	-	-
25	San Borja	-	-	-	-
26	San Isidro	3.1.11	Autorización para la ocupación del área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras	6.301%	S/. 255.20
27	San Juan de Lurigancho	-	-	-	-
28	San Juan de Miraflores	-	-	-	-
29	San Luis	31	Autorización para ocupación de área de uso público con materiales de construcción e instalaciones provisionales u otras instalaciones que cuenten con licencia de construcción	2.4667%	S/. 88.80
30	San Martín de Porras	-	-	-	-
31	San Miguel	-	-	-	-
32	Santa Anita	-	-	-	-
33	Santa Rosa	10	Autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras.	1.125%	S/. 40.50
34	Santiago de Surco	-	-	-	-
35	Surquillo	10	Autorización para la ocupación del área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras	1.77%	S/. 63.70
36	Villa el Salvador	-	-	-	-

(*) No se puede visualizar en el TUPA de la entidad un procedimiento vinculado con la autorización de obras públicas, asimismo, no respondieron la carta consulta.

(**) Municipalidad que envió respuesta a la carta consulta.

A continuación, se presenta un ranking de forma ascendente del derecho de tramitación cobrado por cada municipio por el procedimiento de autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras.

Gráfico N° 125 Autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras



Fuente: TUPA de cada municipio y respuesta a carta consulta, elaboración propia.

Como se puede visualizar en el gráfico anterior la municipalidad de San Isidro es la entidad que lidera el ranking al cobrar S/. 255.20 soles por el derecho de trámite para obtener la autorización, por otro lado, hay otras municipalidades en donde no se establece el procedimiento de autorización o es gratuito.

5.8.2.4 Ampliación de autorización para ejecución de obras en áreas de dominio publico

Asimismo, se ha podido advertir de la revisión realizada que en determinadas municipalidades se encuentra establecido en el TUPA el procedimiento ampliación de autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público, el mismo que debe ser cumplido por el prestador del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos en caso requiere más plazo del concedió por el municipio para culminar la obra que viene realizando en áreas de dominio público.

A continuación, se presenta la siguiente tabla en donde se puede visualizar el nombre del procedimiento, porcentaje de UIT y derecho de trámite cobrado en cada municipio o eximidos en otros:

Tabla N° 154 Ampliación de autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público

N.º	Municipalidad	Procedimiento	UIT	Monto S/.
1	Lima metropolitana y en vías expresas, arteriales y colectoras de la provincia de Lima	-	-	-
2	Ancón	25	Gratuito	Gratuito
3	Ate	3	Gratuito	Gratuito
4	Barranco	93	0.618%	S/. 24.40
5	Breña	128	Gratuito	Gratuito
6	Carabaylo	10	Gratuito	Gratuito
7	Chaclacayo	4.1.4	0.997%	S/. 38.40
8	Cieneguilla (*)	-	-	-
9	Comas	-	-	-
10	El Agustino	-	-	-
11	Independencia	7	0.919%	S/. 36.30
12	Jesús María	11.03	Gratuito	Gratuito
13	La Molina	-	-	-
14	La Victoria	7.2.3	Gratuito	Gratuito
15	Lince	-	-	-
16	Los Olivos	12.20	Gratuito	Gratuito
17	Lurigancho	2	Gratuito	Gratuito
18	Lurín	-	-	-
19	Magdalena del Mar (**)	-	-	-
20	Miraflores	-	-	-
21	Pachacamac	-	-	-
22	Pueblo Libre	9.4	Gratuito	Gratuito
23	Puente Piedra	9.4	Gratuito	Gratuito
24	Rímac	-	-	-
25	San Borja	1	-	S/. 49.00
26	San Isidro	-	-	-
27	San Juan de Lurigancho	-	-	-
28	San Juan de Miraflores	-	-	-
29	San Luis	-	-	-
30	San Martín de Porras	-	-	-
31	San Miguel	6.07	Gratuito	Gratuito
32	Santa Anita	-	-	-
33	Santa Rosa	18	0.336%	S/. 12.10
34	Santiago de Surco	-	-	-
35	Surquillo	-	-	-
36	Villa el Salvador	-	-	-

(*) No se puede visualizar en el TUPA de la entidad un procedimiento vinculado con la autorización de obras públicas, asimismo, no respondieron la carta consulta.

(**) Municipalidad que envió respuesta a la carta consulta

A continuación, se presenta un ranking de forma ascendente del derecho de tramitación cobrado por cada municipio por el procedimiento ampliación de autorización para ejecución de obras en áreas de dominio público.

Gráfico N° 126 Ampliación de autorización para ejecución de obras en áreas de dominio publico



Fuente: TUPA de cada municipio y respuesta a carta consulta, elaboración propia.

Como se puede visualizar en el gráfico anterior la municipalidad de San Borja es la entidad que lidera el ranking al cobrar S/. 49.00 soles por el derecho de trámite para obtener la autorización, por otro lado, hay otras municipalidades en donde no se establece el procedimiento de autorización o es gratuito.

5.8.2.5 Certificado de conformidad de obra en área de dominio publico

Asimismo, se ha podido advertir de la revisión realizada que en determinadas municipalidades se encuentra establecido en el TUPA el procedimiento obtención del certificado de conformidad de obra en área de dominio público, el mismo que debe ser tramitado por el prestador del servicio público de distribución de gas natural por red una vez culminada la obra en áreas de dominio público.

A continuación, se presenta la siguiente tabla en donde se puede visualizar el nombre del procedimiento, porcentaje de UIT y derecho de trámite cobrado en cada municipio o eximidos en otros.

Tabla N° 155 Certificado de conformidad de obra en área de dominio publico

N.º	Municipalidad	TUPA	UIT	Monto
1	Lima metropolitana y en vías expresas, arteriales y colectoras de la provincia de Lima	1.33	Gratuito	Gratuito
2	Ancón	26	Gratuito	Gratuito
3	Ate	5	Gratuito	Gratuito

N.º	Municipalidad	TUPA	UIT	Monto
4	Barranco	94	Gratuito	Gratuito
5	Breña	-	-	-
6	Carabaylo	11	Gratuito	Gratuito
7	Chaclacayo	4.1.5	Gratuito	Gratuito
9	Cieneguilla (*)	-	-	-
10	Comas	3.3.1.5	Gratuito	Gratuito
11	El Agustino	-	-	-
12	Independencia	8	Gratuito	Gratuito
13	Jesús María	11.04	Gratuito	Gratuito
14	La Molina	-	-	-
15	La Victoria	7.2.5	Gratuito	Gratuito
16	Lince	-	-	-
17	Los Olivos	12.19	Gratuito	Gratuito
18	Lurigancho	2	Gratuito	Gratuito
19	Lurín	-	-	-
20	Magdalena del Mar (**)	-	-	-
21	Miraflores	6	Gratuito	Gratuito
22	Pachacamac	-	-	-
23	Pueblo Libre	9.5	Gratuito	Gratuito
24	Puente Piedra	07.110	Gratuito	Gratuito
25	Rímac	-	-	-
26	San Borja	2	-	S/. 91.00
27	San Isidro	3.1.13	Gratuito	Gratuito
28	San Juan de Lurigancho	15.06	Gratuito	Gratuito
29	San Juan de Miraflores	-	-	-
30	San Luis	-	-	-
31	San Martín de Porras	4.1.24	Gratuito	Gratuito
32	San Miguel	6.05	Gratuito	Gratuito
33	Santa Anita	12	Gratuito	Gratuito
34	Santa Rosa	-	Gratuito	Gratuito
35	Santiago de Surco	11.07	Gratuito	Gratuito
36	Surquillo	19	Gratuito	Gratuito
37	Villa el Salvador	29	Gratuito	Gratuito

(*) No se puede visualizar en el TUPA de la entidad un procedimiento vinculado con la autorización de obras públicas, asimismo, no respondieron la carta consulta.

(**) Municipalidad que envió respuesta a la carta consulta

A continuación, se presenta un ranking de forma ascendente del derecho de tramitación cobrado por cada municipio por el procedimiento de obtención del certificado de conformidad de obra en área de dominio público.

Gráfico N° 127 Certificado de conformidad de obra en área de dominio publico



Fuente: TUPA de cada municipio y respuesta a carta consulta, elaboración propia.

Como se puede visualizar en el gráfico anterior la municipalidad de San Borja es la entidad que lidera el ranking al cobrar S/. 91.00 soles por el derecho de trámite para obtener la autorización, por otro lado, hay otras municipalidades en donde no se establece el procedimiento de autorización o es gratuito.

5.8.2.6 Autorización de conexión domiciliaria en área de uso público

De manera independiente a los procedimientos señalados en los párrafos anteriores, se ha podido advertir que en un número considerable municipalidades se encuentra establecido en el TUPA; el procedimiento de autorización de conexión domiciliaria en área de uso público para diferentes servicios públicos básicos.

Al igual que en el primer procedimiento señalado en el presente apartado, en algunos casos no se establece en el procedimiento conexión domiciliaria en área de uso público, que aplica también para el servicio de distribución de gas natural por red de ductos, como sí sucede con otros servicios públicos como el agua, alcantarillado, suministro eléctrico, donde se señala expresamente; sin embargo, de las respuestas obtenidas de algunas municipalidades, se ha podido advertir que el procedimiento también es aplicado para el servicio de distribución de gas natural por red de ductos.

Líneas abajo, se presenta la siguiente tabla en donde se puede visualizar el nombre del procedimiento, porcentaje de UIT y derecho de trámite cobrado en cada municipio:

Tabla N° 156 Autorización de conexión domiciliaria en área de uso público

N.º	Municipalidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
1	Lima metropolitana y en vías expresas, arteriales y colectoras de la provincia de Lima	1.38.2	Conexión domiciliaria	0.9383%	S/. 38.00
2	Ancón	23	Autorización para conexión domiciliaria de agua, alcantarillado y suministro eléctrico	0.073%	S/. 2.90
3	Ate	1	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria de agua, desagüe y energía eléctrica	0.136%	S/. 5.50
4	Barranco (**)	82	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria del servicio de energía eléctrica y telecomunicaciones	0.937%	S/. 37.00
5	Breña	126	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria del servicio de agua, desagüe y energía eléctrica	0.74%	S/. 29.80
6	Carabayllo (**)	6	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria del servicio de agua, desagüe y energía eléctrica	0.2861%	S/. 11.30
7	Chaclacayo	4.1.1.	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria del servicio de agua y desagüe	1.00%	S/. 38.50
8	Cieneguilla (*)	-	-	-	-
9	Comas	3.3.1.6	Autorización de conexión domiciliaria de agua, alcantarillado y suministro eléctrico	0.43%	S/. 17.40
10	El Agustino	-	-	-	-
11	Independencia	5	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria del servicio de agua, desagüe y energía eléctrica	0.975%	S/. 38.50
12	Jesús María (*)	11.02	Autorización para instalación de conexión domiciliaria	0.98%	S/. 39.50
13	La Molina (*)	9.2	Autorización en área de uso público para la instalación domiciliaria del servicio de agua potable, desagüe, energía eléctrica o gas natural	0.109%	S/. 4.30
14	La Victoria	7.2.1	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria de agua, desagüe y energía eléctrica	-	S/. 8.10
15	Lince	9.1	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria del servicio de	0.89%	S/. 36.20

N.º	Municipalidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
			agua potable y desagüe.		
16	Los Olivos (*)	12.16	Autorización para conexiones domiciliarias de servicios públicos (agua, desagüe, electricidad)	-	S/. 7.50
17	Lurigancho	-	-	-	-
18	Lurín	-	-	-	-
19	Magdalena del Mar (**)	-	-	-	-
20	Miraflores	2	Autorización para instalación de conexiones domiciliarias, retiro, cierre, reapertura de toma o anulación de agua y desagüe en áreas de uso público	Gratuito	Gratuito
21	Pachacamac	3.1.08	Autorización de conexión domiciliar de agua potable, alcantarillado y suministro eléctrico	0.833%	S/. 32.90
22	Pueblo Libre	9.2	Autorización para instalación domiciliar del servicio de agua, desagüe y energía eléctrica	0.106%	S/. 4.20
23	Puente Piedra	07.108	Autorización en área de uso público para instalación domiciliar del servicio de agua y desagüe	-	S/. 5.20
24	Rímac	3.11	Autorización para instalación de la conexión domiciliar del servicio de agua, desagüe y energía eléctrica en área de uso público	1.00%	S/. 38.50
25	San Borja	14	Autorización para instalaciones domiciliarias: sanitarias, y/o GLP (acometidas)	1.00%	S/. 35.50
26	San Isidro	3.1.5	Autorización en área de uso público para instalación domiciliar del servicio de: agua, desagüe y energía eléctrica (para fines domiciliarios)	0.938%	S/. 38.00
27	San Juan de Lurigancho	15.02	Autorización en área de uso público para acceso o conexión domiciliar del servicio de energía eléctrica	0.19%	S/. 7.70
28	San Juan de Miraflores	2	Conexiones domiciliarias	-	S/. 35.50
29	San Luis	89	Autorización para instalación de conexiones domiciliarias de agua, desagüe, energía eléctrica o gas en áreas de dominio público	1.000%	S/. 36.00
30	San Martín de Porras	4.1.17	Autorización para conexión domiciliar de agua, alcantarillado y suministro eléctrico	0.605%	S/. 24.50

N.º	Municipalidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
31	San Miguel	6.03	Autorización para conexión domiciliaria para agua, desagüe y electricidad	0.938%	S/. 38.00
32	Santa Anita	11.2	Conexión Domiciliaria	Exonerado	Exonerado
33	Santa Rosa	7	Autorización en área de uso público para instalación domiciliaria del servicio de agua desagüe, energía eléctrica y telecomunicaciones.	0.938%	S/. 36.00
34	Santiago de Surco	-	-	-	-
35	Surquillo (*)	-	-	-	-
36	Villa el Salvador	-	Autorización para instalación de la conexión domiciliaria del servicio de agua, desagüe y energía eléctrica en área de uso público.	0.67%	S/. 25.70

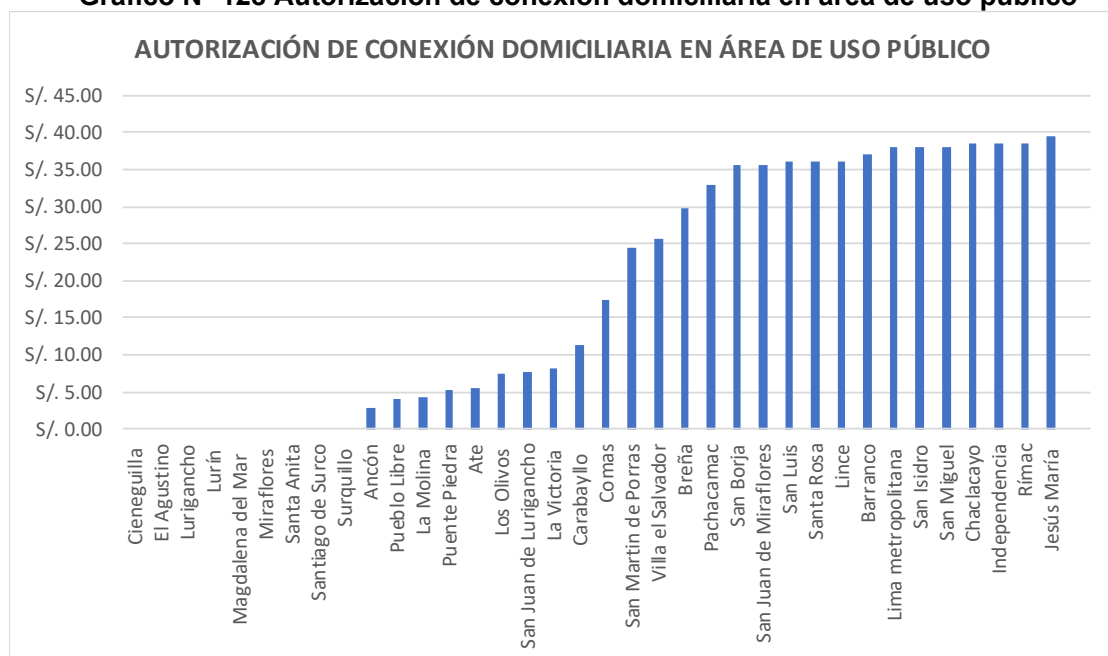
(*) No se puede visualizar en el TUPA de la entidad un procedimiento vinculado con la autorización de obras públicas, asimismo, no respondieron la carta consulta.

(**) No señala

(**) Municipalidad que envió respuesta a la carta consulta

A continuación, se presenta un ranking de forma ascendente del derecho de tramitación cobrado por cada municipio por el procedimiento de autorización de conexión domiciliaria en área de uso público para diferentes servicios públicos básicos, en donde se incluye el servicio público de distribución de gas natural por red de ductos.

Gráfico N° 128 Autorización de conexión domiciliaria en área de uso público



Fuente: TUPA de cada municipio y respuesta a carta consulta, elaboración propia.

Como se puede visualizar en el gráfico anterior la municipalidad de Jesús María es la entidad que lidera el ranking al cobrar S/. 39.50 soles por el derecho de trámite para obtener la autorización, por otro lado, hay otras municipalidades en donde no se establece el procedimiento de autorización o es gratuito.

5.8.2.7 Procedimientos adicionales

Como parte de las respuestas, a la carta consulta enviada, a las municipalidades se recibió la respuesta de la Municipalidad de Surquillo, en donde se advierte que además de los procedimientos antes señalados requeridos para la instalación de redes de distribución de gas natural en la vía pública, se solicita el cumplimiento de los siguientes procedimientos:

Tabla N° 157 Procedimientos adicionales

N.º	Entidad	TUPA	Procedimiento	UIT	Monto S/.
1	Surquillo	4	Autorización para la construcción de cámara subterránea en área de uso público	1,87%	67,35
		10	Autorización para la ocupación de área de uso público con cerco de obras para materiales de construcción e instalaciones provisionales de casetas u otras	1,77%	63,75
		20	autorización para ocupación de la vía pública con elementos provisionales como andamios, grúas, escaleras y otros similares.	1,77%	63,75
		1	inspección ocular en área de uso público a solicitud de parte	1,77%	63,70

5.8.2.8 Comunicación de interferencia vial a la municipalidad metropolitana de Lima MML

Por otro lado, se ha podido advertir que un número importante de municipalidades solicitan la “comunicación de interferencia vial a la Municipalidad Metropolitana De Lima”; por esta comunicación la referida entidad no cobra derecho de tramitación, toda vez que las empresas públicas o privadas o entidades del sector público que prestan los servicios públicos se encuentran exentas del referido pago, esto en concordancia con lo establecido en el numeral 6.4 del artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1014.

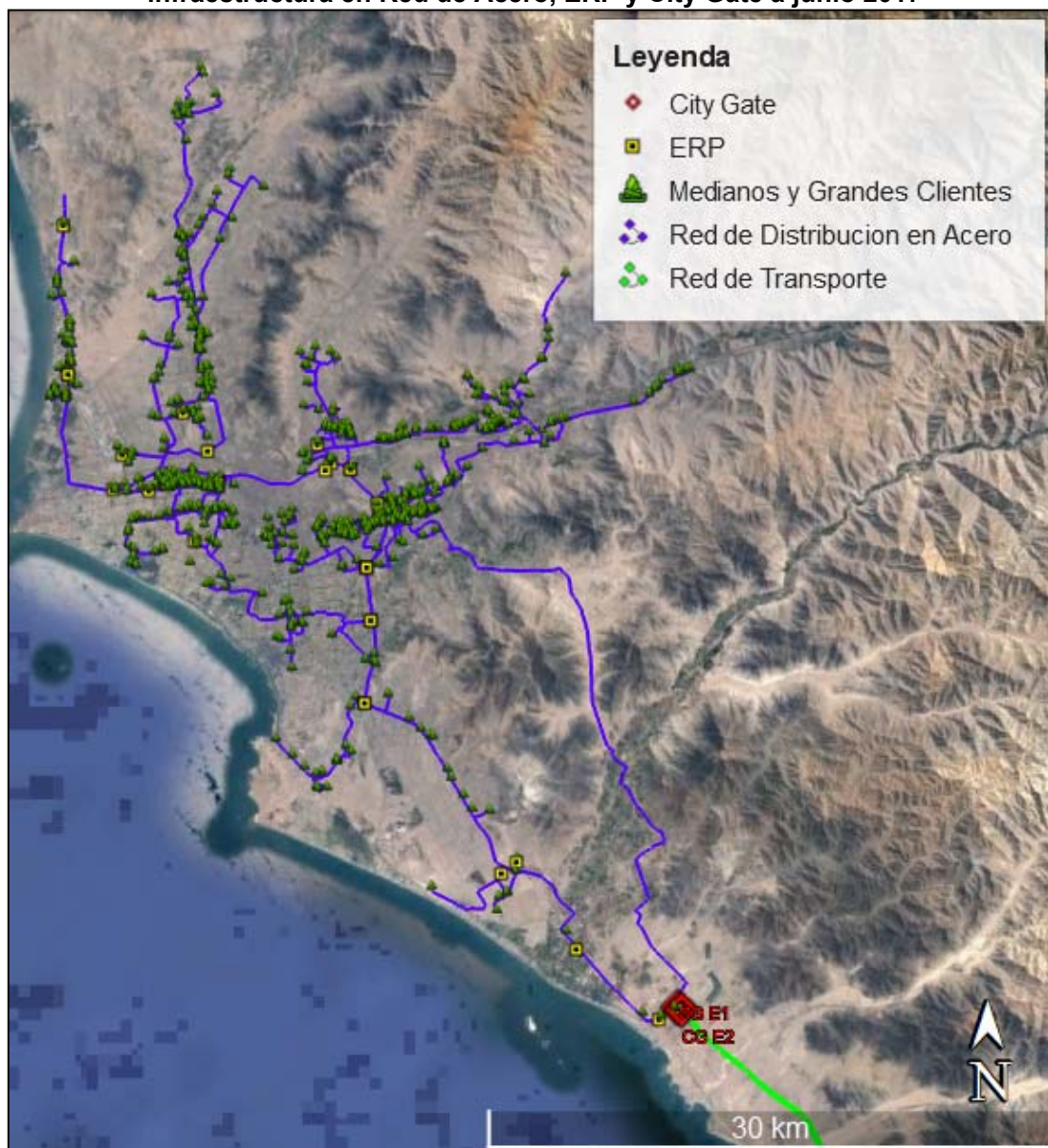
6 ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA TARIFARIA

6.1 Análisis situacional de la Concesión de Lima y Callao

A partir de su inicio de operación en el 2004, la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao viene instalando alrededor de 7.700 km de redes de acero y polietileno, 1.467 km de red de tubería de conexión, 3 City Gate y 34 estaciones de regulación. Si bien la expansión de las redes se ha desarrollado de manera horizontal, fue a partir de los años 2009 y 2010, que, con la explosión inmobiliaria y la aparición de proyectos de edificaciones multifamiliares, dicha expansión se desarrolló de manera vertical mediante la instalación de redes internas y tuberías montantes.

El gráfico siguiente muestra la expansión de las redes de distribución de alta presión de acero en el territorio de la concesión de Lima y Callao, dicha imagen corresponde a información actualizada al mes de junio de 2017, haciendo un total de 502 km de redes de acero instaladas.

**Gráfico N° 129 Sistema de Distribución de gas natural de Lima y Callao –
infraestructura en Red de Acero, ERP y City Gate a junio 2017**



Fuente: Elaboración propia, imagen satelital Google Earth e información remitida por el Concesionario.

La tabla que se presenta a continuación muestra la evolución anual de las instalaciones que conforman la concesión de distribución de Lima y Callao, y que ha sido elaborada sobre la base de la información remitida por el Concesionario como parte de su propuesta tarifaria.

Tabla N° 158 Infraestructura actual del sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao

INFRAESTRUCTURA	Unid	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 1S	2004 - 2017 1S
Redes Comunes	km	81,4	117,1	212,9	108,2	122,4	249,1	378,5	471,4	710,9	944,6	1.240,7	1.349,2	1.349,2	366,5	7.702,1
Redes de Acero	km	81,4	46,4	15,0	26,0	26,9	57,3	45,3	25,2	19,8	63,9	19,0	15,6	30,5	29,8	502,3
2"	km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,5"	km	0,0	4,7	1,5	1,3	0,2	0,1	0,3	0,7	0,5	0,0	-	0,1	-	0,2	9,4
3"	km	2,5	3,6	4,9	5,3	13,9	9,4	6,3	5,5	0,7	2,6	3,7	2,4	2,3	2,3	65,2
4"	km	2,3	9,8	1,7	7,1	5,6	8,5	2,6	5,2	2,4	5,2	3,6	3,1	3,3	2,0	62,4
6"	km	6,5	8,3	0,3	1,5	2,8	10,8	5,7	0,5	3,7	4,0	-	1,4	3,7	8,9	58,0
8"	km	8,5	7,7	6,6	4,6	2,4	11,2	8,4	3,6	0,0	0,2	9,6	4,7	6,6	4,5	78,6
10"	km	0,1	5,4	0,1	0,0	2,1	2,3	9,1	7,8	1,8	3,7	2,2	4,0	12,1	7,7	58,2
12"	km	-	-	-	6,2	-	2,9	12,9	1,9	0,7	-	-	-	2,1	4,4	31,2
14"	km	-	6,9	-	-	-	-	-	-	1,3	3,9	-	-	-	-	12,0
16"	km	-	-	-	-	-	12,1	-	0,0	8,9	3,2	-	-	-	-	24,2
20"	km	61,5	-	-	-	-	-	-	-	-	5,7	-	-	0,5	-	67,7
30"	km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35,4	-	-	-	-	35,4
Redes de Polietileno	km	-	70,7	197,9	82,2	95,4	191,8	333,1	446,2	691,2	880,8	1.221,6	1.333,5	1.318,7	336,7	7.199,8
20 mm	km	-	1,5	1,9	0,7	0,5	1,1	1,4	0,9	1,8	2,8	3,8	4,6	4,2	1,2	26,1
32 mm	km	-	0,1	1,1	0,7	39,5	131,7	262,3	357,1	551,2	689,8	1.046,7	1.058,4	982,5	208,6	5.329,7
63 mm	km	-	54,0	150,9	55,6	33,5	34,2	25,7	28,7	77,4	84,0	88,9	157,8	183,1	84,6	1.058,4
90 mm	km	-	-	12,4	7,0	2,0	2,4	6,2	0,0	15,3	8,8	-	0,6	10,1	1,2	66,0
110 mm	km	-	5,7	14,8	5,2	2,6	6,3	8,7	8,0	8,1	30,2	39,1	38,2	42,9	13,4	223,2
160 mm	km	-	9,5	16,9	12,5	5,2	4,3	6,2	14,3	7,4	21,8	24,0	22,6	37,3	4,7	186,7
200 mm	km	-	-	-	0,5	12,1	11,9	22,5	37,2	30,0	43,4	19,1	51,4	58,6	22,9	309,7
Tubería de Conexión		0,3	21,0	24,5	9,0	8,9	16,5	35,8	105,1	122,0	152,1	253,6	276,6	282,0	160,6	1.467,9
Acero	km	0,3	1,5	0,4	0,4	0,5	1,1	1,0	0,6	0,2	0,6	0,6	0,4	0,2	0,3	7,9
Polietileno	km	-	19,5	24,1	8,7	8,4	15,4	34,9	104,5	121,8	151,5	253,0	276,2	281,8	160,3	1.460,1
City Gate	und	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	3
Estaciones de Regulación	und	4	3	5	2	3	3	4	1	-	2	-	3	1	3	34
Obras Especiales	und	14	34	47	42	49	61	95	59	48	110	93	72	61	38	823
Cruce de ríos	und	4	2	-	1	-	4	-	-	2	3	-	1	1	-	18
Hot tap	und	3	21	12	21	29	43	48	31	14	27	31	24	28	12	344
Cruce de vías	und	-	9	34	19	19	13	45	28	29	54	62	43	31	21	407
Otras obras especiales	und	7	2	1	1	1	1	2	-	3	26	-	4	1	5	54
Válvulas	und	44	217	235	163	85	136	322	488	474	506	188	467	712	831	6.133
Acero	und	44	161	86	97	61	57	163	122	84	41	29	64	84	63	1.292
Polietileno	und	-	56	149	66	24	79	159	366	390	465	159	403	628	768	4.841

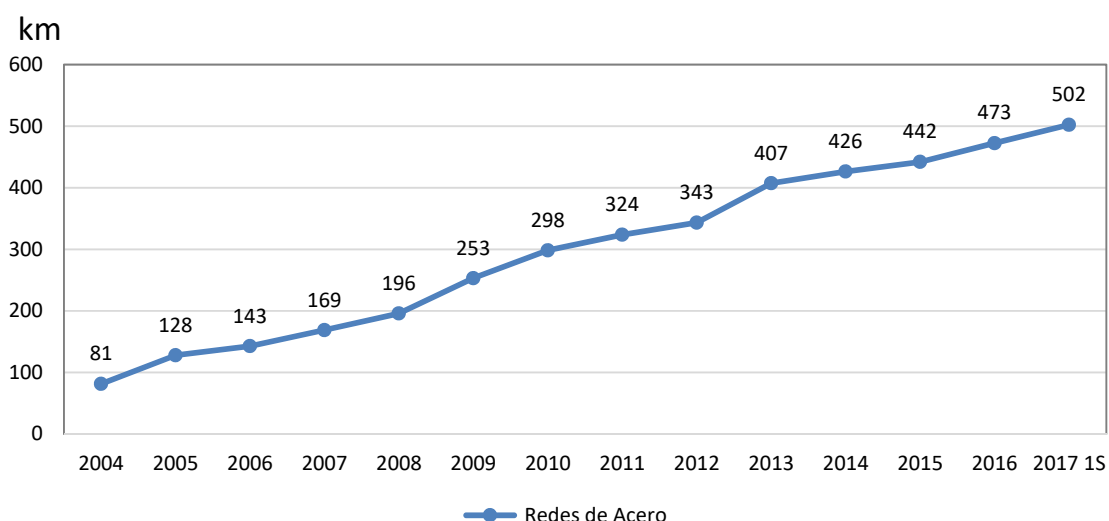
Fuente: Elaboración propia a partir de la información remitida por el Concesionario.

6.1.1 Análisis de las Redes Comunes

En lo que respecta a las redes comunes de distribución, se han instalado aproximadamente 502 kilómetros de redes de acero y 7.200 kilómetros de redes de polietileno.

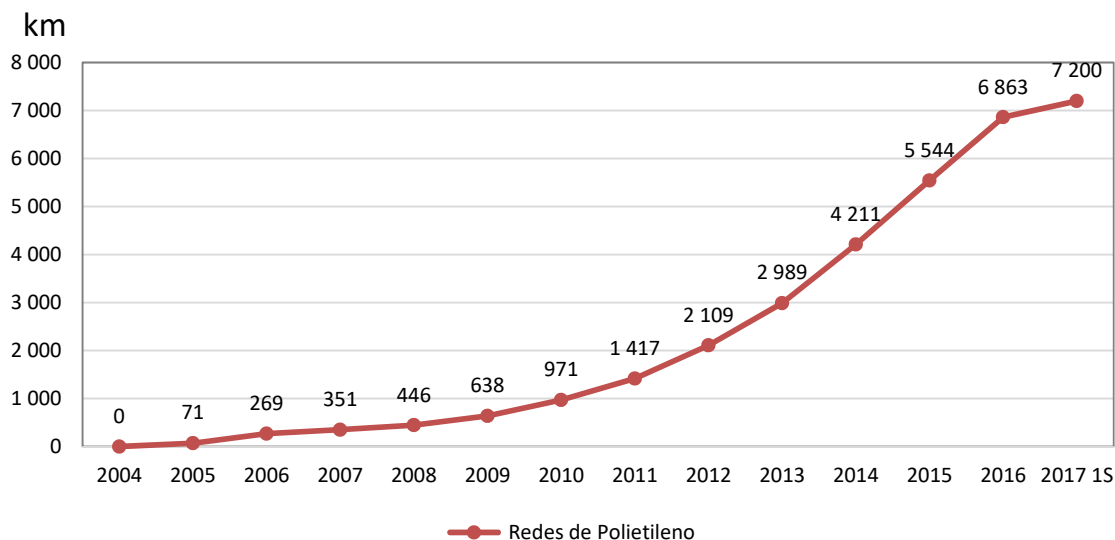
Las redes comunes de acero han sido desarrolladas teniendo en cuenta un promedio anual de instalación de 26 kilómetros, tal como se muestra en el siguiente gráfico. Si bien en el periodo 2012-2013 se aprecia la incorporación de 64 kilómetros de red de acero, debe indicarse que gran parte de esta infraestructura correspondió a la incorporación de los ductos de uso propio existentes que suministraban las centrales térmicas ubicadas en Chilca, y que se encontraban aguas arriba de la estación City Gate.

Gráfico N° 130 Infraestructura actual de redes de Acero kilómetros acumulados



Fuente: Elaboración propia, información recopilada de archivos TXT del Concesionario.

Por otro lado, tenemos que las redes comunes de polietileno han sido desarrolladas teniendo en cuenta un promedio anual de instalación de 450 kilómetros. Como se puede apreciar en el gráfico que se muestra a continuación, el mayor impulso en la instalación de las redes ha tenido lugar a partir de los años 2012 y 2013, siendo las principales causas de este impulso la aplicación de mecanismos de promoción para la instalación residencial, el crecimiento del mercado potencial residencial por efecto de la explosión inmobiliaria, el reconocimiento de mayores ingresos al Concesionario por efecto de la incorporación de la demanda de generación eléctrica independiente en la base tarifaria de la concesión, entre otros.

Gráfico N° 131 Infraestructura actual de redes de Polietileno kilómetros acumulados

Fuente: Elaboración propia, información recopilada de archivos TXT del Concesionario.

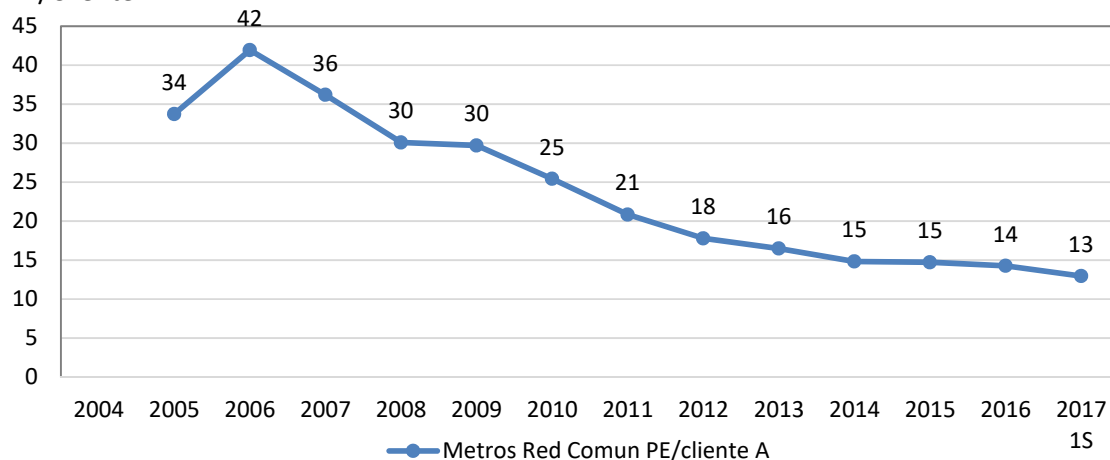
A partir de la información mostrada, es posible determinar el nivel de eficiencia de la instalación de las redes a lo largo de los años, denominado factor de penetración. Este factor se calcula sobre la base de los kilómetros de redes instalados y del número de clientes conectados al sistema de distribución.

Para llevar a cabo el análisis para el nivel residencial, se segmentaron las redes comunes de polietileno según diámetros de 20, 32 y 63 mm, los cuáles son utilizados típicamente en la conexión a clientes de la categoría A conformados por clientes residenciales y pequeños comercios, y cuyos rangos de consumo se encuentran comprendidos entre 0 y 300 m³/día.

Un análisis similar se realiza para el caso de los clientes de las categorías B, C, IP y D conformados por instituciones públicas, grandes comercios y pequeñas y medianas industrias, teniéndose en cuenta que para el suministro de este tipo de Consumidores, son utilizadas típicamente redes de polietileno de 90, 110, 160 y 200 mm. Asimismo, el análisis de las redes de acero agrupa las categorías GNV, E y Generadores Eléctricos, las cuales típicamente requieren medias y altas presiones para llevar a cabo su operación las cuales las redes de acero están diseñadas a operar.

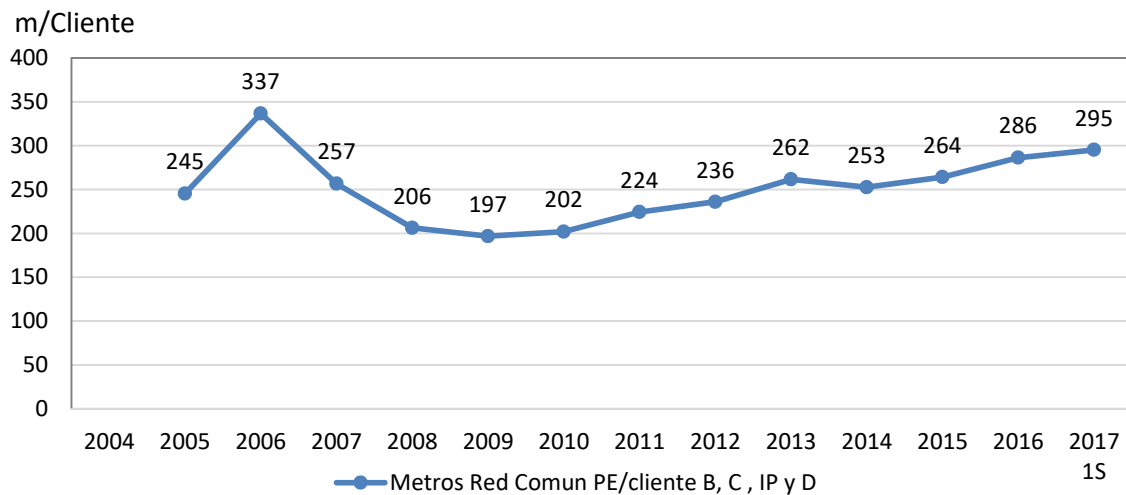
Como resultado de los análisis descritos, se tiene lo siguiente:

Gráfico N° 132 Metros de red común de polietileno por cliente categoría A conectado
m/Cliente



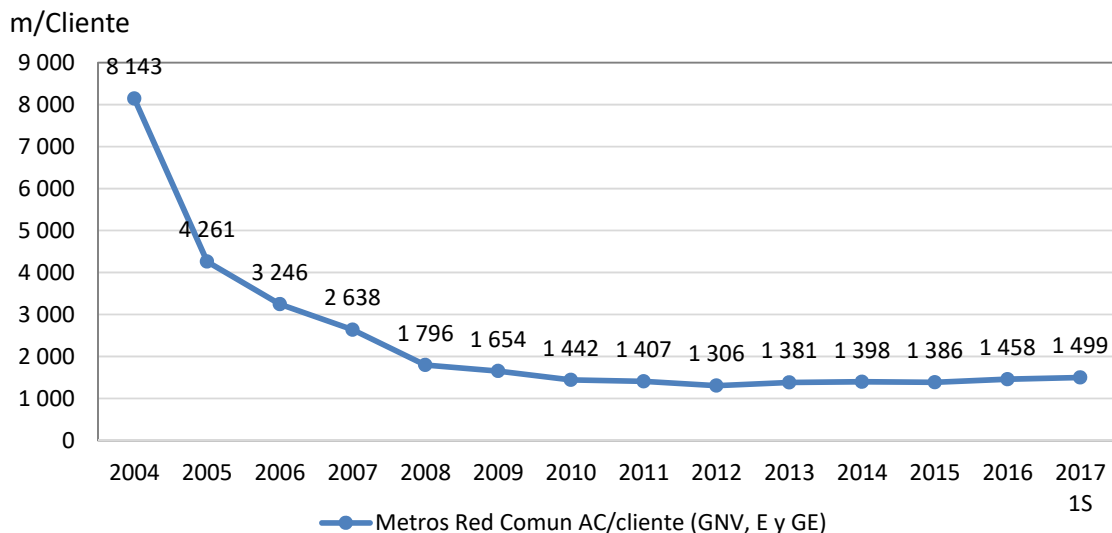
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 133 Metros de red común de polietileno por cliente categoría B, C, IP y D conectado
m/Cliente



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 134 Metros de red común de acero por cliente categoría GNV, E y GE conectado



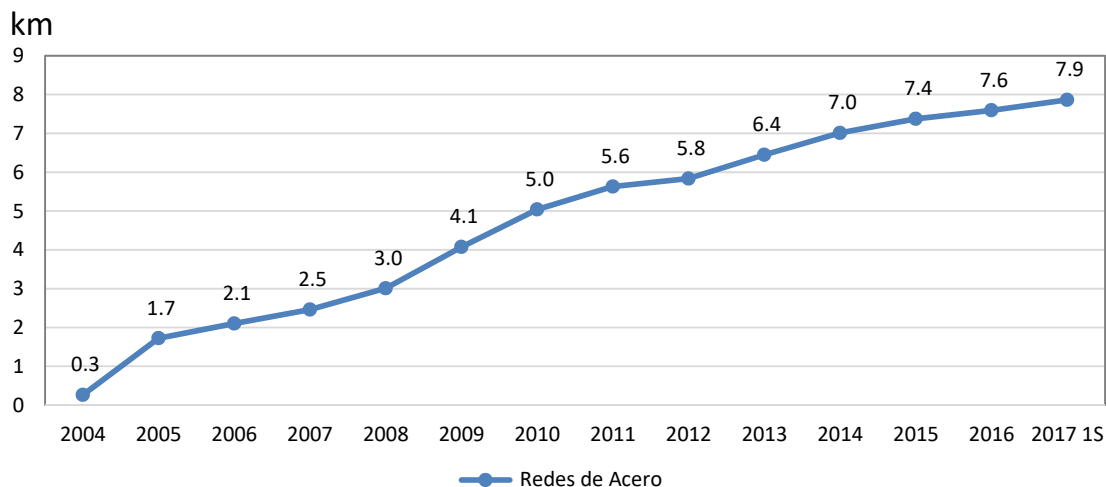
Fuente: Elaboración propia.

De la revisión de los ratios se observa que estos están acordes con un sistema de distribución de gas natural de una ciudad del tamaño de Lima y que se están alcanzando progresivamente estabilidad en los ratios respecto a las longitudes medias por cliente.

6.1.2 Análisis de las Tuberías de Conexión

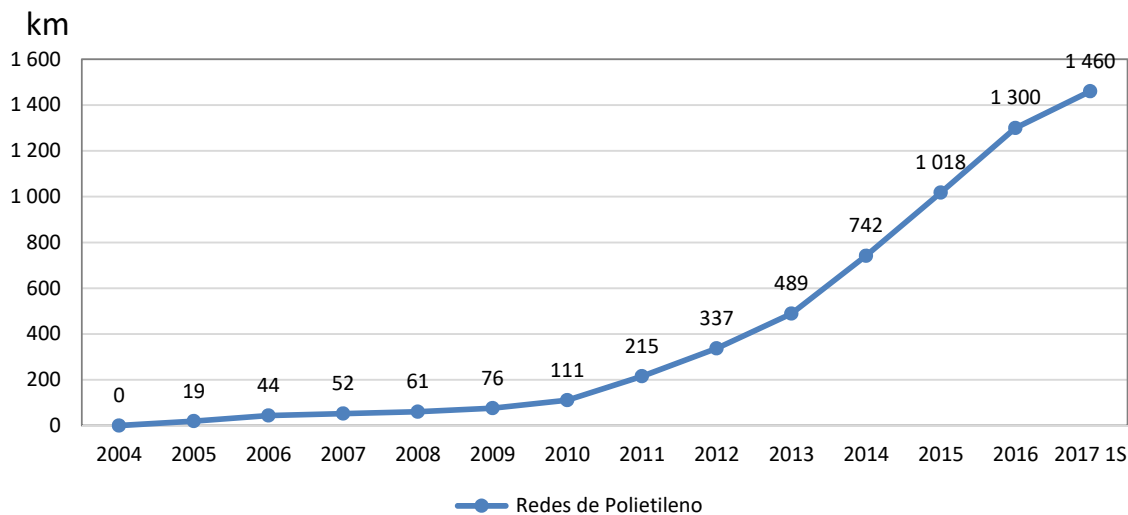
En el siguiente grafico se muestra el crecimiento de las redes de gas natural correspondientes a las tuberías de Acero y Polietileno que conformar la red utilizada para la Tubería de Conexión las cuales sirven de nexo entre las redes comunes y la acometida.

Gráfico N° 135 Infraestructura actual de Tuberías de Conexión de Acero kilómetros acumulados



Fuente: Elaboración propia, información recopilada de archivos TXT del Concesionario.

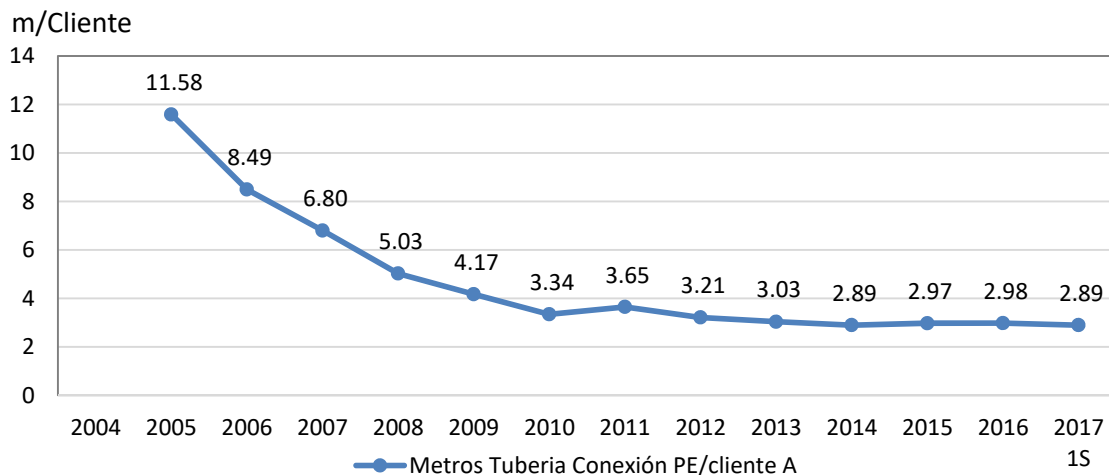
Gráfico N° 136 Infraestructura actual de Tuberías de Conexión de Polietileno kilómetros acumulados



Fuente: Elaboración propia, información recopilada de archivos TXT del Concesionario.

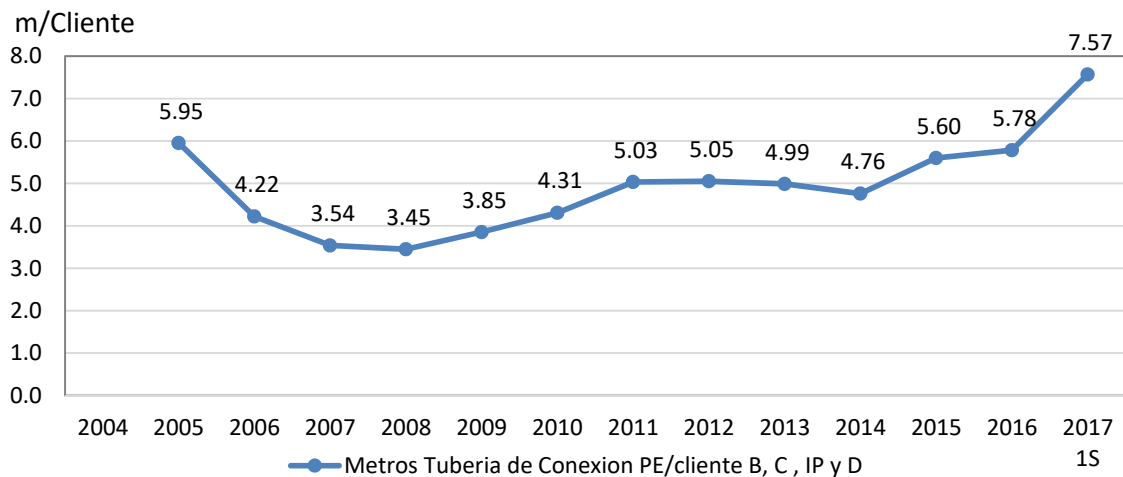
Para el caso de las tuberías de conexión la categoría A y B viene representada por las tuberías de 20 mm y las categorías C, D e IP viene representadas por las tuberías de 32, 63, 90, 160 y 200 mm, se han determinado ratios en función del número de clientes conectados al sistema de distribución, de similar forma se han agrupado por diámetros según los indicados anteriormente, obteniendo los siguientes resultados.

Gráfico N° 137 Metros de red de Tubería de Conexión de polietileno por cliente categoría A conectado



Fuente: Elaboración propia.

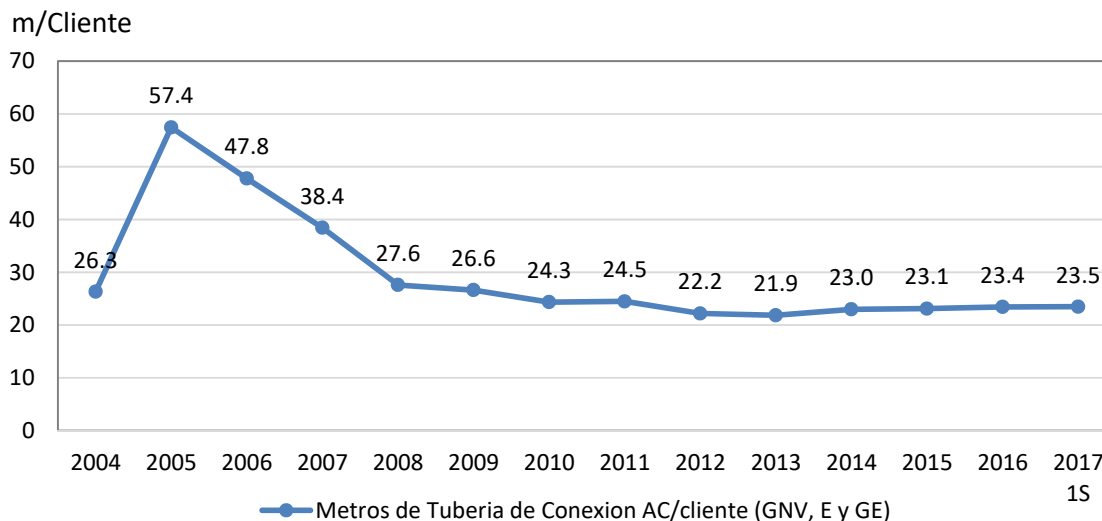
Gráfico N° 138 Metros de red de Tubería de Conexión de polietileno por cliente categoría B, C, IP y D conectado



Fuente: Elaboración propia.

De similar forma para el análisis de las redes de acero correspondiente a las tuberías de conexión se agruparon las categorías GNV, E y Generadores Eléctricos.

Gráfico N° 139 Metros de red de Tubería de Conexión de acero por cliente categoría GNV, E y GE conectado



Fuente: Elaboración propia.

De la revisión de los ratios se observa que estos están acordes con un sistema de distribución de gas natural de una ciudad del tamaño de Lima y que se están alcanzando progresivamente estabilidad en los ratios respecto a las longitudes medias por cliente.

6.1.3 City Gate y ERP

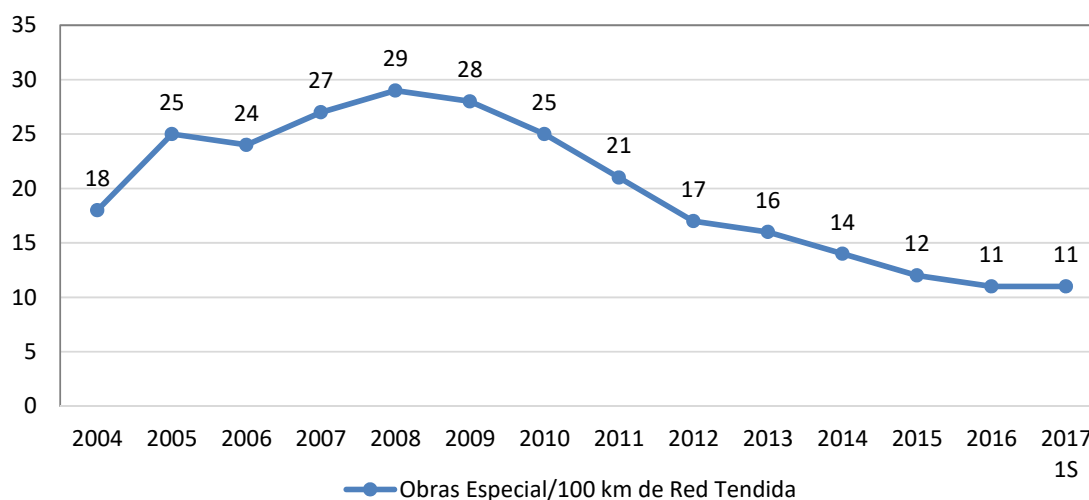
Para el análisis de los City Gate y Estaciones de Regulación de Presión (ERP), se llevaron a cabo visitas a cada uno de los City Gates actualmente en operación y a las ERPs más representativas, en las visitas técnicas de campo se pudo observar que los City Gates tienen todas las medidas de seguridad necesarias para llevar a cabo el control y la operación del sistema de distribución, asimismo se observó que la capacidad actual de los City Gate Lurín y Nuevo Lurín cubren el incremento de demanda proyectada para el nuevo periodo tarifario por lo que no se requiere de ampliaciones; respecto a las ERPs se observaron en algunos casos como los ubicados en la avenida Evitamiento con Javier Prado, se encuentran ubicadas 3 ERP que comparten un mismo predio estas son las ERP identificadas como La Molina, Javier Prado y la Victoria, esto se debe a las dificultades de encontrar terrenos disponibles y en cierta medida a la eficiencia económica que el concesionario encuentra en ubicar 3 estaciones en un mismo predio, sobre el equipamiento y seguridad estas cuentan con todas las medidas para un óptimo funcionamiento.

6.1.4 Obras Especiales

Las obras especiales como Cruce de ríos, Hot tap, Cruce de vías entre otras obras son necesarias en grandes ciudades como es el caso de Lima y Callao, el número y la complejidad estará definido por el grado de desarrollo de la ciudad, de acuerdo con la revisión mediante imágenes satelitales del desarrollo y geografía de la ciudad respecto a las vías de tránsito vehicular y los ríos que transitan por Lima y Callao vemos que el número de obras especiales es coherentes con la geografía y el desarrollo vial de la ciudad de Lima y Callao.

Gráfico N° 140 Obras Especiales (OE) instaladas por cada 100 km de red

OE/100 Km de Red



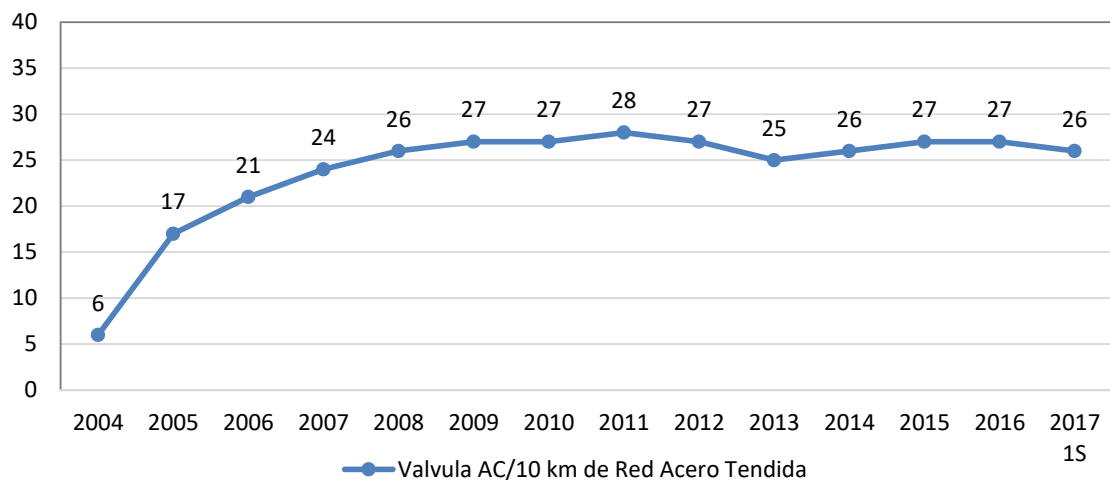
Fuente: Elaboración propia.

6.1.5 Válvulas

De la revisión de la infraestructura en válvulas se ha observado que la tendencia en el número de válvulas instaladas por kilómetros de redes de acero y polietileno es consistente y la tendencia histórica es estable, asimismo es consistente con la geografía y la expansión progresiva de redes del sistema de distribución.

Gráfico N° 141 Válvulas de acero instaladas por cada 10 km de red de Acero

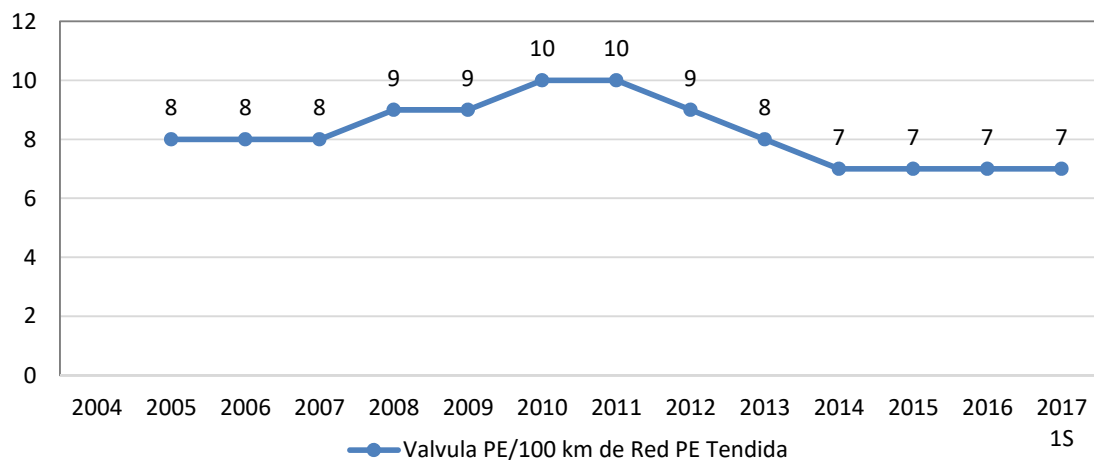
Valvula AC/10 Km de Red de AC



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 142 Válvulas de polietileno instaladas por cada 100 km de red de polietileno

Valvula PE/100 Km de Red de PE



Fuente: Elaboración propia.

6.2 Recorrido y diseño técnico de las redes proyectadas

En la siguiente tabla se presenta la infraestructura proyectada de redes de distribución de gas natural para el periodo 2018 - 2022, en las siguientes secciones se presenta el sustento detallado de los números presentados en la tabla a continuación.

Tabla N° 159 Infraestructura proyectada para efectos tarifarios

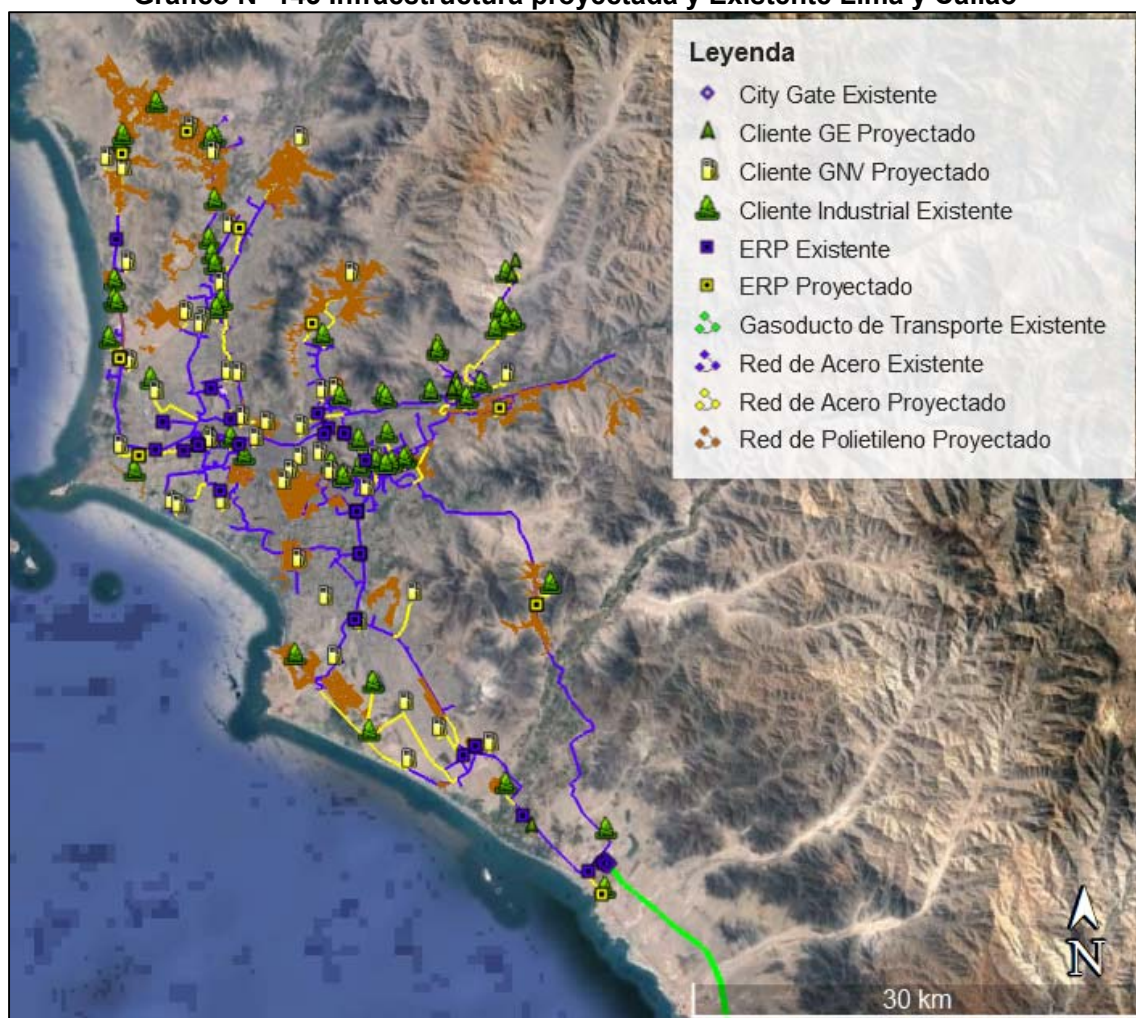
INFRAESTRUCTURA	Unid	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	2017 1S - 2022
Redes	km	622,9	1.006,7	769,8	771,6	610,2	13,3	3.794,5
Redes de Acero	km	52,3	56,6	7,1	7,8	13,2	13,3	150,4
2"	km	-	-	-	-	-	-	-
2,5"	km	-	0,2	0,0	-	0,0	-	0,3
3"	km	3,7	6,2	4,6	4,1	9,0	-	27,5
4"	km	7,4	1,3	0,1	1,1	4,1	5,9	19,9
6"	km	4,0	4,8	2,0	1,8	-	5,5	18,0
8"	km	18,9	11,6	0,3	0,8	-	1,8	33,5
10"	km	5,1	15,4	-	-	0,1	-	20,6
12"	km	8,1	9,0	-	0,0	-	0,1	17,2
14"	km	5,2	8,2	-	-	-	-	13,4
16"	km	-	-	-	-	-	-	-
20"	km	-	-	-	-	-	-	-
30"	km	-	-	-	-	-	-	-
Redes de Polietileno	km	570,5	950,1	762,7	763,7	597,0	-	3.644,1
20 mm	km	-	-	-	-	-	-	-
32 mm	km	360,1	661,6	582,7	576,5	450,2	-	2.631,1
63 mm	km	141,8	195,8	98,7	100,6	96,7	-	633,5
90 mm	km	3,5	-	1,0	-	0,0	-	4,6
110 mm	km	12,5	22,6	31,9	34,7	20,9	-	122,5
160 mm	km	12,7	25,5	15,7	16,8	10,5	-	81,2
200 mm	km	40,0	44,6	32,6	35,2	18,7	-	171,1
Tubería de Conexión		82,7	268,2	159,9	156,4	201,3	74,0	942,4
Acero	km	0,3	0,3	0,3	0,2	0,5	0,0	1,5
Polietileno	km	82,4	267,9	159,6	156,2	200,9	73,9	940,9
City Gate	und	1	-	-	-	-	-	1
Estaciones de Regulación	und	8	6	-	-	-	1	15
Obras Especiales	und	54	63	24	33	48	12	234
Cruce de ríos	und	1	1	-	-	2	-	4
Hot tap	und	21	29	10	11	23	3	97
Cruce de vías	und	22	30	13	20	17	9	111
Otras obras especiales	und	10	3	1	2	6	-	22
Válvulas	und	339	451	388	407	324	7	1.916
Acero	und	40	42	16	14	31	5	148
Polietileno	und	299	409	372	393	293	2	1.768

Fuente: Elaboración propia.

La diferencia entre la infraestructura de redes presentada por el Concesionario versus lo propuesto por el Consultor, se observa las ERP donde se excluyó de la infraestructura la ERP LA MOLINA 02 ya que no mostraba expansión de redes de polietileno en su entorno.

Por otro lado, se incluyeron en el metraje las tuberías de conexión de los clientes residenciales que el Concesionario no la estaba considerando en los archivos TXT presentados, cabe indicar que los metros por cliente utilizado para definir la tubería de conexión han sido determinados en base a la información histórica.

Gráfico N° 143 Infraestructura proyectada y Existente Lima y Callao



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 144 Infraestructura proyectada y Existente Chilca



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 145 Infraestructura proyectada y Existente Cañete



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en las siguientes secciones se sustenta la infraestructura proyectada propuesta.

6.2.1 Redes de Polietileno

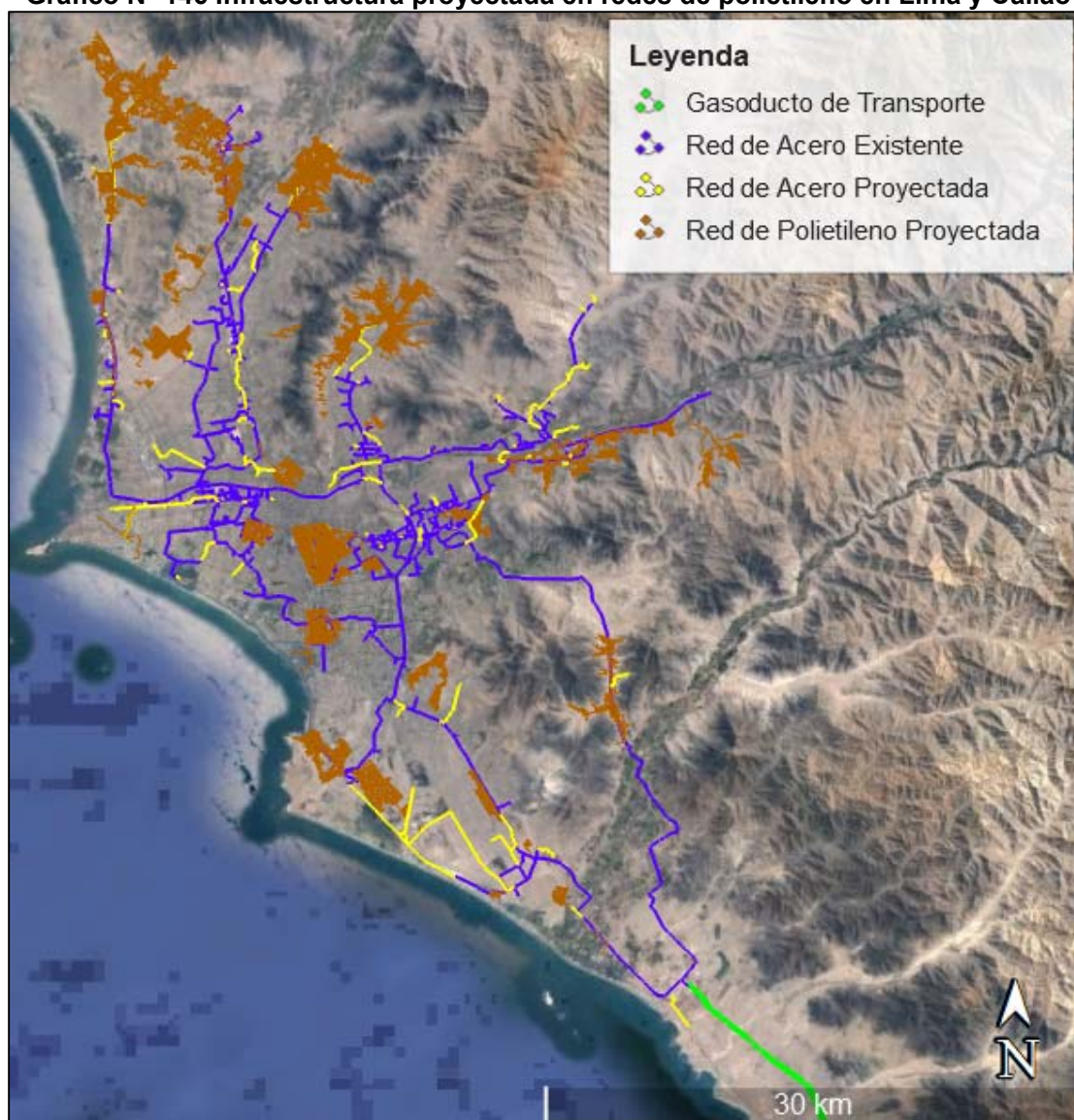
En la siguiente tabla se presenta los kilómetros de redes de polietileno a considerarse en el nuevo periodo regulatorio.

Tabla N° 160 Infraestructura proyectada en redes de polietileno

INFRAESTRUCTURA	Unid	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	2017 1S - 2022
Redes de Polietileno	km	570,5	950,1	762,7	763,7	597,0	-	3.644,1
32 mm	km	360,1	661,6	582,7	576,5	450,2	-	2.631,1
63 mm	km	141,8	195,8	98,7	100,6	96,7	-	633,5
90 mm	km	3,5	-	1,0	-	0,0	-	4,6
110 mm	km	12,5	22,6	31,9	34,7	20,9	-	122,5
160 mm	km	12,7	25,5	15,7	16,8	10,5	-	81,2
200 mm	km	40,0	44,6	32,6	35,2	18,7	-	171,1

Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 146 Infraestructura proyectada en redes de polietileno en Lima y Callao

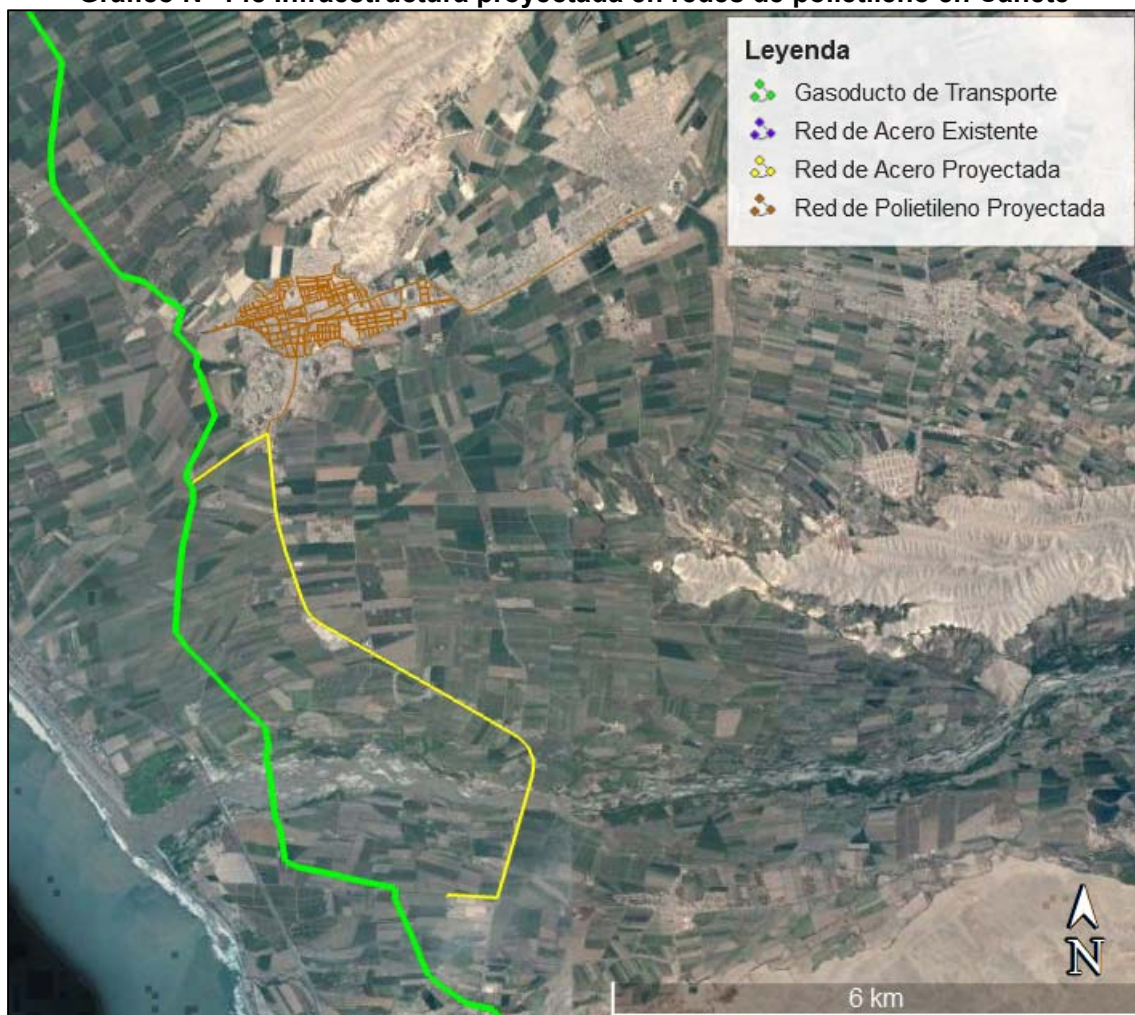


Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 147 Infraestructura proyectada en redes de polietileno en Chilca



Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 148 Infraestructura proyectada en redes de polietileno en Cañete

Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

6.2.2 Redes de Acero

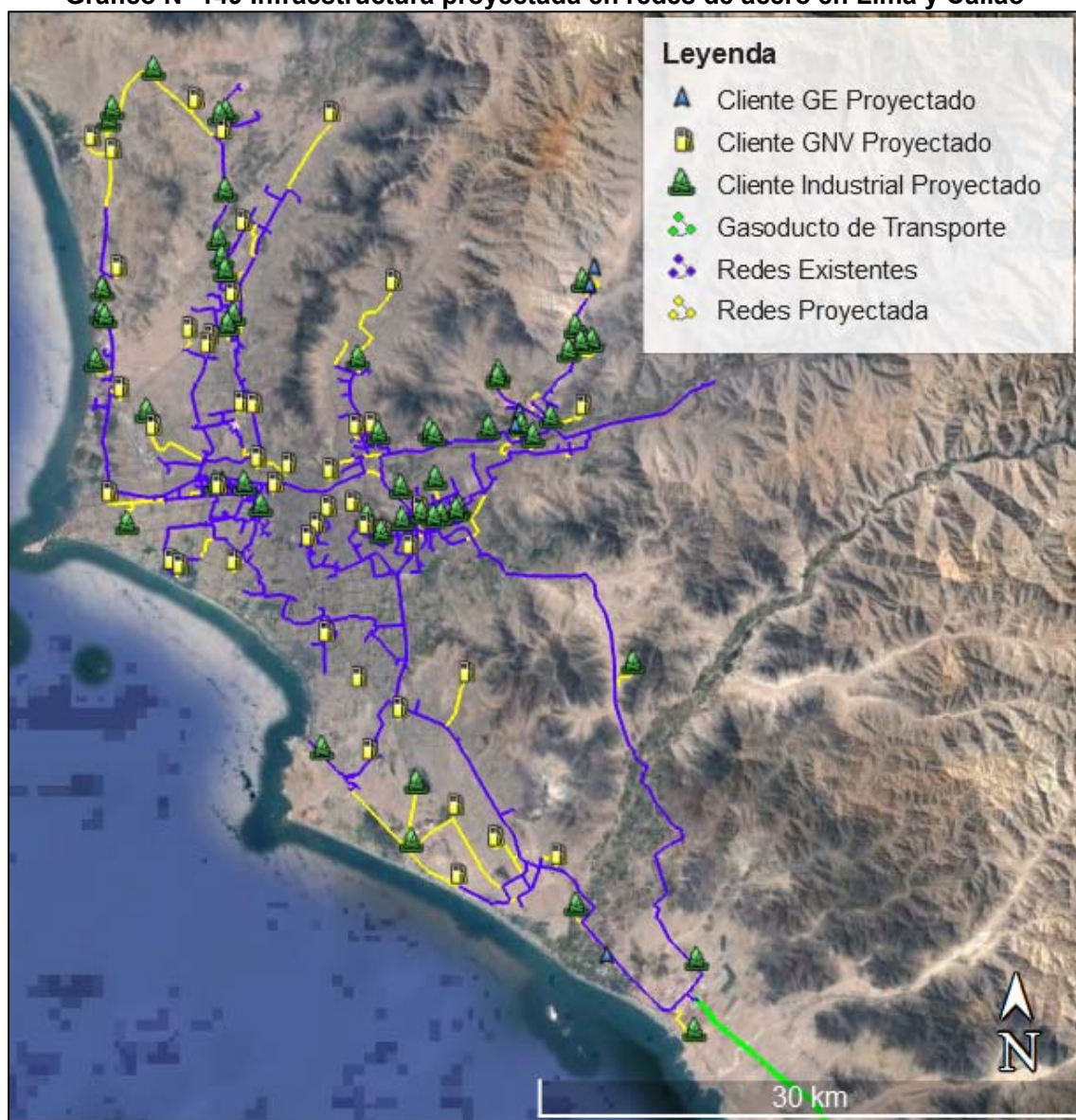
La infraestructura en redes de tomo como base las redes proyectadas por el Concesionario, se revisaron e identificaron las redes que no guardan congruencia en especial las que no están conectadas físicamente al sistema de distribución y se procedió a sacar dichas redes, con ello se obtuvo el metraje de redes a considerar en el nuevo periodo tarifario. Asimismo, se eliminaron las redes de acero hacia la ERP La Molina 02 por no contar con clientes aguas debajo de dicha ERP.

Tabla N° 161 Infraestructura proyectada en redes de acero

INFRAESTRUCTURA	Unid	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	2017 1S - 2022
Redes de Acero	km	52,3	56,6	7,1	7,8	13,2	13,3	150,4
2,5"	km	-	0,2	0,0	-	0,0	-	0,3
3"	km	3,7	6,2	4,6	4,1	9,0	-	27,5
4"	km	7,4	1,3	0,1	1,1	4,1	5,9	19,9
6"	km	4,0	4,8	2,0	1,8	-	5,5	18,0
8"	km	18,9	11,6	0,3	0,8	-	1,8	33,5
10"	km	5,1	15,4	-	-	0,1	-	20,6
12"	km	8,1	9,0	-	0,0	-	0,1	17,2
14"	km	5,2	8,2	-	-	-	-	13,4

Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 149 Infraestructura proyectada en redes de acero en Lima y Callao



Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 150 Infraestructura proyectada en redes de acero en Chilca



Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 151 Infraestructura proyectada en redes de acero en Cañete

Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

6.2.3 City Gate y ERP

Respecto a los City Gate se observó que la capacidad actual de los City Gate Lurín y Nuevo Lurín cubren el incremento de demanda proyectada para el nuevo periodo tarifario por lo que no se requiere de ampliaciones propuesta por el Concesionario.

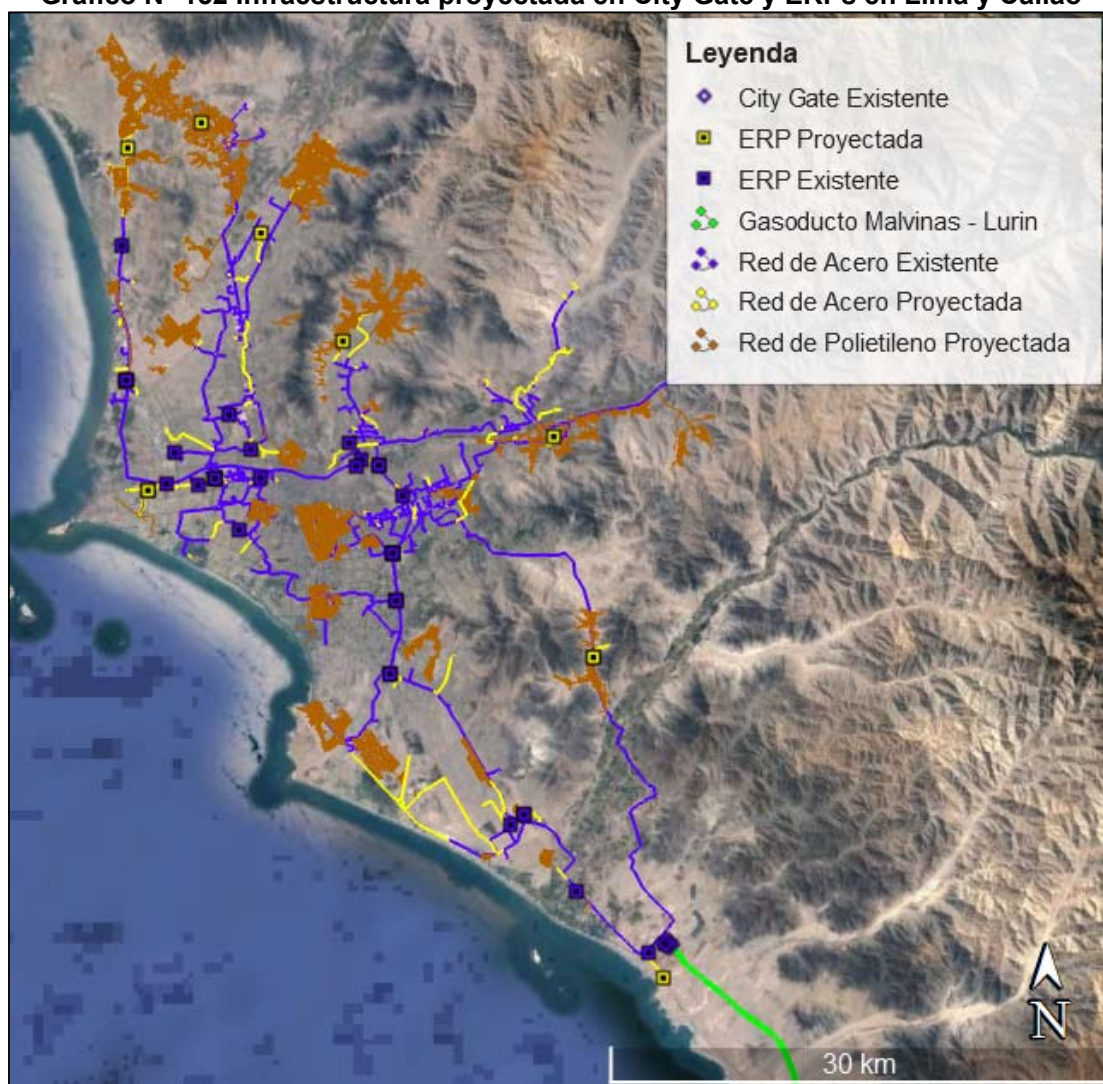
Respecto a las ERPs se observó que la ERP identificada como Molina 02 con reducción de presión de 50 a 5 Bar no tiene redes circundantes de polietileno, asimismo no abastece a ninguna red cercana, por lo tanto, no se incluirá en la proyección de redes del nuevo periodo tarifario.

Tabla N° 162 Infraestructura proyectada en City Gate y ERP

INFRAESTRUCTURA	Unid	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	2017 1S - 2022
City Gate	und	1	-	-	-	-	-	1
Estaciones de Regulación	und	8	6	-	-	-	1	15

Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 152 Infraestructura proyectada en City Gate y ERPs en Lima y Callao



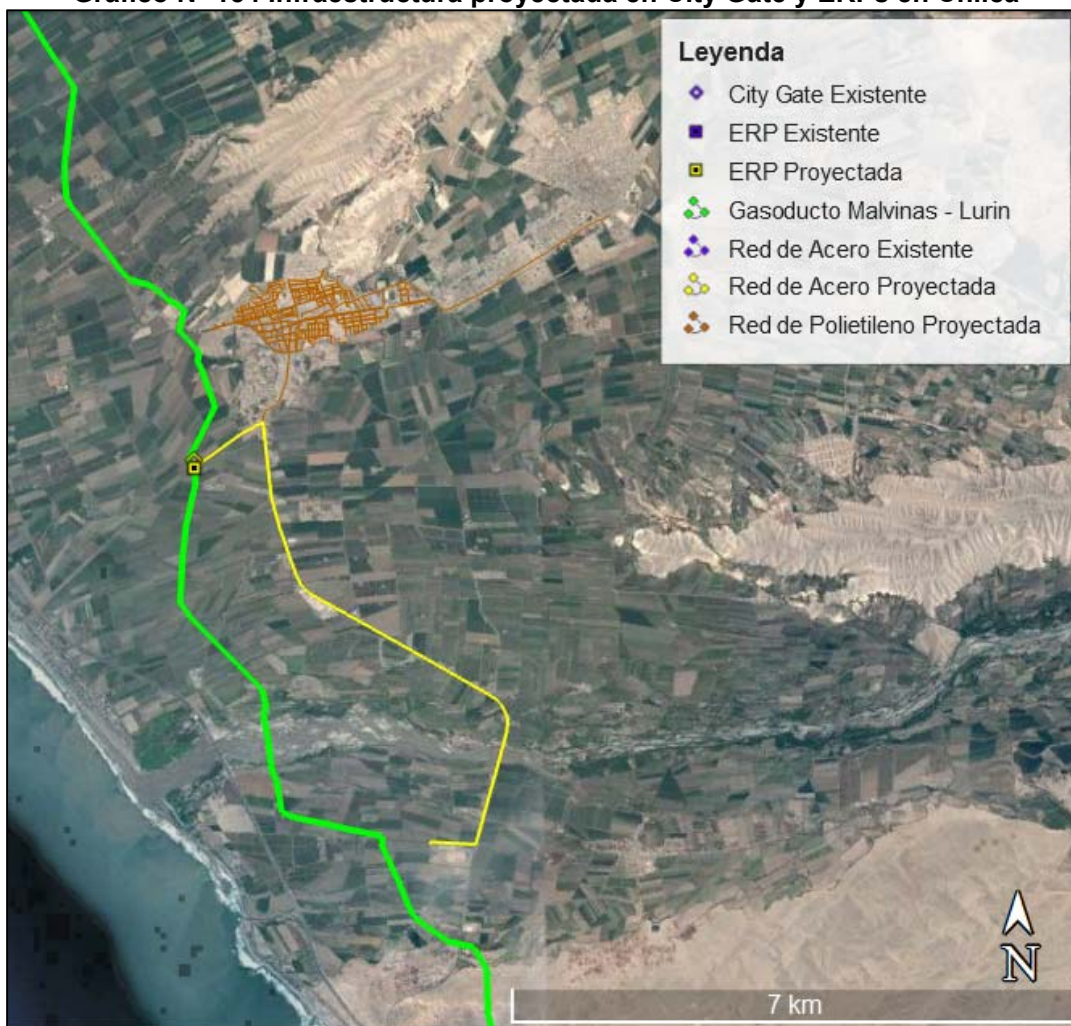
Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 153 Infraestructura proyectada en City Gate y ERPs en Chilca



Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

Gráfico N° 154 Infraestructura proyectada en City Gate y ERPs en Chilca



Fuente: Elaboración propia e información del Concesionario.

6.2.4 Obras Especiales y Válvulas

Se revisaron las obras espaciales y se eliminaron las obras correspondientes a las tuberías de acero que abastecían la ERP la Molina 02.

Tabla N° 163 Infraestructura proyectada en obras especiales

INFRAESTRUCTURA	Unid	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	2017 1S - 2022
Obras Especiales	und	54	63	24	33	48	12	234
Cruce de ríos	und	1	1	-	-	2	-	4
Hot tap	und	21	29	10	11	23	3	97
Cruce de vías	und	22	30	13	20	17	9	111
Otras obras especiales	und	10	3	1	2	6	-	22

Fuente: Elaboración propia.

6.3 Valorización del sistema de distribución de gas natural y de las acometidas tanto existentes como proyectadas

Para efectos de valorizar la infraestructura actual se debe seguir lo establecido en el Reglamento de Distribución, donde se establece los lineamientos de la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) el cual se utiliza para determinar el nuevo valor del VNR Vigente para el nuevo periodo tarifario, a continuación, se presenta el artículo 111 del Texto Único Ordenado (TUO) del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

Artículo 111.- *Cada cuatro (4) años, el OSINERG procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), con la información presentada por el Concesionario, considerando lo señalado en el Artículo 110 y; además, definiendo los formatos, procedimientos y medios más adecuados para el logro del objetivo.*

El nuevo VNR será determinado como sigue:

a) Se determinará el VNR vigente a la fecha de actualización considerando la aplicación de su correspondiente fórmula de reajuste;

b) Se evaluará un VNR preliminar Considerando lo señalado en el primer párrafo del presente artículo y los precios vigentes a la fecha de actualización. En el caso de los costos señalados en los literales c), d) y e) del Artículo 110, se considerarán los montos incurridos al efectuarse la instalación.

c) Se determinará el reajuste del VNR como la diferencia entre el valor preliminar y el vigente. En caso que el reajuste del VNR, en valor absoluto, sea superior al 5% del VNR vigente, dicho reajuste, en valor absoluto, será igual al 5% del VNR vigente; y,

d) El nuevo VNR será igual al VNR vigente más el reajuste del VNR definido en el literal anterior.

En el caso de obras nuevas o retiros, el OSINERG incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Cada año, el OSINERG revisará el VNR y actualizará el Margen de Distribución si los costos tributarios, no trasladables directamente a los clientes, han variado de manera tal que amerite un cambio en el VNR y en el correspondiente Margen de Distribución exclusivamente por este efecto. Los procedimientos de reajuste necesarios serán definidos por el OSINERG.

Basados en los lineamientos antes establecidos del cálculo del nuevo VNR para el periodo tarifario próximo, a continuación, se presenta la aplicación de la metodología del VNR para este nuevo periodo tarifario.

Para fines de explicar la metodología para la determinación del VNR, se deben diferenciar tres periodos de tiempo, tal como se muestra en el siguiente esquema gráfico:



Donde:

Periodo "n-1": periodo regulatorio anterior al periodo regulatorio actual.

Periodo "n": periodo regulatorio actual y que está llegando a su fin.

Periodo "n+1": periodo regulatorio para el cual se están aprobando las tarifas de distribución y el Plan Quinquenal de Inversiones.

Teniendo en cuenta la línea de tiempo mostrada, procedemos a explicar a continuación la metodología para la determinación del "VNR a aprobar" en el proceso de regulación que se viene llevando a cabo en Osinergmin:

VNR a aprobar: Es el VNR a ser aprobado en el proceso de fijación tarifaria, periodo regulatorio "n+1", y está conformado por el "VNR vigente" y el "VNR altas".



VNR nuevo : Es el VNR determinado conforme la metodología dispuesta por el Artículo 111° del Reglamento de Distribución, y resulta de la determinación del "VNR vigente" más un "reajuste VNR".



- o VNR vigente: es el VNR determinado al periodo regulatorio “n-1”, actualizado mediante la aplicación de las correspondientes fórmulas de reajuste.
- o Reajuste VNR: es un valor que resulta de la comparación entre el “VNR vigente” y el “VNR preliminar”.
 - Si la diferencia entre ambos valores es superior a 5%, el “Reajuste VNR” es igual al $\pm 5\%$ del “VNR vigente”, siendo el caso negativo cuando el valor del VNR preliminar es inferior al valor de VNR vigente ajustado.
 - Si la diferencia entre ambos valores es inferior a 5%, el “Reajuste VNR” es igual dicha diferencia conservado el signo.
- o VNR preliminar: es el VNR determinado al periodo regulatorio “n-1”, calculado en base a precios vigentes a la fecha de actualización.

VNR altas: es el VNR de las instalaciones ejecutadas en el periodo tarifario que está llegando a su fin, periodo regulatorio “n”.

6.3.1 Determinación del nuevo VNR

Del análisis llevado en las siguientes secciones se ha determinado que el nuevo VNR a aprobar a entrar en vigor en el nuevo periodo regulatorio asciende a 885,81 MMUSD, conformados como sigue:

• VNR del Periodo 2004 - 2013 1S	: 463.510.379 USD
• VNR del Periodo 2013 2S - 2017 1S	: 422.296.108 USD
• Nuevo VNR Total del Periodo 2004 - 2017 1S	: 885.806.487 USD

6.3.1.1 Determinación del VNR del Periodo 2004 – 2013 1S

Siguiendo la metodología del VNR antes analizada, el valor del VNR vigente es el fijado en la Resolución Osinerghmin N° 086-2014-OS/CD, el cual determina dicho VNR en US\$ 455,49 millones, correspondiente a las inversiones existentes en la concesión al mes de junio del 2013 y valorizados a precios de setiembre del 2013, de acuerdo con lo establecido en el Informe N° 0360-2014-GART.

Del análisis llevado en la siguiente tabla se determina que el VNR vigente actualizado asciende a 463,51 MMUSD.

Tabla N° 164 Actualización del VNR vigente

GRUPO	Subgrupo	VNR al 2008	VNR 2009 al 2013	VNR 2004 al 2013	VNR Vigente CU ₂₀₁₃ Actualizado PPI	VNR Preliminar CU ₂₀₁₇	VNR Vigente Ajustado CU ₂₀₁₃ Actualizado	VNR al 2013 1\$ USD
Gasoducto	Acero	99.925.783	106.712.523	206.638.306	222.130.606	164.619.952	207.340.160	196.973.152
	Polietileno	19.279.858	133.445.870	152.725.728	164.176.039	166.257.133	172.933.071	164.286.418
Tuberia de Conexión	Acero	229.759	1.324.540	1.554.299	1.670.830	952.414	1.706.456	1.621.133
	Polietileno	977.652	19.370.743	20.348.395	21.873.976	22.581.076	23.724.288	22.538.074
Estaciones de Regulacion	ERP	7.446.071	4.208.298	11.654.369	12.528.132	14.320.000	19.860.863	18.867.820
	City Gate	8.700.026	28.775.221	37.475.247	40.284.880	16.760.000	37.735.673	35.848.889
Valvulas	Acero	3.690.685	7.061.508	10.752.193	11.558.318	3.079.839	5.918.299	5.622.384
	Polietileno					619.943	666.886	633.542
Obras Especiales	Cruce de Rios	1.510.975	1.657.433	3.168.408	3.405.953	3.012.147	3.410.365	3.239.847
	Hot Tap	-	2.073.720	2.073.720	2.229.193	3.968.525	3.621.997	3.440.897
	Cruce de vias	650.524	974.818	1.625.342	1.747.199	2.499.605	1.915.601	1.819.821
	Otras	3.859.861	3.617.803	7.477.664	8.038.287	5.500.156	9.072.002	8.618.402
TOTAL USD		146.271.194	309.222.477	455.493.671	489.643.412	404.170.790	487.905.662	463.510.379
Ajuste del VNR Vigente por Actualizacion				7%				
Variacion (VNR Vigente y VNR Preliminar)						-17%		
Variacion (VNR Vigente Ajustado y VNR Preliminar)						-17%		
Variacion en valor Absoluto (VNR Vigente y VNR Preliminar)						17%		
Variacion en valor Absoluto (VNR Vigente Ajustado y VNR Preliminar)						17%		
Variacion Maxima del VNR						-5%		

Fuente: Elaboración propia, información de VNR vigente recopilada del Informe N° 0360-2014-GART

6.3.1.2 Determinación del VNR del Periodo 2013 2S - 2017 1S

Con el uso de los costos unitarios de mercado determinados por el Consultor y el metraje de la infraestructura del sistema de distribución, se ha determinado en la siguiente tabla la valorización de la infraestructura instalada en el periodo 2013 2S - 2017 1S que asciende a 422,29 MMUSD.

Tabla N° 165 Determinación del VNR del periodo 2013 2S - 2017 1S

GRUPO	Subgrupo	2013 2S	2014	2015	2016	2017 1S	Periodo 2013 2S - 2017 1S
Gasoducto	Acero	2.750.031	4.647.075	3.692.106	8.832.348	8.242.890	28.164.449
	Polietileno	44.091.837	77.343.510	89.047.243	87.144.795	24.091.221	321.718.605
Tuberia de Conexión	Acero	80.341	88.150	56.248	33.614	42.451	300.804
	Polietileno	5.232.210	14.113.008	15.483.575	15.189.100	8.604.657	58.622.549
Estaciones de Regulacion	ERP	600.000	-	1.550.000	600.000	2.460.000	5.210.000
	City Gate	-	-	-	-	-	-
Valvulas	Acero	143.785	190.609	168.673	286.137	138.547	927.750
	Polietileno	115.654	142.558	189.023	258.641	67.596	773.471
Obras Especiales	Cruce de Rios	-	-	188.259	188.259	-	376.518
	Hot Tap	365.522	539.580	417.739	487.363	208.870	2.019.074
	Cruce de vias	533.896	752.308	521.762	376.154	254.814	2.438.935
	Otras	402.450	-	536.601	134.150	670.751	1.743.952
TOTAL USD		54.315.727	97.816.797	111.851.229	113.530.561	44.781.795	422.296.108

Fuente: Elaboración propia.

6.3.2 Determinación de las inversiones proyectadas 2017 2S - 2022

De simular forma que la sección previa, para la determinación de las inversiones proyectadas se utilizó los costos unitarios de mercado determinados por el Consultor y el metraje de la infraestructura de redes del sistema de distribución proyectada, se ha determinado en la siguiente tabla la valorización de la infraestructura instalada en el periodo 2017 2S - 2022 que asciende a 364,48 MMUSD.

Tabla N° 166 Inversiones en infraestructura proyectada periodo 2017 2S - 2022

GRUPO	Subgrupo	2017 2S	2018	2019	2020	2021	2022	Periodo 2017 2S - 2022
Gasoducto	Acero	15 812 495	18 317 663	1 417 245	1 499 781	2 253 173	2 929 211	42 229 568
	Polietileno	42 682 084	68 848 558	54 323 578	54 748 394	42 055 967	-	262 658 580
Tuberia de Conexión	Acero	56 512	50 425	47 543	26 281	74 868	6 828	262 457
	Polietileno	3 484 329	11 317 555	6 742 404	6 598 492	8 484 798	3 123 096	39 750 675
Estaciones de Regulacion	ERP	4 450 000	4 430 000	-	-	-	620 000	9 500 000
	City Gate	3 816 000	-	-	-	-	-	3 816 000
Valvulas	Acero	165 849	149 236	26 587	35 393	47 975	20 244	445 283
	Polietileno	92 081	119 657	90 140	80 045	67 687	1 755	451 364
Obras Especiales	Cruce de Rios	188 259	188 259	-	-	376 518	-	753 037
	Hot Tap	365 522	504 768	174 058	174 058	400 334	52 217	1 670 958
	Cruce de vias	266 948	364 020	157 742	230 546	206 278	109 206	1 334 741
	Otras	-	402 450	134 150	268 300	804 901	-	1 609 802
TOTAL USD		71 380 078	104 692 591	63 113 447	63 661 291	54 772 499	6 862 557	364 482 463

Fuente: Elaboración propia.

6.3.3 Anualidad de las Inversiones

Los montos de inversión presentados en la siguiente tabla serán los utilizados para la determinación de la tarifa media de distribución, dichos costos han sido desarrollados con mayor detalle en las siguientes subsecciones, cabe indicar que para determinar la anualidad de las inversiones se ha utilizado una tasa del 12% a un periodo de pago de 30 años.

Tabla N° 167 Anualidad de las Inversiones acumuladas

GRUPO	Subgrupo	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gasoducto	Acero	20.653.037	22.927.059	23.103.001	23.289.189	23.568.906	23.932.549
	IGA	10.734.544	10.734.544	10.734.544	10.763.953	10.734.544	10.734.544
	Polietileno	65.633.151	74.180.263	80.924.191	87.720.856	92.941.838	92.941.838
Tuberia de Conexión	Acero	225.736	231.996	237.898	241.161	250.455	251.303
	Polietileno	10.508.134	11.913.137	12.750.163	13.569.324	14.622.658	15.010.371
Estaciones de Regulacion	ERP	3.363.687	3.913.644	3.913.644	3.913.644	3.913.644	3.990.613
	City Gate	3.705.065	3.705.065	3.705.065	3.705.065	3.705.065	3.705.065
Valvulas	Acero	720.476	739.003	742.304	746.697	752.653	755.166
	Polietileno	186.103	200.958	212.148	222.085	230.488	230.706
Obras Especiales	Cruce de Rios	321.089	344.460	344.460	344.460	391.203	391.203
	Hot Tap	723.198	785.862	807.470	829.078	878.777	885.260
	Cruce de vias	561.837	607.028	626.611	655.232	680.840	694.397
	Otras	970.920	1.020.882	1.037.536	1.070.843	1.170.767	1.170.767
Inversiones Complementarias		1.579.892	1.593.214	1.608.563	1.622.440	1.627.961	1.653.872
TOTAL USD		119.886.871	132.897.114	140.747.597	148.694.029	155.469.799	156.347.653

Fuente: Elaboración propia.

6.3.3.1 Inversiones en infraestructura del sistema de distribución

Para la determinación la anualidad de las inversiones, las inversiones determinadas en las secciones previas deben ser acumuladas, es decir es la sumatoria de las inversiones del VNR vigente actualizado más las inversiones realizadas en el periodo 2013 2S – 2017 1S correspondiente a la infraestructura de altas y por último adicionar las inversiones proyectadas correspondientes al periodo 2017 2S – 2022.

Cabe indicar que en las siguientes tablas está incluida las inversiones en infraestructura de la Red Principal, la cual será descontada más adelante y se le adicionará las anualidades de los ingresos garantizados de esta infraestructura, así como las inversiones complementarias.

Tabla N° 168 Inversiones anuales en infraestructura

GRUPO	Subgrupo	VNR al 2013 1S USD	ALTAS	ALTAS	ALTAS	ALTAS	ALTAS	PROYECTADO	PROYECTADO	PROYECTADO	PROYECTADO	PROYECTADO	PROYECTADO
			2013	2014	2015	2016	2017	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gasoducto	Acero	196.973.152	2.750.031	4.647.075	3.692.106	8.832.348	8.242.890	15.812.495	18.317.663	1.417.245	1.499.781	2.253.173	2.929.211
	Polietileno	164.286.418	44.091.837	77.343.510	89.047.243	87.144.795	24.091.221	42.682.084	68.848.558	54.323.578	54.748.394	42.055.967	-
Tubería de Conexión	Acero	1.621.133	80.341	88.150	56.248	33.614	42.451	56.512	50.425	47.543	26.281	74.868	6.828
	Polietileno	22.538.074	5.232.210	14.113.008	15.483.575	15.189.100	8.604.657	3.484.329	11.317.555	6.742.404	6.598.492	8.484.798	3.123.096
Estaciones de Regulacion	ERP	18.867.820	600.000	-	1.550.000	600.000	2.460.000	4.450.000	4.430.000	-	-	-	620.000
	City Gate	35.848.889	-	-	-	-	-	3.816.000	-	-	-	-	-
Valvulas	Acero	5.622.384	143.785	190.609	168.673	286.137	138.547	165.849	149.236	26.587	35.393	47.975	20.244
	Polietileno	633.542	115.654	142.558	189.023	258.641	67.596	92.081	119.657	90.140	80.045	67.687	1.755
Obras Especiales	Cruce de Ríos	3.239.847	-	-	188.259	188.259	-	188.259	188.259	-	-	376.518	-
	Hot Tap	3.440.897	365.522	539.580	417.739	487.363	208.870	365.522	504.768	174.058	174.058	400.334	52.217
	Cruce de vías	1.819.821	533.896	752.308	521.762	376.154	254.814	266.948	364.020	157.742	230.546	206.278	109.206
	Otras	8.618.402	402.450	-	536.601	134.150	670.751	-	402.450	134.150	268.300	804.901	-
TOTAL USD		463.510.379	54.315.727	97.816.797	111.851.229	113.530.561	44.781.795	71.380.078	104.692.591	63.113.447	63.661.291	54.772.499	6.862.557

Fuente: Elaboración propia.

Tabla N° 169 Inversiones acumuladas en infraestructura

GRUPO	Subgrupo	2013	2014	2015	2016	2017	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gasoducto	Acero	199.723.183	204.370.257	208.062.363	216.894.712	225.137.601	240.950.096	259.267.759	260.685.004	262.184.786	264.437.958	267.367.169
	Polietileno	208.378.255	285.721.765	374.769.008	461.913.802	486.005.023	528.687.106	597.535.664	651.859.242	706.607.636	748.663.602	748.663.602
Tubería de Conexión	Acero	1.701.474	1.789.624	1.845.872	1.879.486	1.921.938	1.978.450	2.028.874	2.076.417	2.102.698	2.177.567	2.184.395
	Polietileno	27.770.284	41.883.291	57.366.866	72.555.966	81.160.623	84.644.952	95.962.507	102.704.911	109.303.403	117.788.201	120.911.297
Estaciones de Regulacion	ERP	19.467.820	19.467.820	21.017.820	21.617.820	24.077.820	28.527.820	32.957.820	32.957.820	32.957.820	32.957.820	33.577.820
	City Gate	35.848.889	35.848.889	35.848.889	35.848.889	35.848.889	39.664.889	39.664.889	39.664.889	39.664.889	39.664.889	39.664.889
Valvulas	Acero	5.766.169	5.956.778	6.125.451	6.411.588	6.550.135	6.715.984	6.865.220	6.891.806	6.927.199	6.975.174	6.995.418
	Polietileno	749.196	891.754	1.080.776	1.339.417	1.407.013	1.499.094	1.618.750	1.708.891	1.788.935	1.856.622	1.858.377
Obras Especiales	Cruce de Ríos	3.239.847	3.239.847	3.428.106	3.616.365	3.616.365	3.804.624	3.992.883	3.992.883	3.992.883	4.369.402	4.369.402
	Hot Tap	3.806.419	4.345.999	4.763.739	5.251.101	5.459.971	5.825.493	6.330.262	6.504.320	6.678.378	7.078.711	7.130.929
	Cruce de vías	2.353.717	3.106.025	3.627.788	4.003.942	4.258.756	4.525.704	4.889.724	5.047.466	5.278.012	5.484.291	5.593.497
	Otras	9.020.853	9.020.853	9.557.453	9.691.603	10.362.354	10.362.354	10.764.804	10.898.954	11.167.255	11.972.155	11.972.155
TOTAL USD		517.826.105	615.642.902	727.494.131	841.024.692	885.806.487	957.186.565	1.061.879.156	1.124.992.604	1.188.653.895	1.243.426.393	1.250.288.950

Fuente: Elaboración propia.

6.3.3.2 Inversiones Complementarias

Para la determinación de las inversiones complementarias se revisaron las inversiones históricas presentadas por el Concesionario y se determinó las inversiones proyectadas para el nuevo periodo regulatorio.

Tabla N° 170 Inversiones complementarias anuales

Descripcion	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Terrenos para almacen de equipos	-	-	-	-	-	-
Almacen y oficinas y centros de atencions	-	-	-	-	-	-
Vehiculos	1.258.007,00	50.830,92	29.488,82	-	-	45.874,79
Equipos de Medicion y Control	2.944.941,00	36.790,65	15.736,84	32.685,84	12.676,18	77.057,86
Equipos de Comunicaciones	572.486,00	-	1.185,96	9.617,70	-	-
Equipos de Atencion y Oficina	1.201.623,00	2.530,47	31.948,64	21.608,25	280,51	814,35
Software y Licencias	8.545.961,00	16.913,16	45.275,13	47.840,70	31.519,66	84.970,11
Otros	45.664,00	246,26	-	30,14	-	-
Total	14.568.682,00	107.311,47	123.635,38	111.782,63	44.476,35	208.717,10

Fuente: Elaboración propia.

Tabla N° 171 Inversiones complementarias acumuladas

Descripcion	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Terrenos para almacen de equipos	-	-	-	-	-	-
Almacen y oficinas y centros de atencions	-	-	-	-	-	-
Vehiculos	1.258.007,00	1.308.837,92	1.338.326,74	1.338.326,74	1.338.326,74	1.384.201,52
Equipos de Medicion y Control	2.944.941,00	2.981.731,65	2.997.468,48	3.030.154,32	3.042.830,50	3.119.888,36
Equipos de Comunicaciones	572.486,00	572.486,00	573.671,96	583.289,66	583.289,66	583.289,66
Equipos de Atencion y Oficina	1.201.623,00	1.204.153,47	1.236.102,11	1.257.710,36	1.257.990,87	1.258.805,22
Software y Licencias	8.545.961,00	8.562.874,16	8.608.149,29	8.655.989,99	8.687.509,65	8.772.479,76
Otros	45.664,00	45.910,26	45.910,26	45.940,40	45.940,40	45.940,40
Total	14.568.682,00	14.675.993,47	14.799.628,85	14.911.411,48	14.955.887,82	15.164.604,93

Fuente: Elaboración propia.

6.3.3.3 Inversión en Infraestructura sin la Red Principal de Distribución

En la siguiente tabla se presentan los costos de inversión en infraestructura correspondiente a la Red Principal que han sido recopilados y actualizados.

Tabla N° 172 Inversiones en la Red Principal

GRUPO	Subgrupo	2008	PPI 2013	2013 (+5%)	PPI 2017	2017 (+5%)
Gasoducto	Acero	56.563	62.933	66.080	71.034	74.586
	Polietileno		-	-	-	-
Tubería de Conexión	Acero	121	135	142	152	160
	Polietileno		-	-	-	-
Estaciones de Regulacion	ERP	1.087	1.209	1.269	1.364	1.433
	City Gate	7.447	8.286	8.700	9.352	9.820
Obras Especiales	Valvulas Acero	692	770	808	869	912
	Cruce de Rios	924	1.028	1.079	1.160	1.218
	Hot Tap		-	-	-	-
	Cruce de vías		-	-	-	-
	Otras	1.927	2.144	2.252	2.420	2.541
Inversiones Complementarias		1.397	1.555	1.632	1.755	1.842
TOTAL USD		70.159	78.060	81.963	88.108	92.513

Fuente: Elaboración propia, información 2008 y 2013 recopilado del proceso regulatorio vigente.

Los costos de inversión presentados en la tabla anterior serán descontados de las inversiones en infraestructura e inversiones complementarias antes determinados, los cuales serán reemplazados por el IGA (Ingresos Garantizado Anual) el cual es un compromiso del estado peruano con el Concesionario para el reconocimiento de la red principal.

Tabla N° 173 Inversión en infraestructura sin la inversión de la Red Principal

GRUPO	Subgrupo	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gasoducto	Acero	166.364.012	184.681.675	186.098.920	187.598.701	189.851.874	192.781.084
	Polietileno	528.687.106	597.535.664	651.859.242	706.607.636	748.663.602	748.663.602
Tubería de Conexión	Acero	1.818.348	1.868.772	1.916.315	1.942.596	2.017.465	2.024.293
	Polietileno	84.644.952	95.962.507	102.704.911	109.303.403	117.788.201	120.911.297
Estaciones de Regulacion	ERP	27.095.121	31.525.121	31.525.121	31.525.121	31.525.121	32.145.121
	City Gate	29.844.981	29.844.981	29.844.981	29.844.981	29.844.981	29.844.981
Valvulas	Acero	5.803.570	5.952.806	5.979.392	6.014.785	6.062.760	6.083.004
	Polietileno	1.499.094	1.618.750	1.708.891	1.788.935	1.856.622	1.858.377
Obras Especiales	Cruce de Rios	2.586.433	2.774.692	2.774.692	2.774.692	3.151.211	3.151.211
	Hot Tap	5.825.493	6.330.262	6.504.320	6.678.378	7.078.711	7.130.929
	Cruce de vías	4.525.704	4.889.724	5.047.466	5.278.012	5.484.291	5.593.497
	Otras	7.820.940	8.223.391	8.357.541	8.625.841	9.430.742	9.430.742
Inversiones Complementarias		12.726.322	12.833.633	12.957.269	13.069.051	13.113.528	13.322.245
TOTAL USD		879.242.075	984.041.978	1.047.279.061	1.111.052.134	1.165.869.109	1.172.940.383

Fuente: Elaboración propia.

6.3.3.4 Ingresos Garantizados y Anualidad de la Inversión

El pago de la red principal se cubrirá mediante los ingresos garantizados al concesionario, dichos ingresos anualizados son los siguientes.

Tabla N° 174 Ingresos garantizados para el nuevo periodo tarifario

Ítem	2017	2018	2019	2020	2021	2022
IGA USD	10.734.544	10.734.544	10.734.544	10.763.953	10.734.544	10.734.544

Fuente: Elaboración propia, inversiones recopiladas del periodo tarifario vigente.

Una vez descontada la inversión de la red principal se realiza la anualidad de las inversiones y se agrega los ingresos garantizados anualizados, dicho procedimiento de anualidad de las inversiones se realiza a un periodo de pagos de 30 años y a una tasa del 12%.

Tabla N° 175 Anualidad de las inversiones para el nuevo periodo tarifario

GRUPO	Subgrupo	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gasoducto	Acero	20.653.037	22.927.059	23.103.001	23.289.189	23.568.906	23.932.549
	IGA	10.734.544	10.734.544	10.734.544	10.763.953	10.734.544	10.734.544
	Polietileno	65.633.151	74.180.263	80.924.191	87.720.856	92.941.838	92.941.838
Tubería de Conexión	Acero	225.736	231.996	237.898	241.161	250.455	251.303
	Polietileno	10.508.134	11.913.137	12.750.163	13.569.324	14.622.658	15.010.371
Estaciones de Regulación	ERP	3.363.687	3.913.644	3.913.644	3.913.644	3.913.644	3.990.613
	City Gate	3.705.065	3.705.065	3.705.065	3.705.065	3.705.065	3.705.065
Valvulas	Acero	720.476	739.003	742.304	746.697	752.653	755.166
	Polietileno	186.103	200.958	212.148	222.085	230.488	230.706
Obras Especiales	Cruce de Rios	321.089	344.460	344.460	344.460	391.203	391.203
	Hot Tap	723.198	785.862	807.470	829.078	878.777	885.260
	Cruce de vias	561.837	607.028	626.611	655.232	680.840	694.397
	Otras	970.920	1.020.882	1.037.536	1.070.843	1.170.767	1.170.767
Inversiones Complementarias		1.579.892	1.593.214	1.608.563	1.622.440	1.627.961	1.653.872
TOTAL USD		119.886.871	132.897.114	140.747.597	148.694.029	155.469.799	156.347.653

Fuente: Elaboración propia.

6.4 Determinación de la tarifa media de largo plazo, representada en los márgenes de distribución y comercialización, teniendo presente la metodología establecida en el procedimiento

6.4.1 Metodología general de determinación de la TUD

Para el análisis y la elaboración de la TUD fue observado el cumplimiento de los principios fundamentales especificados en el artículo N° 29 del Procedimiento de Estudios Tarifarios.

“Artículo 29.- Criterios para el Diseño Tarifario

29.1 Las tarifas finales para cada categoría de consumidor se deben diseñar considerando los siguientes principios:

- a) La tarifa debe proveer los ingresos necesarios al concesionario para cubrir los costos reconocidos como eficientes. La evaluación se puede hacer para: i) el periodo de análisis; o ii) el periodo tarifario; o iii) el periodo de vigencia del plan de desarrollo presentado en la propuesta tarifaria.
- b) Las tarifas se calcularán según las categorías tarifarias propuestas por el concesionario y los respectivos rangos de consumo, contemplando al menos una para GNV y otra para generadores eléctricos.
- c) Las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores. Es decir, las tarifas deben proporcionar un nivel de ahorro a todos los consumidores, respecto del sustituto correspondiente.
- d) La tarifa debe ser decreciente con el incremento del volumen típico de la categoría.
- e) El factor de equilibrio tarifario debe permitir cubrir la proyección de los costos totales de la red de acero y polietileno con los ingresos que se proyecten percibir por la distribución de gas natural a los consumidores, de forma tal que se aplique un ajuste (incremento o reducción) de las tarifas bases de los consumidores de alto consumo en favor del resto de consumidores.
- f) La tarifa se establecerá según una formulación tarifaria que considere los márgenes de distribución y comercialización y sus correspondientes factores de ajuste, como son los de caracterización de mercado y de equilibrio tarifario.
- g) La tarifa para el consumidor de bajo consumo, menor a 30 m³/mes u otro límite definido por OSINERGMIN a propuesta del concesionario, debe proveer un ahorro al evaluar un consumo típico y los costos necesarios para el consumo del gas natural. La evaluación se debe hacer considerando el descuento del costo de promoción por la conexión de consumidores residenciales, el costo de la acometida, el derecho de conexión, el costo de la red interna y la conversión de artefactos; de acuerdo con el Plan de Promoción”

29.2 La tarifa obtenida, según los principios señalados, se deben subdividir en un margen de distribución y un margen de comercialización. Además, dentro de cada margen se debe considerar la posibilidad de establecer costos fijos y costos variables.

29.3 Para los consumidores de alto consumo los costos fijos se deben pagar en función de la capacidad utilizada de la red de distribución, estableciéndose un pago mínimo de acuerdo con: i) El mínimo volumen de la categoría tarifaria; ii) el 50% del

volumen contratado como derecho de conexión y iii) el promedio de consumo de los últimos seis (6) meses.“

La determinación de la TUD constó de las siguientes etapas:

- Estimación del costo medio total
- Determinación de los niveles tarifarios por categoría
- Selección de los cargos tarifarios
- Análisis de la tarifa propuesta

Gráfico N° 155 Esquema para el análisis de la propuesta tarifaria



Fuente: Elaboración propia.

6.4.1.1 Estimación del Costo Medio Total

Para definir la estructura tarifaria, primeramente, se deben determinar los costos medios de largo plazo para las distintas componentes de red del Concesionario (red de acero y red de polietileno).

$$Costo\ medio\ LP = \frac{\sum_1^N \left(\frac{aVNR_n + COyM_n}{(1+i)^n} \right)}{\sum_1^N \left(\frac{D_n}{(1+i)^n} \right)}$$

Donde:

$aVNR_n$ = Anualidad del valor nuevo de reemplazo de las inversiones año n;

$COyM_n$ = Costos de operación y mantenimiento eficientes del año n;

D_n = Demanda de los consumidores del año n;

i = Tasa de actualización;

N = Periodo del cálculo;

Conforme a lo establecido en el artículo N° 27 del Procedimiento de Estudios Tarifarios los costos se deben estructurar en dos grandes rubros:

- a) Margen de distribución; y
- b) Margen de comercialización.

6.4.1.2 El Margen de Distribución y Margen de Comercialización deberán ser evaluados de tal forma que no compartan actividades

El margen de distribución (Artículo N° 108 del Reglamento de Distribución) esta basado en una empresa eficiente y considera el valor presente de los siguientes componentes:

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

En tanto que el margen de comercialización (Artículo N.º 116 del Reglamento de Distribución) se basa en una gestión comercial eficiente y comprende:

- Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo que se requiere para el desarrollo de la actividad comercial.
- COyM asociados a la atención del Consumidor.
- Costos de facturación y cobranza (lectura, procesamiento, emisión de recibos, reparto y cobranza).

Gráfico N° 156 Composición de los márgenes

Distribución	Comercialización
•Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución. •Costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras. •Pérdidas estándares.	•Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo que se requiere para el desarrollo de la actividad comercial. •Costos de operación y mantenimiento asociados a la atención del Consumidor. •Costos de facturación y cobranza.

Fuente: Elaboración propia.

6.4.2 Determinación del Requerimiento de Ingresos

La suma entre el CAPEX (VNR) y el OPEX (COyM) define el costo total del servicio (o también llamado ingreso Requerimiento de Ingresos) por parte del Concesionario, determinado para cada año del periodo tarifario.

El Requerimiento de Ingresos (RI) se divide en la Margen de Distribución y la Margen de Comercialización, siendo a su vez el primero desagregado por los siguientes activos:

- Distribución:
 - o Red de Acero
 - o Red de PE
 - o City Gate
 - o ERP
 - o IGA (Ingresos Garantizados Anuales)
- Comercialización.

Para su cálculo, y por ende para definir la tarifa media, se parte de los siguientes parámetros para tener en cuenta en el modelo tarifario:

Tabla N° 176 Parámetros utilización en el modelo de calculo de tarifa media

Parámetros	Valores
Tasa de actualización	12%
Vida útil (años)	30
FRC	12,41%
Tasa regulatoria de incobrabilidad	0,50%
Tasa regulatoria de perdidas	0,37%
Tasa de fiscalización	1,00%
Costo financiero	2,21%
Precio vigente de transporte del GN en USD/m3	0,05
Precio vigente del GN en USD/m3	0,11
IGV	18%

A continuación, se resume la proyección de los costos de operar y mantener (OPEX) por activo en miles de USD ajustados a moneda de septiembre de 2017:

Tabla N° 177 Costos Total de Explotación (OPEX) en USD Sep. 2017

Tipo de Costo	Año				
	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
OPEX - Distribución	7.768.187	8.307.136	8.493.922	8.817.238	8.662.640
Mantenimiento Preventivo	5.247.048	5.655.093	5.743.882	5.985.920	5.775.644
Mantenimiento Correctivo	941.357	1.050.242	1.129.177	1.192.047	1.234.470
Odorización del Gas	886.337	908.337	927.382	945.768	956.213
Otros	693.445	693.463	693.481	693.502	696.313
Supervisión Directa	3.048.644	3.048.644	3.048.644	3.048.644	3.048.644
Gastos Diversos	455.394	455.394	455.394	455.394	455.394
Total OPEX - Distribución	11.272.225	11.811.174	11.997.960	12.321.276	12.166.678
OPEX - Comercialización	7.028.252	7.666.021	8.241.322	8.999.318	9.269.219
Lectura	2.036.987	2.220.310	2.400.862	2.617.790	2.704.677
Lectura (C+D+GNV+E+GE)	7.910	8.093	8.191	8.435	8.460
Reparto	1.182.051	1.288.432	1.393.205	1.519.087	1.569.507
Reparto (C+D+GNV+E+GE)	12.656	12.949	13.105	13.497	13.536
Cobranza	2.320.594	2.536.156	2.695.864	2.954.182	3.024.148
Facturación	1.468.055	1.600.080	1.730.095	1.886.327	1.948.891
Call Center	205.729	225.405	245.068	246.090	310.936
Supervisión Directa	2.620.660	2.620.660	2.620.660	2.620.660	2.620.660
Gastos Diversos	335.374	336.534	337.693	338.997	339.721
Marketing	1.957.837	1.290.100	1.270.548	1.526.727	611.301
Total OPEX - Comercialización	12.147.852	12.138.719	12.715.291	13.731.792	13.151.837
OPEX - Administración					
Costo de Personal	10.167.279	10.167.279	10.167.279	10.167.279	10.167.279
Costos No Personales	7.888.802	7.888.802	7.888.802	7.888.802	7.888.802
Total OPEX - Administración	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082	18.056.082
OPEX - Otros					
Costo Financiero del GN	251.968	265.609	279.305	293.503	301.785
Pérdidas	1.197.182	1.261.998	1.327.073	1.394.530	1.433.881
Incobrables	2.397.699	2.706.133	2.778.356	2.918.925	3.018.720
Alícuota por Regulación (*)	1.559.770	2.001.462	1.970.029	2.068.851	2.162.087
Mant. Acometidas & Rev. Instalación Interna (Cat. A)	1.664.881	2.820.046	2.833.557	3.419.219	3.202.277
Insp., Superv. y Hab. Inst. Interna (Cat. A)	1.692.084	1.114.984	1.098.086	1.319.492	528.324
Gestión de la Promoción	233.224	233.224	233.224	233.225	233.226
Total OPEX - Otros	8.996.808	10.403.457	10.519.631	11.647.745	10.880.301
Total del OPEX Distribución	50.472.968	52.409.431	53.288.963	55.756.895	54.254.898
Costo de Promoción	24.822.992	8.619.818	8.726.819	10.433.048	4.039.782
Total del OPEX	75.295.959	61.029.249	62.015.783	66.189.942	58.294.680

Tanto para el CAPEX como para el OPEX, les fueron asignados costos desagregados por activo. En el caso del CAPEX se consideró la siguiente asignación en porcentajes sobre el total:

Tabla N° 178 Porcentajes de asignación de los costos de inversiones por activo

Activo	Red de Acero	Red de PE	City Gate	ERP	Comercialización
Red de Acero	100%	-	-	-	-
Red de PE	-	100%	-	-	-
City Gate	-	-	100%	-	-
ERP	-	-	-	100%	-
Comercialización	-	-	-	-	100%
Obras Especiales	50%	50%	-	-	-

Tabla N° 179 Costos Total de Explotación (OPEX) por activo

Costos de Explotación por activo [000 USD]					
	2018	2019	2020	2021	2022
Distribución	34.245	35.804	35.956	37.185	36.115
Red de acero	5.982	6.070	6.087	6.136	6.102
Red de PE	24.687	26.111	26.221	27.371	26.326
City Gate	2.341	2.378	2.399	2.424	2.430
ERP	1.234	1.246	1.248	1.254	1.257
Comercialización	16.228	16.606	17.333	18.572	18.139
Total Costos de Explotación	50.473	52.409	53.289	55.757	54.255
Derecho de Conexión	-8.047	-4.774	-3.825	-5.451	-1.741
Costo de la promoción	24.823	8.620	8.727	10.433	4.040

Por otro lado, se resume la proyección de los costos de capital (CAPEX) en miles de USD:

Tabla N° 180 Costos Total de Capital (CAPEX) anuales por activo

Costos de capital por activo [000 USD]					
	2018	2019	2020	2021	2022
Distribución	131.304	139.139	147.072	153.842	154.694
Red de acero	25.008	25.226	25.465	25.872	26.248
Red de PE	87.942	95.560	103.224	109.617	110.016
City Gate	3.705	3.705	3.705	3.705	3.705
ERP	3.914	3.914	3.914	3.914	3.991
IGA	10.735	10.735	10.764	10.735	10.735
Comercialización	1.593	1.609	1.622	1.628	1.654
Total Costos de Capital	132.897	140.748	148.694	155.470	156.348

Al sumar ambos costos se determina el RI por año calendario dado en miles de USD:

Tabla N° 181 Requerimiento de Ingresos Total por activo

Requerimiento de ingresos - Año calendario [000 USD]					
	2018	2019	2020	2021	2022
Distribución	165.549	174.943	183.027	191.027	190.809
Red de acero	30.990	31.296	31.552	32.008	32.349
Red de PE	112.630	121.670	129.446	136.988	136.342
City Gate	6.047	6.083	6.104	6.129	6.135
ERP	5.147	5.160	5.162	5.168	5.248
IGA	10.735	10.735	10.764	10.735	10.735
Comercialización	34.597	22.060	23.858	25.182	22.092
Total RI	200.146	197.003	206.885	216.209	212.902

Entonces, la tarifa promedio debe calcularse para todo el periodo regulatorio, por lo que los costos y la demanda que la componen deben ser traducidos a años regulatorios y no a años calendarios como fue presentado anteriormente. Para ello, se determinan los valores de los años regulatorios afectando los valores de los años calendarios, tanto para el RI como para la demanda, por los siguientes factores de actualización dado por el valor presente llevada a mitad de cada año en función a la siguiente ecuación:

$$VP = \frac{VF}{(1 + t)^n}$$

Donde:

VP: Valor presente llevado a mitad de cada año;

VF: Valor futuro (año calendario);

t: tasa de remuneración igual a 12%;

n: tiempo que define la mitad de cada año

- Año 1: **0,5**;
- Año 2: **1,5**;
- Año 3: **2,5**,
- Año 4: **3,5**.

$(1 + t)^n$: Factor de actualización de los OPEX, CAPEX, demanda y clientes.

- Año 1: **0,9449**,
- Año 2: **0,8437**,
- Año 3: **0,7533**,
- Año 4: **0,6726**.

Por ende, el RI Regulatorio total por activo en miles de USD será:

Tabla N° 182 Requerimiento de Ingresos regulatorio Total por activo

Requerimiento de ingresos - Año regulatorio [000 USD]					VP
	1	2	3	4	
Distribución	156.429	147.594	137.870	128.479	570.372
Red de acero	29.283	26.403	23.767	21.527	100.981
Red de PE	106.425	102.650	97.508	92.134	398.717
City Gate	5.713	5.132	4.598	4.122	19.566
ERP	4.864	4.353	3.888	3.476	16.581
IGA	10.143	9.056	8.108	7.220	34.528
Comercialización	32.691	18.611	17.972	16.937	86.211
Total RI	189.120	166.206	155.842	145.415	656.583

Considerando la demanda regulatoria en Mm3 que se muestra en la siguiente tabla se obtiene los costos medios por activo y por ende la tarifa media que se calcula como se detalla en la siguiente sección:

Tabla N° 183 Demanda Regulatoria Total por categoría

Demanda regulatoria total - Año regulatorio [000 m3]					VP
	1	2	3	4	
A1	91.296	88.810	85.418	83.010	348.534
A2	22.225	21.690	20.887	20.318	85.121
B	51.529	50.852	49.816	48.673	200.870
C	277.567	256.012	232.136	214.731	980.446
IP	4.897	4.778	4.626	4.506	18.807
D	360.144	325.264	305.581	286.730	1.277.720
E	720.032	693.777	650.844	603.108	2.667.761
GNV	712.244	679.104	643.046	605.397	2.639.791
GE	5.682.943	5.129.298	4.616.206	4.151.003	19.579.450
Volumen [000 m3]	7.922.876	7.249.585	6.608.561	6.017.478	27.798.500

6.4.3 Calculo de la Tarifa Media de Largo Plazo (TUD)

Para el calculo de la TUD promedio, se tienen en cuenta los valores presentes de los ya definidos CAPEX (VNR), OPEX (COyM) y la demanda (D) para la concesión de Lima y Callao.

Para su cálculo se planteó en el modelo una serie de escenarios que, comparados al Escenario Base, permite observar el impacto en Tarifa Media ante variaciones en el mix de

supuestos que ha sido considerado para cada uno de estos escenarios. Los supuestos planteados son:

- **¿Con Plan de promoción? (SI/NO):** la tarifa resultante tendrá incluido el Plan de promoción que brinda el Concesionario en concepto de financiación del costo de acometida y derecho de conexión.
- **¿Instalación Interna incluida en la promoción? (SI/NO):** decidir por SI, significa que el Plan de promoción incluiría el costo de la instalación interna aparte de los costos de acometida y derecho de conexión.
- **VNR (Nvo. VNR (+5%)/Nvo. VNR (+5%)/VNR Preliminar):** representa que VNR que será ajustado por dicho porcentaje definido por procedimiento.
- **¿Con Red principal? (SI/NO):** seleccionar “SI”, implica calcular una tarifa media con un VNR considerando la red principal y por ende el total del VNR presentado. Al seleccionar “NO”, se definen las tarifas considerando el VNR sin el valor de la inversión de la red principal y la determinación de los Ingresos Garantizados Anuales (IGA) como anualidad de las inversiones.
- **¿Anualidad de año vencido? (SI/NO):** determina el calculo de la anualidad de las inversiones a Año vencido (es decir calculado sobre la base del año anterior) o a Año calendario (sobre el mismo año).
- **Fuente cálculo: Derecho de conexión:** se selecciona la fuente a utilizar (valores estimados por calculos dentro del modelo o usando de fuente los valores de la Resolución OSINERGMIN 555-2009-GART) para definir el consumo diario en m3/día-cliente para cada categoría para el calculo del costo total de derecho de conexión en USD/cliente.

A continuación, se presentarán los resultados del Escenario Base considerando los siguientes supuestos:

Tabla N° 184 Supuestos a tener en cuenta del Escenario Base

Supuestos	Escenario Base
Con Plan de promoción?	SI
Inst. Interna incluida en la prom?	NO
VNR	Nvo. VNR (-5%)
Con red principal?	NO
Anualidad a año vencido?	NO
Fuente cálculo: Derecho de conexión	Modelo

El cálculo de la Tarifa Media para el Escenario Base se presenta a continuación:

Tabla N° 185 Cálculo de Tarifa Media de distribución para el Escenario Base

Activo	0	1	2	3	4	5	VP
RI [000 USD]		189.120	166.206	155.842	145.415		656.583
Demanda [000 m3]		7.922.876	7.249.585	6.608.561	6.017.478		27.798.500
Tarifa Media [USD/000 m3]	23,62 [USD/000m3]						

Así, la tarifa media de distribución resultante para el Escenario Base, es decir incluyendo gastos de promoción, resulta igual a **23,62 USD/000 m3**. Esta tarifa se la puede dividir en los siguientes ítems:

Tabla N° 186 Composición de la Tarifa Media del Escenario Base

Costos Medio [USD/Miles m3]	
Distribución	20,52
Red de acero	3,63
Red de PE	93,71
City Gate	0,70
ERP	3,90
Comercialización	3,10

Es importante aclarar que dichas tarifas referenciales no son de directa aplicación a cada categoría de cliente, ya que se debe realizar previamente un proceso de equilibrio tarifario entre todos los ingresos y costos que tiene el Concesionario, tal como se demostrara en la sección de diseño tarifario.

A continuación, se presentan en la siguiente tabla las tarifas medias y sus componentes para diversos escenarios. A su vez, la siguiente tabla muestra las tarifas medias que son extraídas de diversas fuentes para ser comparadas con la propuesta por el Consultor. Entre ellas esta la Tarifa Media actualizada por inflación del periodo 2014-2018, la propuesta por el Concesionario sin promoción para este periodo tarifario, la tarifa vigente del Concesionario con su correspondiente demanda y la tarifa vigente de el Concesionario utilizando la demanda propuesta por el Consultor. A continuación de esto, se muestran las variaciones de las diferentes tarifas con respecto a la Tarifa Media propuesta por el consultor. Ya en la parte mas baja de la tabla se presentan también los costos medios desagregados por activo.

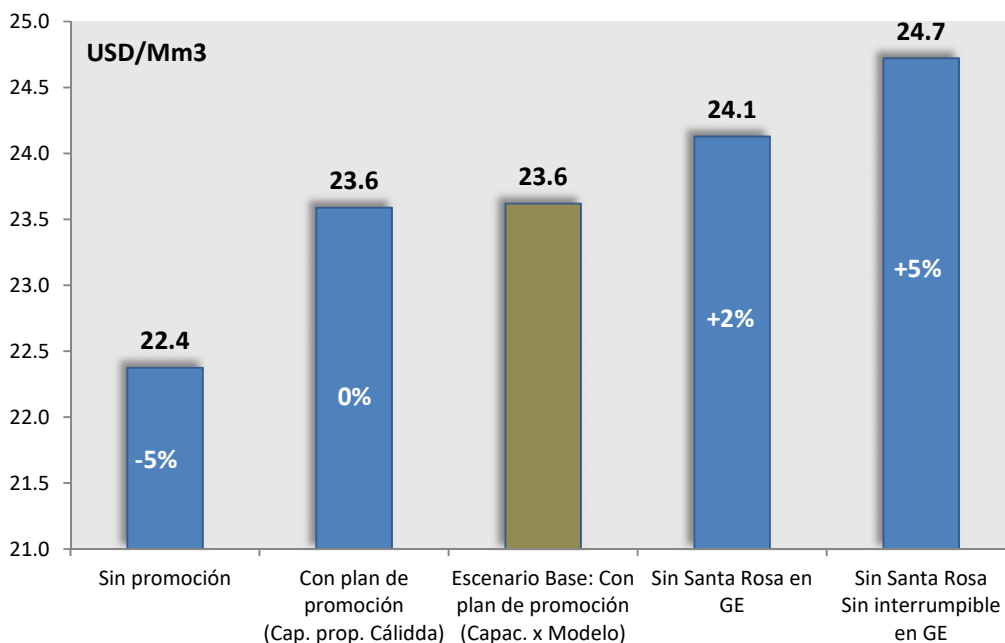
Tabla N° 187 Resultados de Tarifa y Costos Medios para los diferentes escenarios

Supuestos Concepto	Sin promoción	Con plan de promoción (Cap. prop. Cálidda)	Escenario Base: Con plan de promoción (Capac. x Modelo)	Sin Santa Rosa en GE	Sin Santa Rosa Sin interrumpible en GE
Con Plan de promoción?	NO	SI	SI	SI	SI
Inst. Interna incluida en la prom?	NO	NO	NO	NO	NO
VNR	Nvo. VNR (-5%)	Nvo. VNR (-5%)	Nvo. VNR (-5%)	Nvo. VNR (-5%)	Nvo. VNR (-5%)
Factor de ajuste	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Con red principal?	NO	NO	NO	NO	NO
Anualidad a año vencido?	NO	NO	NO	NO	NO
Fuente cálculo: Derecho de conexión	Modelo	OSINERGMIN 555-2009-GART	Modelo	Modelo	Modelo
Componentes de la Tarifa					
Concepto					
VP Requerimiento de Ingresos Regulatorio [USD]	621.984.878	655.716.568	656.583.184	656.906.064	656.981.471
VP Demanda Regulatoria [Miles de m3]	27.798.500	27.798.500	27.798.500	27.226.022	26.575.592
Tarifa Media [USD/Mm3]					
Concepto					
Tarifa Media 2018-2022 Q&LE - Regulatorio	22,37	23,59	23,62	24,13	24,72
Tarifa Media 2018-2022 Cálidda s/prom	32,10	32,10	32,10	32,10	32,10
Tarifa Media 2014-2018 C/promoción Aj. x FA	22,89	22,89	22,89	22,89	22,89
Tarifa Media 2014-2018 C/promoción	22,03	22,03	22,03	22,03	22,03
Tarifa Media 2014-2018 S/promoción Aj. x FA	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17
Tarifa Media 2014-2018 S/promoción	18,45	18,45	18,45	18,45	18,45
Variación tarifa con respecto a Escenario Base	-5%	0%		2%	5%

Δ Tarifas vs. Tarifa propuesta					
Concepto					
Tarifa Media 2018-2022 Q&LE - Regulatorio					
Tarifa Media 2018-2022 Cálida s/prom	-30%	-27%	-26%	-25%	-23%
Tarifa Media 2014-2018 C/promoción Aj. x FA	-2%	3%	3%	5%	8%
Tarifa Media 2014-2018 C/promoción	2%	7%	7%	10%	12%
Tarifa Media 2014-2018 S/promoción Aj. x FA	17%	23%	23%	26%	29%
Tarifa Media 2014-2018 S/promoción	21%	28%	28%	31%	34%
Costos Medio [USD/Miles m3]					
Concepto					
Distribución	20,51	20,52	20,52	20,95	21,46
Red de acero	3,63	3,63	3,63	3,71	3,80
Red de PE	93,65	93,71	93,71	93,71	93,71
City Gate	0,70	0,70	0,70	0,72	0,74
ERP	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
Comercialización	1,87	3,07	3,10	3,18	3,26

Se observan las variaciones de los diferentes escenarios con respecto al base:

Gráfico N° 157 Tarifa media en USD/Mm3 por escenario



6.4.4 Impacto en Tarifa Media por Plan de promoción

Se determina cual es el impacto (o incremental) en la Tarifa Media para el caso de aplicar a las categorías el Plan de promoción, a partir de los costos anuales de promoción y del volumen. Para ello, a igual que ocurre con el RI, los costos de promoción que se detallan en la sección 5.4.4.7.2 deben ser llevados a años calendario, de la misma manera que se muestra en la sección 6.4.2. Tomando el promedio de los años consecutivos los costos de promoción y considerando la demanda regulatoria, se define el impacto en tarifa media:

Tabla N° 188 Impacto en Tarifa Media por Plan de promoción

	1	2	3	4	VP
Costo Regulatorio de promoción [000 USD]	13.367¹⁴	7.272	6.574	7.016	34.230
Demanda Regulatoria [000 m3]	7.922.876	7.249.585	6.608.561	6.017.478	27.798.500
Impacto en Tarifa Media por plan de promoción [USD/000 m3]	1,23				

¹⁴ No considera el valor compensatorio de [USD] 10.676.519

La inclusión de los costos de promoción tiene un impacto del 5,56% en la tarifa media.

6.4.5 Análisis comparativo entre el RI y las Tarifas Medias que proponga la empresa concesionaria

Las siguientes tablas muestran las diferencias de los valores presentes de los Ingresos requeridos y la Demanda entre el Concesionario y el Consultor para el Escenario Base:

Tabla N° 189 Comparativa del RI en MMUSD entre Cálidda y Consultor

RI Regulatorio [MMUSD]		VP	VP	
Categoría		Q&LE	CALIDDA	DIF
OPEX		151	234	-35%
PROMOCIÓN		44	52	-14%
CAPEX		461	525	-12%
Total RI		657	811	-19%

Tabla N° 190 Comparativa de la Demanda Regulatoria en Mm3 entre Cálidda y Consultor

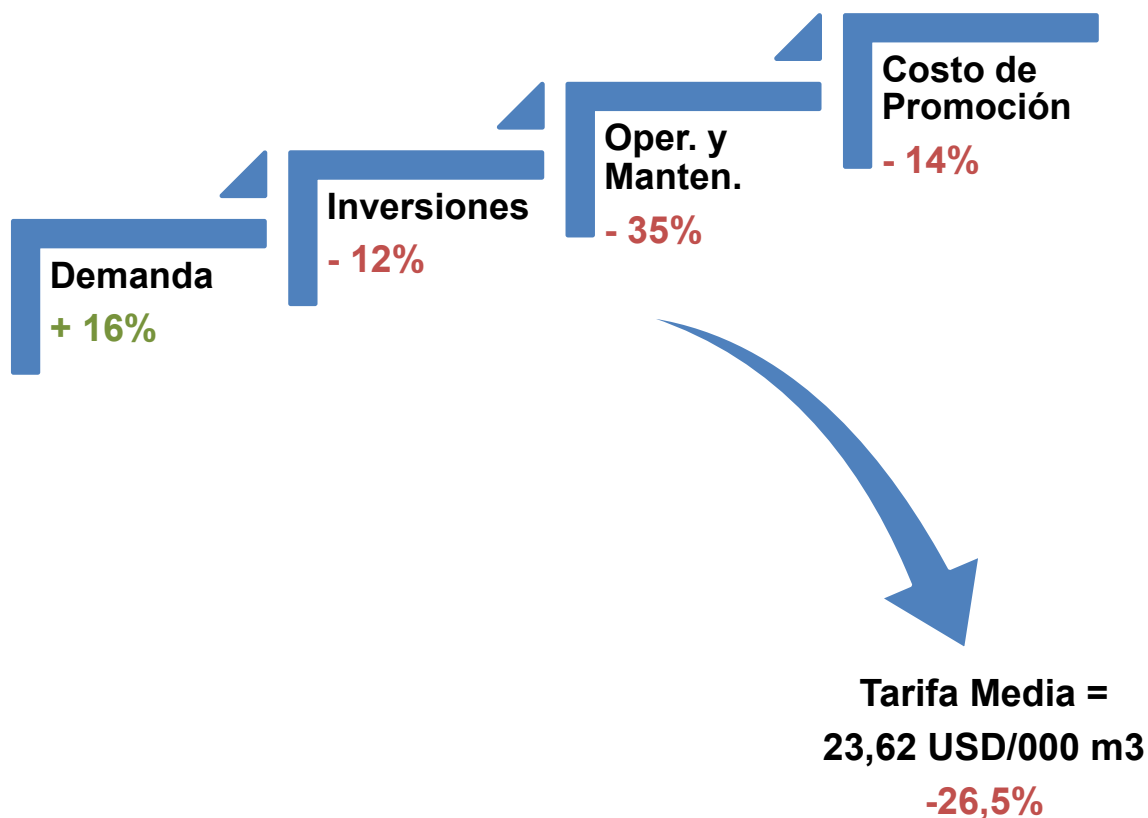
Demanda [000 m3]		VP	VP	
Categoría	Estratificación	Q&LE	CÁLIDDA	DIF
A1	30	348.534	325.997	7%
A2	300	85.121	114.141	-25%
B	17.500	200.870	153.222	31%
C	300.000	980.446	1.000.796	-2%
IP		18.807	17.310	9%
D	900.000	1.277.720	961.638	33%
E		2.667.761	2.294.492	16%
GNV		2.639.791	1.736.148	52%
GE		19.579.450	17.441.754	12%
Total de Volumen demandado		27.798.500	24.045.499	16%

Tabla N° 191 Comparativa de la Tarifa Media Regulatoria con promoción en USD/Mm3 entre Cálidda y Consultor

Tarifa Media [USD/000m3]		VP	VP	
Concepto		Q&LE	CÁLIDDA	DIF
Tarifa Media		23,62	32,10	-26,5%

En resumen, el grafico a continuación muestra las diferencias entre las propuestas del Concesionario y el Consultor:

Gráfico N° 158 Variación de las componentes y la Tarifa media entre Cálida y Consultor



6.5 Diseño tarifario

En la determinación de las tarifas para las distintas categorías tarifarias deben primar las siguientes condiciones:

- Deben remunerar la totalidad de los costos eficientes de prestación del servicio
- Deben ser competitivas con respecto a otros combustibles alternativos
- Deben ser decrecientes en valor unitario a medida que aumenta el volumen consumido

Por este motivo se adoptó un esquema de tarifas competitivas que consideraron la disponibilidad a pagar del usuario.

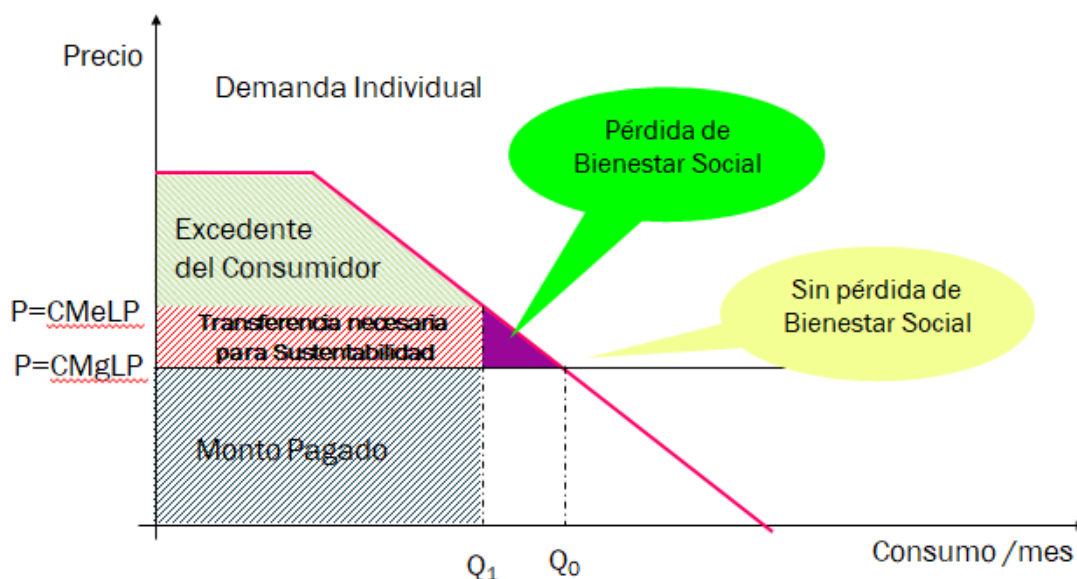
Existen varios esquemas de tarificación entre los que se destacan:

- Tarifas a costo marginal (First best)
- Tarifas a costo medio (Second best)

- Tarifa en dos partes (Second best)

La solución óptima (first best) desde el punto de vista de la asignación eficiente de los recursos y la maximización del bienestar social es la fijación de una tarifa uniforme igual al costo marginal de producción. Sin embargo, este esquema no es sustentable ya que no remunera la totalidad de los costos de prestación.

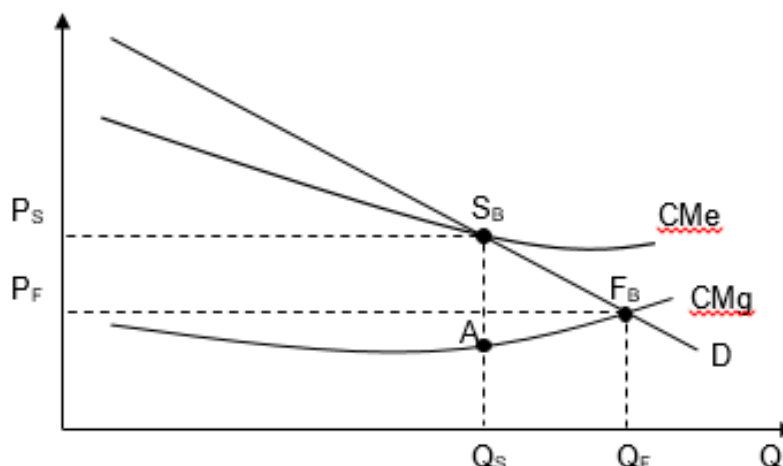
Gráfico N° 159 Bienestar social y sustentabilidad de la empresa



Fuente: Elaboración propia.

Una alternativa al precio igual al costo marginal es fijar un precio igual al costo medio, de manera de conseguir un resultado que no genere déficit, incurriendo en una pérdida mínima de eficiencia (pérdida de bienestar social).

Gráfico N° 160 Esquema de costo marginal y costo medio en empresas de economía de escala



Fuente: Elaboración propia.

Estos tipos de esquemas resultan de aplicación compleja en empresas multiproducto ya que requieren de la selección (potencialmente arbitrario) de un criterio de asignación de los costos entre los diferentes productos. Adicionalmente no consideran aspectos como la competitividad ya que solo tienen en cuenta los costos de la empresa sin mirar el mercado.

Las soluciones a los problemas mencionados en los esquemas tarifarios anteriores fueron desarrolladas a partir de la propuesta de tarificación en dos partes. La tarificación en dos partes permite alcanzar el máximo bienestar social posible, compatible con el beneficio normal de la empresa. Su cálculo consiste en determinar los desvíos de los precios de los diferentes bienes ofrecidos por la empresa con respecto a su costo marginal, de manera que alcancen para cubrir los costos totales de prestación del servicio, asegurando la viabilidad económica-financiera de la concesionaria y la competitividad de la tarifa.

En este caso particular se adoptó la premisa del esquema de tarifas en dos partes que considera la disponibilidad a pagar de los usuarios.

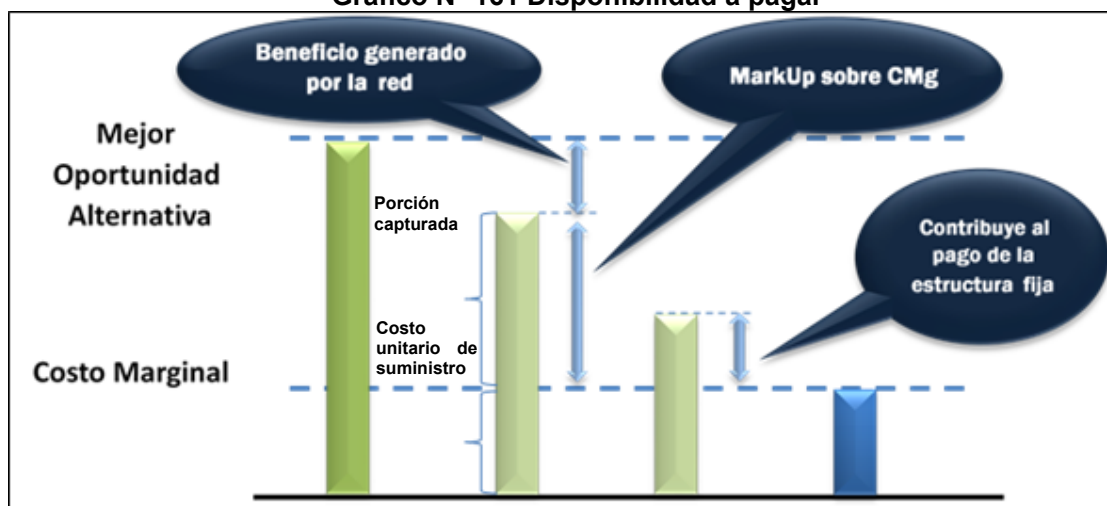
Para que las tarifas sean competitivas, el cargo de acceso a la red se estimó considerando la disponibilidad a pagar del usuario y capturando solo una porción de la misma.

La disponibilidad a pagar de cada usuario fue calculado como la diferencia entre el precio equivalente de la mejor oportunidad alternativa (combustible alternativo más económico) y el costo unitario de suministro (por m³ de gas natural) del gas natural y el transporte.

De esta manera la elaboración de la propuesta tarifaria requiere identificar primeramente el margen de ahorro entre el precio del combustible alternativo o sustituto (GLP, Diésel, Nafta, Fuel Oil, etc.) y el costo de suministro del gas natural (Costo del gas natural y transporte) para cada tipo de usuario (Categoría tarifaria). La diferencia obtenida representa la totalidad de la disponibilidad a pagar de los diferentes usuarios que se corresponde con el ahorro que le genera el uso del gas natural en reemplazo del combustible alternativo.

El diseño tarifario propuesto se basa en capturar una porción de dicho ahorro para asegurar la sustentabilidad del servicio y remunerar el costo de prestación del servicio.

Gráfico N° 161 Disponibilidad a pagar



Fuente: Elaboración propia.

De esta manera el costo final que pague cada cliente por el servicio de distribución será igual a su disponibilidad a pagar multiplicado por un factor de ajuste que asegure el cumplimiento de las siguientes premisas:

- Competitividad del gas natural (El factor de ajuste debe ser menor a 1)
- Equilibrio económico financiero (el monto de facturación obtenido con la tarifa debe ser igual a los costos eficientes involucrados en la prestación del servicio de distribución).

Un criterio equitativo de selección de la disponibilidad a pagar a transferir a la tarifa del servicio de distribución y comercialización es calcular adoptar un único porcentaje para todas las categorías tarifarias.

Este porcentaje se obtiene basado en la premisa de equilibrio económico financiero, es decir, es el porcentaje que permita que las tarifas recuperen la totalidad de los costos de prestación de servicio.

Este porcentaje se obtiene fácilmente como la relación entre el requerimiento de ingresos (costo de prestación del servicio) y la disponibilidad a pagar de la totalidad de los usuarios.

$$\% Disp = \frac{VP \text{ Requerimiento de ingresos}}{VP \text{ Disponibilidad a pagar total}}$$

Donde:

% Disp: Porcentaje de la disponibilidad a pagar capturada;

VP Requerimiento de ingresos: Valor presente del requerimiento de ingresos;

VP Disponibilidad a pagar total: Valor presente de la disponibilidad a pagar total.

De esta manera se pueden obtener las tarifas monómicas para las distintas categorías tarifarias.

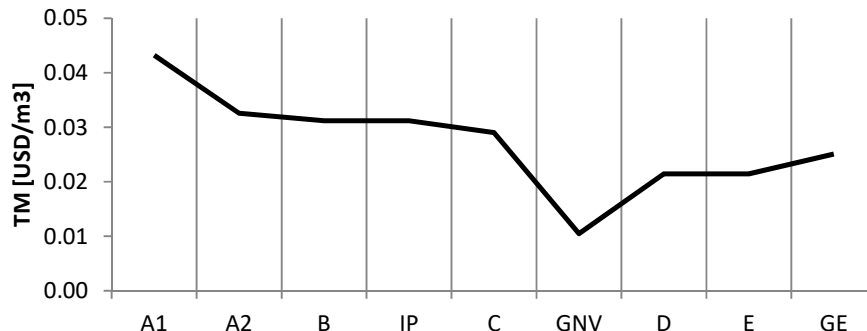
El inconveniente que presenta este esquema, es que no permite obtener tarifas decrecientes, ya que el mercado de GNV al ser uno de los que menores disponibilidad a pagar genera una tarifa monómica de valor inferior a otras categorías de menor consumo medio.

Tabla N° 192 Margen media con ahorros iguales

Categoría	Consumo típico [m3/mes]	TM [USD/m3]
A1	10	0,0432
A2	39	0,0326
B	1.591	0,0312
IP	16.678	0,0312
C	84.253	0,0290
GNV	232.350	0,0105
D	489.396	0,0214
E	2.188.047	0,0214
GE	16.789.891	0,0251

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 162 Evolución margen monómico por categoría tarifaria



Fuente: Elaboración propia.

Tal como se puede apreciar el monómico correspondiente a la categoría GNV es inferior al valor de otras categorías.

Una manera de solucionar este inconveniente es adoptar una captura diferenciada según niveles de ahorro objetivo orientada a generar tarifas competitivas pero que también cumplan con la condición de presentar valores decrecientes.

Para este esquema se disponen porcentajes diferentes de disponibilidad a pagar que son transferidos al concesionario en la tarifa. De esta manera es posible lograr cumplir la condición de obtener tarifas decrecientes.

Para asegurar que las tarifas remuneren el costo de prestación de servicio se adiciona un factor de ajuste que varía de forma idéntica las tarifas monómicas de todas las categorías con el objetivo de asegurar el cumplimiento de la condición de equilibrio económico financiero.

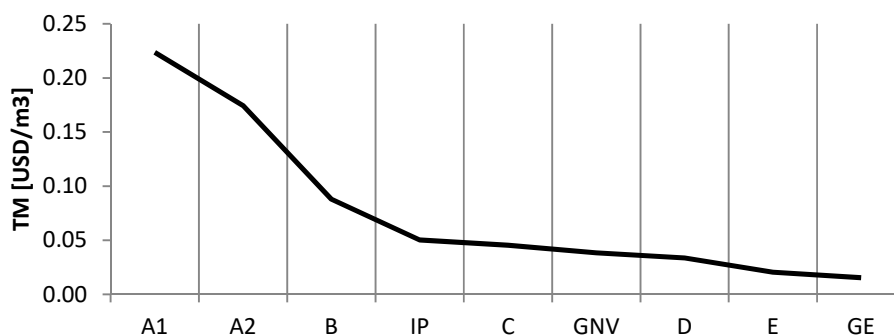
Con esta metodología se obtuvieron las siguientes tarifas monómicas medias.

Tabla N° 193 Margen media propuestas

Categoría	Consumo típico [m3/mes]	TM [USD/m3]
A1	10	0,2236
A2	39	0,1743
B	1.591	0,0879
IP	16.678	0,0502
C	84.253	0,0454
GNV	232.350	0,0384
D	489.396	0,0336
E	2.188.047	0,0205
GE	16.789.891	0,0154

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 163 Evolución margen monómico por categoría tarifaria



Fuente: Elaboración propia.

Los porcentajes de captura de la disponibilidad a pagar para cada categoría tarifaria son:

Tabla N° 194 Porción de excedentes captura para la tarifa

Categoría	% Captura [Excedente]
A1	32%
A2	33%
B	18%
C	10%
IP	10%
D	10%
E	6%
GNV	23%
GE	4%

Fuente: Elaboración propia.

Con los cargos monómicos propuestos se obtienen los siguientes niveles de ahorro:

Tabla N° 195 Niveles de ahorro obtenidos con la tarifa propuesta (con respecto al alternativo)

Categoría	% Ahorro
A1	-48%
A2	-44%
B	-57%
C	-62%
IP	-63%
D	-56%
E	-59%
GNV	-34%
GE	-71%

Fuente: Elaboración propia.

6.6 Selección de cargos tarifarios

Para la definición de los cargos tarifarios se consideró lo establecido en el artículo N° 117 del Reglamento de Distribución

“el Margen de Comercialización deberá ser facturado de la siguiente forma:

a) Los costos de atención al Consumidor deberán ser añadidos al Margen de Distribución.

b) Los costos de facturación y cobranza a través de un cargo fijo mensual por cliente.”

y lo establecido en el artículo N.º 16 *Red Común y Cuenta de Equilibrio Tarifario*, del Procedimiento de Estudios Tarifarios

“16.2. El pago de la Red Común se hace mediante cargos por capacidad y cargos por volumen. El consumidor tiene derecho a reservar una capacidad de uso de la Red Común de distribución, por lo que tendrá derecho a ser atendido por el Concesionario hasta el límite de la capacidad solicitada (derecho de conexión).”

De esta manera para cada categoría tarifaria se debe establecer un cargo fijo que remunere el margen de comercialización y una combinación de cargos fijo y variable para el margen de distribución.

El cargo fijo puede ser por cliente o por unidad de capacidad según el nivel de consumo mensual del usuario.

La combinación de cargos fijos y variables se debe realizar de manera tal que la factura total que pague un usuario no presente variaciones significativas en los límites de las categorías tarifarias determinadas.

Para la selección de los cargos tarifarios se mantuvo la metodología de facturación vigente especificada en la resolución OSINERGMIN N° 086-2014-OS/CD.

Para evitar que existan transiciones bruscas de tarifa entre categorías los cargos fijos y variables se seleccionaron en base a la metodología de línea recta.

A continuación se presentan los cargos tarifarios seleccionados

Tabla N° 196 Margen de distribución y comercialización propuestas

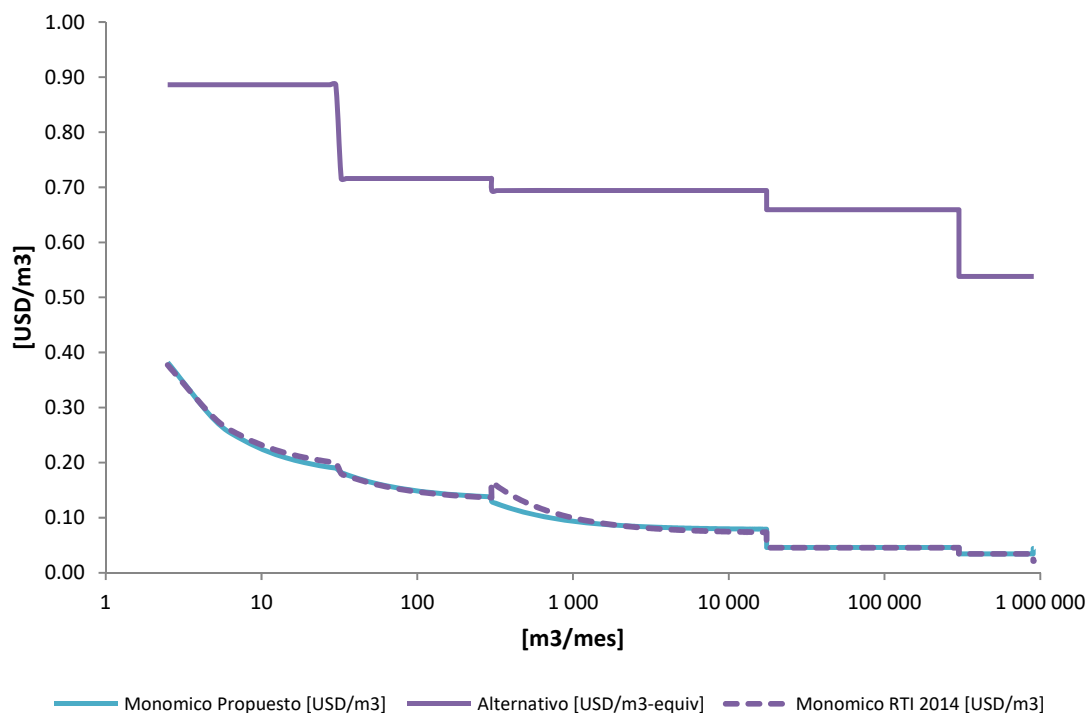
Categoría	Estratificación	Margen de Comercialización			Margen de Distribución		
		Fijo		Variable	Fijo		Variable
		[USD/mes]	[USD/(Sm3/d)-mes]	[USD/(Sm3/d)-mes]	[USD/mes]	[USD/(Sm3/d)-mes]	[USD/Sm3]
A1	30	0,5242	-	-	-	-	0,1723
A2	300	1,6147	-	-	-	-	0,1325
B	17500	15,3510	-	-	-	-	0,0783
C	300000	-	0,0196	-	-	0,1599	0,0395
IP		-	0,0217	-	-	0,1770	0,0437
D	900000	-	0,0145	-	-	0,1184	0,0292
E		-	0,0795	-	-	0,5435	0,0205
GNV		-	0,0163	-	-	0,1334	0,0335
GE		-	0,0588	-	-	0,4100	0,0154

Fuente: Elaboración propia.

Conforme a lo especificado en la resolución OSINERGMIN N° 086-2014-OS/CD el cargo variable de las categorías E y GE solo se aplica a consumos por encima de la capacidad reservada. El valor de este cargo fue estimado en base al valor vigente actualizado conforme a la variación general del cuadro tarifario.

La evolución de la tarifa unitaria presenta la siguiente forma:

Gráfico N° 164 Evolución margen unitaria



Fuente: Elaboración propia.

6.7 Competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos en cada categoría tarifaria, con las tarifas correspondientes para el mercado de Lima y Callao

Se efectuó el cálculo de la competitividad del gas natural por Categoría Tarifaria y para ello se comparó el ahorro que tendría frente a los combustibles sustitutos con los que compete en cada categoría.

A continuación, se detalla el proceso llevado a cabo para obtener como resultado la competitividad del gas natural por Categoría Tarifaria.

6.7.1 Combustibles Alternativos

En primer lugar, se recolectó información acerca de los combustibles alternativos posibles y sus costos. En base a esto, se detalla en la siguiente tabla cuáles son los combustibles alternativos bajo análisis con sus respectivos precios y fuente:

Tabla N° 197 Precios Combustibles Alternativos

Combustible Alternativo	Precio	Fuente
GLP 3	16,68 [Soles/Garrafa]	Reporte Osinergmin (FACILITO)
GLP 5	18,12 [Soles/Garrafa]	Reporte Osinergmin (FACILITO)
GLP 10	33,25 [Soles/Garrafa]	Reporte Osinergmin (FACILITO)
GLP 15	55,36 [Soles/Garrafa]	Reporte Osinergmin (FACILITO)
GLP 45	134,15 [Soles/Garrafa]	Reporte Osinergmin (FACILITO)
GLP Granel	1,56 [Soles/Litro]	Reporte Osinergmin (FACILITO)
Petróleo Industrial 6	7,23 [Soles/Galón]	Petróleos del Perú - PETROPERÚ
Diésel	11,26 [Soles/Galón]	Reporte Osinergmin (FACILITO)

Los valores correspondientes a GLP 3, GLP 5, GLP 10, GLP 15, GLP 45, GLP Granel y Diésel, pertenecen a los precios publicados por FACILITO¹⁵. Para cada combustible, se relevaron los precios de todos los establecimientos que ofrecen el combustible en Lima y Callao y a partir de ellos se determinó el promedio como precio de referencia final. Para el caso del Petróleo Industrial 6, el precio se obtuvo de la lista de precios del sitio PETROPERU¹⁶.

6.7.2 Precio Equivalente

Se recolectaron los poderes caloríficos correspondientes a cada uno de los alternativos de modo que podamos obtener el precio por m3 equivalente de Gas Natural y así poder realizar un análisis comparativo entre este y el combustible alternativo. Los pasos efectuados para calcular dicho precio fueron los siguientes:

1. Se tomó el precio del alternativo y se lo expresó en "USD/kg".

PRECIO				
GLP	Precio [Soles/Garrafa]	Precio [USD/Garrafa]	Capacidad [Kg/Garrafa]	Precio [USD/Kg]
GLP 3	16,68	5,1087	3,00	1,7029
GLP 5	18,12	5,5488	5,00	1,1098
GLP 10	33,25	10,1840	10,00	1,0184
GLP 15	55,36	16,9546	15,00	1,1303

¹⁵ <http://www.facilito.gob.pe/facilito/pages/facilito/menuPrecios.jsp>

¹⁶ <https://www.petroperu.com.pe/lista-precios.asp>

GLP 45	134,15	41,0858	45,00	0,9130
GLP Granel	Precio	Precio	Densidad	Precio
	[Soles/Litro]	[USD/Litro]	[Kg/Lt]	[USD/Kg]
GLP Granel	1,56	0,4764	0,538	0,8849
Fuel Oil	Precio	Precio	Densidad	Precio
	[Soles/Galón]	[USD/Litro]	[Kg/Lt]	[USD/Kg]
Petróleo Industrial 6	7,23	0,5850	0,9700	0,6031
DB5 S-50 UV	Precio	Precio	Densidad	Precio
	[Soles/Galón]	[USD/Litro]	[Kg/Lt]	[USD/Kg]
Diésel 2	11,2641	0,9114	0,87	1,05

2. A partir de los poderes caloríficos, tanto del alternativo como del Gas Natural, se efectuó el cociente entre ambos valores para obtener así el equivalente en m3 del alternativo.

PODER CALORÍFICO

Poder Calorífico	Poder Calorífico	Equivalencia
[kcal/Kg]	[kcal/m3]	[m3/Kg GLP]
11.739,00	9.200,00	1,28
11.739,00	9.200,00	1,28
11.739,00	9.200,00	1,28
11.739,00	9.200,00	1,28
11.739,00	9.200,00	1,28
Poder Calorífico	Poder Calorífico	Equivalencia
[kcal/Kg]	[kcal/m3]	[m3/Kg GLP]
11.739,00	9.200,00	1,28
Poder Calorífico	Poder Calorífico	Equivalencia
[kcal/Kg]	[kcal/m3]	[m3/Kg GLP]
10.308,73	9.200,00	1,12
Poder Calorífico	Poder Calorífico	Equivalencia
[kcal/Kg]	[kcal/m3]	[m3/Kg GLP]
10.874,77	9.200,00	1,18

3. Se efectuó el cociente entre el valor del paso 1 y del paso 2, obteniendo así el valor del precio equivalente.

PRECIO EQUIVALENTE

Precio Equivalente	
[USD/m3 equiv.]	[USD/Gcal]
1,33	145,06
0,87	94,54
0,80	86,75
0,89	96,29
0,72	77,78

Precio Equivalente	
[USD/m3 equiv.]	[USD/Gcal]
0,69	75,38

Precio Equivalente	
[USD/m3 equiv.]	[USD/Gcal]
0,5382	58,49965085

Precio Equivalente	
[USD/m3 equiv.]	[USD/Gcal]
0,8862	96,33006322

De este modo, los valores de los precios por m3 equivalente de los alternativos son los siguientes:

Tabla N° 198 Precios Equivalentes Combustibles Alternativos

Combustible Alternativo	Precio Equivalente
	[USD/m3 equivalente]
GLP 3	1,3346
GLP 5	0,8697
GLP 10	0,7981
GLP 15	0,8858
GLP 45	0,7155
GLP Granel	0,6935
Petróleo Industrial 6	0,5382
Diésel 2	0,8862

6.7.3 Competitividad

El paso a continuación es verificar el nivel de ahorro (competitividad) por categoría, obtenida en base a las tarifas del gas natural incluyendo distribución y los precios de los sustitutos. A la hora de determinar la competitividad se abrió cada una de las categorías tarifarias en rangos de consumos, de la siguiente manera:

Tabla N° 199 Rangos de Consumo en Categorías Tarifarias

Categoría Tarifaria	Volumen consumido	Precio Gas Natural
	[m3-mes]	[USD/m3]
A1	10	0,43140
	20	0,40026
	30	0,38988
A2	100	0,31763
	200	0,30803
	300	0,30483
B	2.000	0,25328
	10.000	0,24598
	17.500	0,24520
C-IP	100.000	0,21244
	175.000	0,21244
	300.000	0,21244
D	600.000	0,20609
	750.000	0,20609
	900.000	0,20609
E	910.000	0,20853
	950.000	0,20853
	990.000	0,20853
GNV	50.000	0,20428
	55.000	0,20428
	60.000	0,20428
GE	230.000	0,14851
	320.000	0,15015
	410.000	0,15015

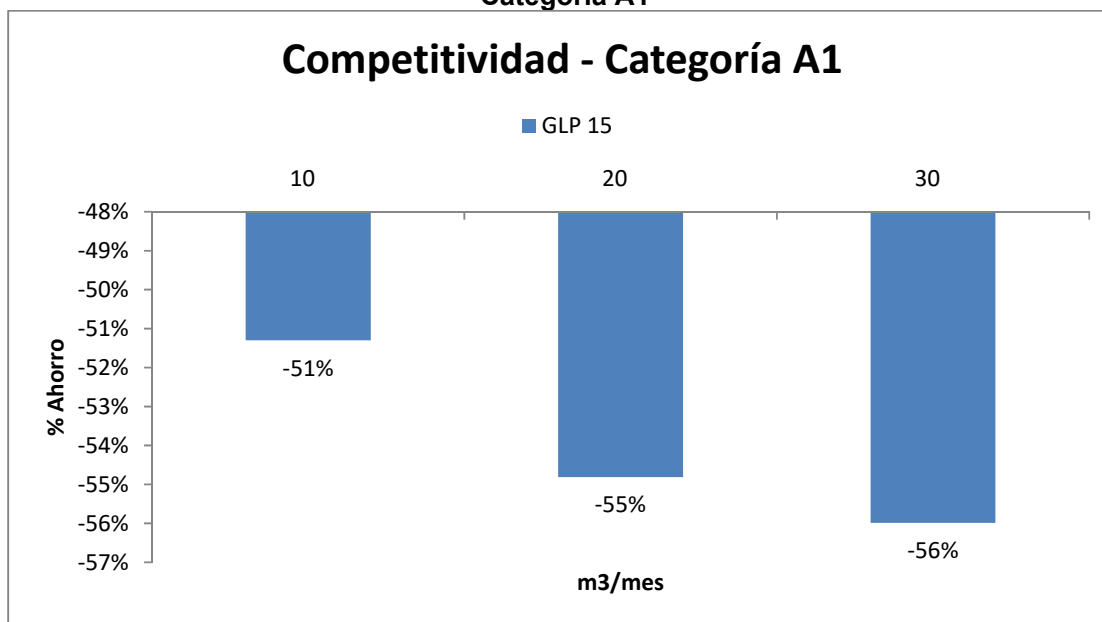
Fuente: Elaboración propia, en base a información del pliego tarifario.

De este modo se calculó una factura de Gas Natural para cada uno de estos rangos, de acuerdo con el cuadro tarifario resultante del modelo tarifario propuesto por el consultor. También se replicó el cálculo para los combustibles alternativos y en base a estos valores se calcularon los monómicos, es decir el costo por m3 equivalente, tanto para cada categoría como para cada combustible.

De acuerdo con los cálculos mencionados anteriormente se establecieron los porcentajes de ahorro que representa el Gas Natural frente a los combustibles alternativos. Pero ya que los alternativos son utilizados en determinadas categorías, de acuerdo a sus características, se analizó en cada categoría la competitividad respecto al alternativo aplicable a esa misma.

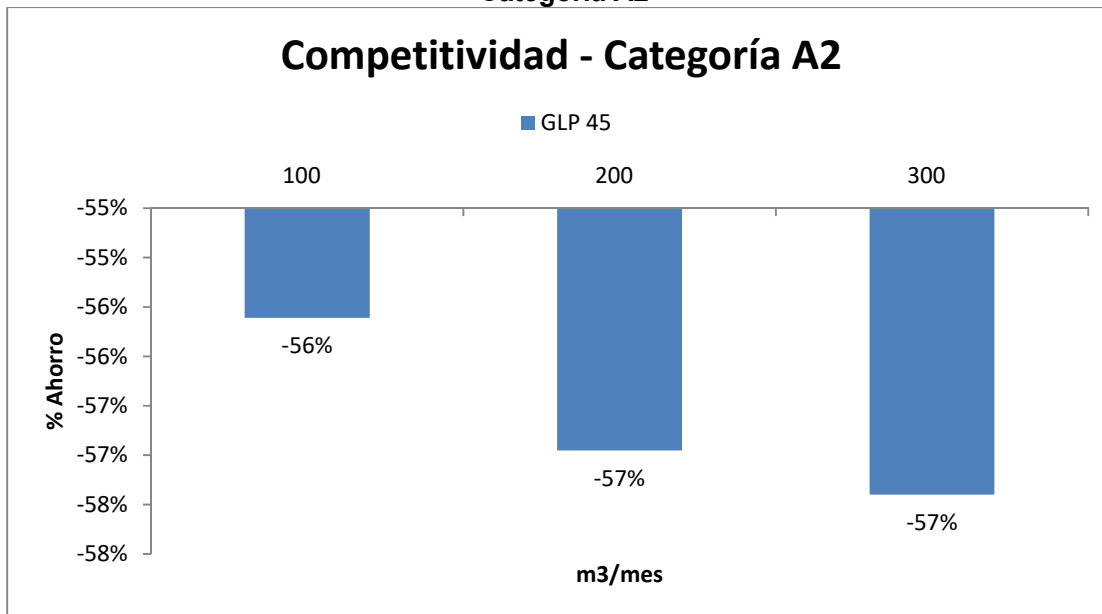
A continuación, se presenta la competitividad del Gas Natural frente a los alternativos para cada categoría y rango de consumo. Los porcentajes en las barras de los gráficos representan el ahorro que tiene dicho combustible alternativo frente al gas natural en un rango determinado de consumo para la categoría respectivamente.

Gráfico N° 165 Competitividad del Gas Natural respecto a combustibles alternativos – Categoría A1



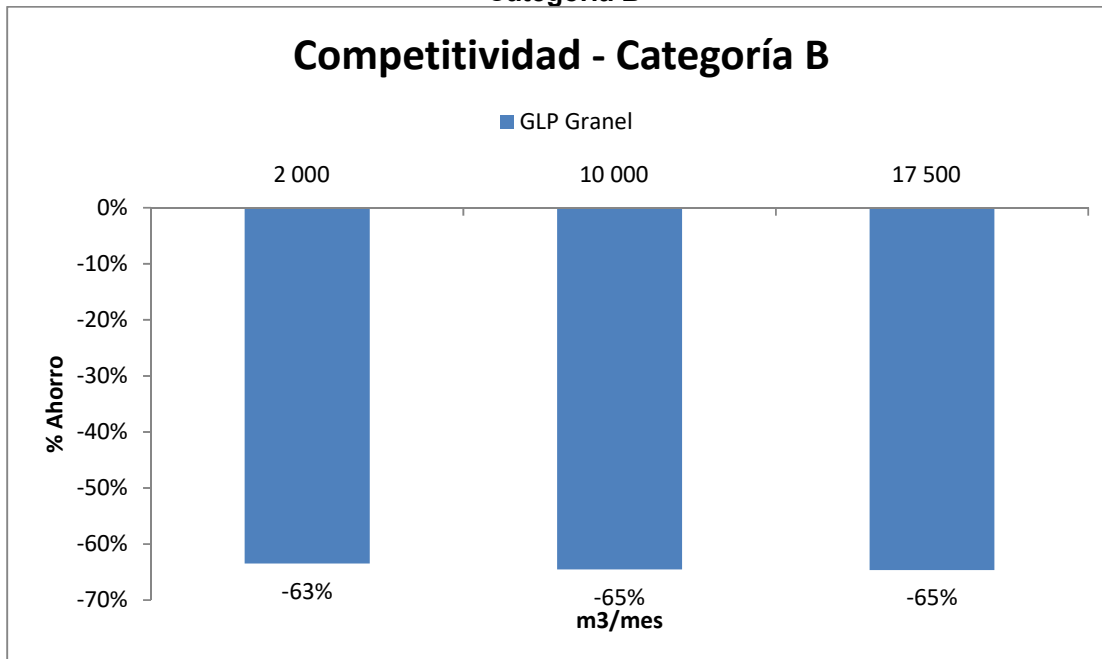
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 166 Competitividad del Gas Natural respecto a combustibles alternativos – Categoría A2



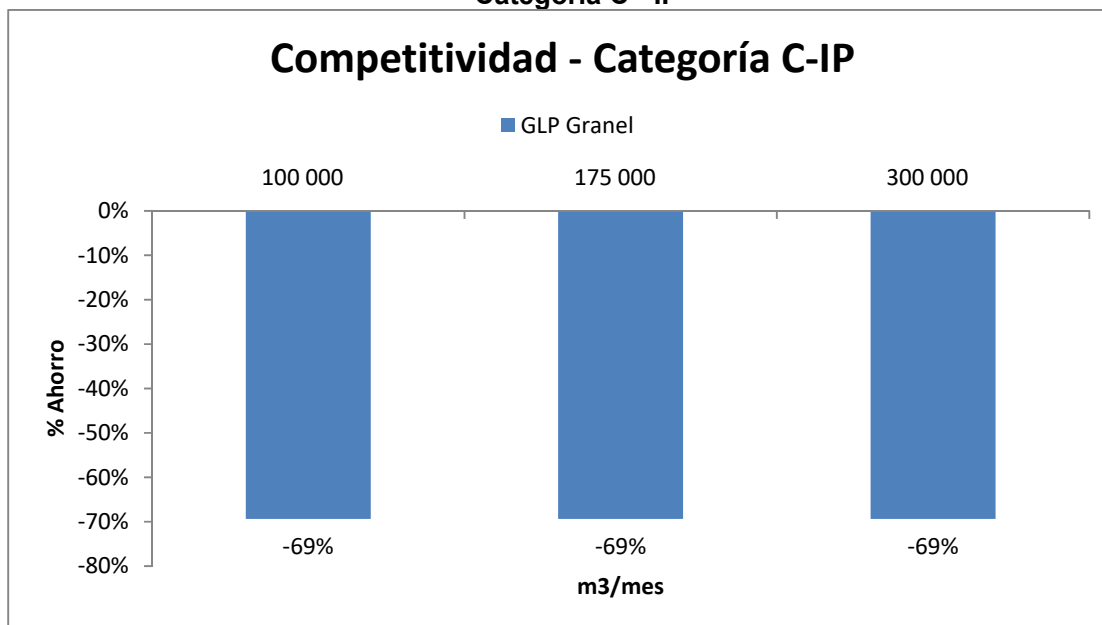
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 167 Competitividad del Gas Natural respecto a combustibles alternativos- Categoría B



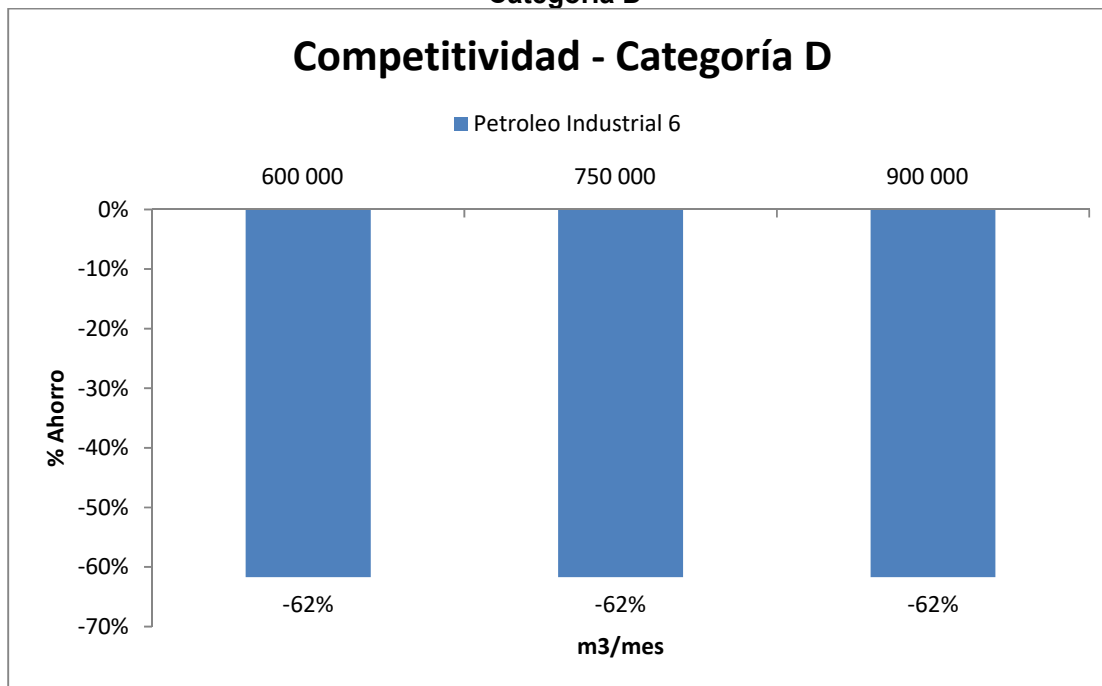
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 168 Competitividad del Gas Natural respecto a combustibles alternativos- Categoría C - IP



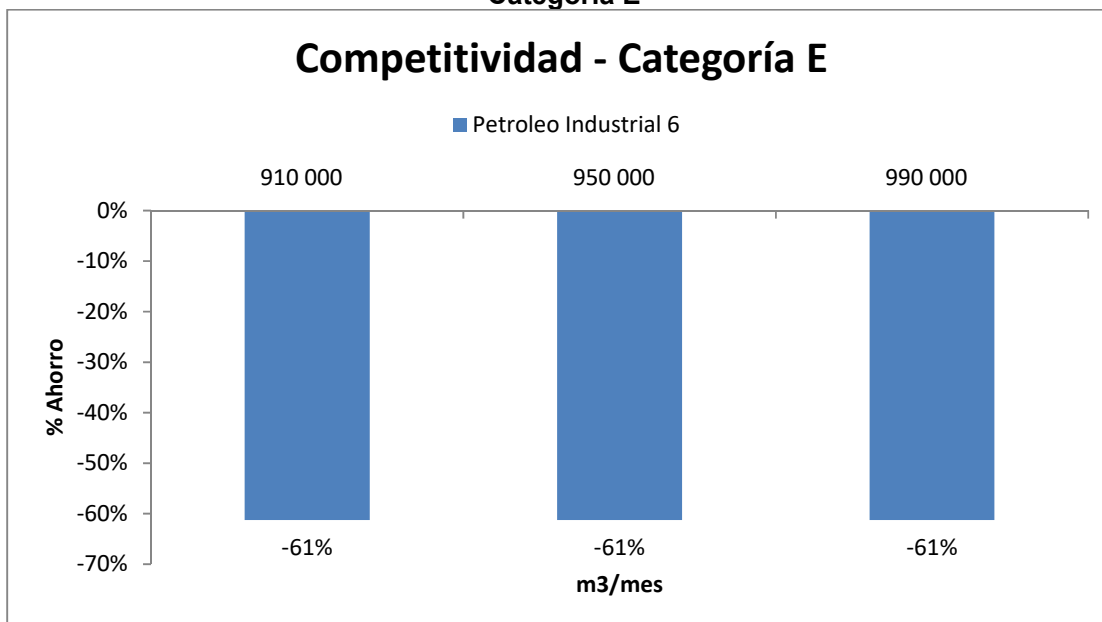
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 169 Competitividad del Gas Natural respecto a combustibles alternativos- Categoría D



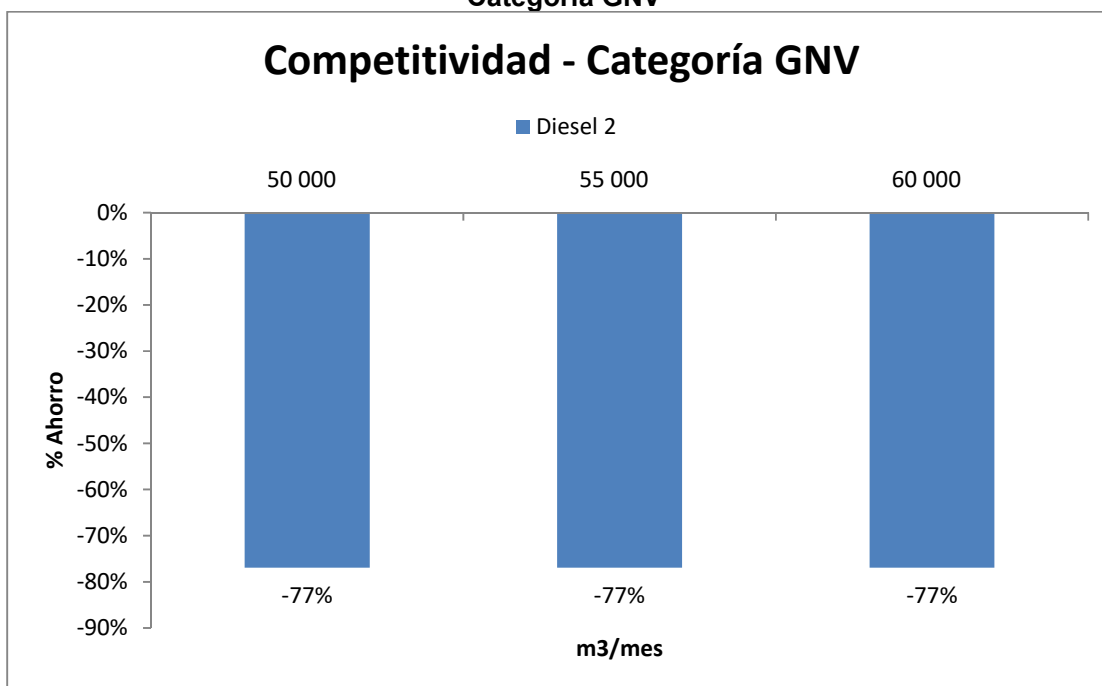
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 170 Competitividad del Gas Natural respecto a combustibles alternativos- Categoría E



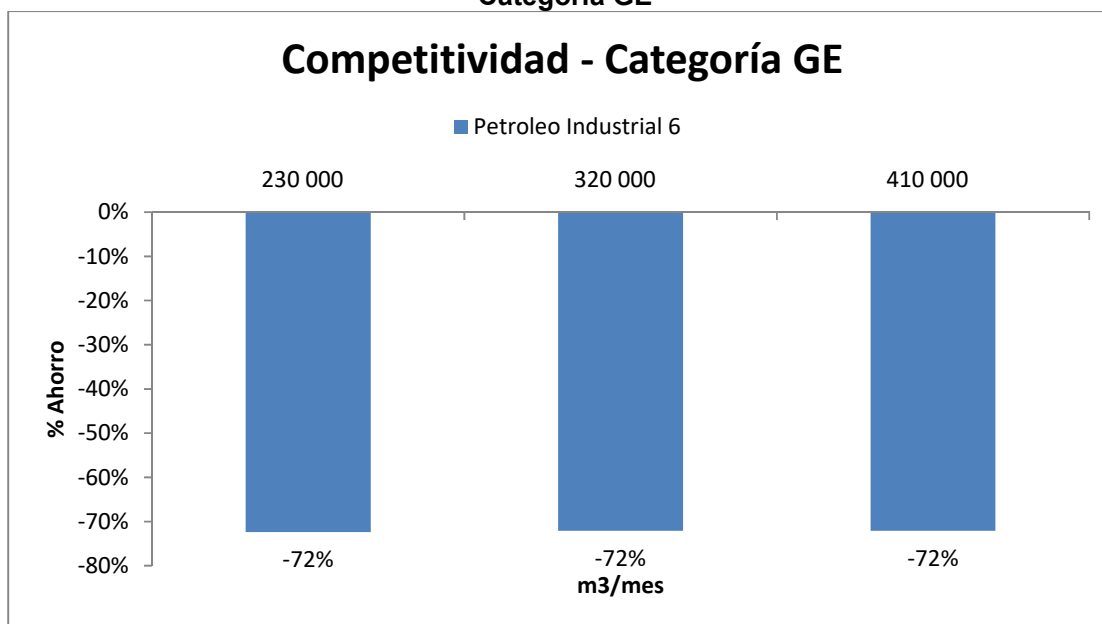
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 171 Competitividad del Gas Natural respecto a combustibles alternativos- Categoría GNV



Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 172 Competitividad del Gas Natural respecto a combustibles alternativos- Categoría GE



Fuente: Elaboración propia

De los gráficos, se concluye que en general se presenta un alto porcentaje de ahorro del Gas Natural frente a otros combustibles alternativos independientemente de la categoría tarifaria que se trate. De hecho, en todas las categorías, la competitividad supera el 45% y hasta llega a alcanzar valores cercanos al 80% de ahorro. Es por ello que podemos decir que cualquiera sea el tipo o nivel de consumo, el Gas Natural posee una posición más ventajosa que el resto en cuanto a precio.

6.8 Competitividad que tiene el gas natural en el sector industrial en el Perú como energético en comparación a otros tipos de energías y/o combustibles, con respecto a la situación que se presenta en al menos dos (2) países y en al menos tres (3) de sus concesionarios con más de seis (6) años de operación

La competitividad para el sector industrial en el Perú se comparó con precios de combustibles alternativos de países como México y Brasil, teniendo como referencia en revisiones tarifarias similares a la realidad de Perú, para 3 distribuidoras de cada uno de ellos. De este modo se analiza si la competitividad del sector industrial en Perú está en línea con los otros países.

6.8.1 Países Analizados

6.8.1.1 Brasil

En Brasil, las distribuidoras consideradas son CEG, CEG – RIO y COMGÁS.

- La primera de ellas, CEG, presta su servicio en 17 municipios con red de gas natural canalizado en la región metropolitana del estado de Rio de Janeiro. Y el número de clientes total a final de 2016 fue 907.309.
- En cuanto a CEG – RIO está presente en 24 municipios con rede de gas natural canalizado en las Regiones Norte y Noroeste de Fluminense, Baixada Litoranea, Región Serrana, Medio Paraíba y Centro Sur del Estado. Cuyo número de clientes totales a fin de 2016 sumó 64.000.

La adquisición de la concesión, para ambas distribuidoras, fue en el año 1997.

A continuación, se muestra un mapa para ubicar las zonas de concesión que mencionamos anteriormente.

Gráfico N° 173 Mapa que ubica las concesiones de cada empresa brasileira



- La distribuidora COMGÁS se encuentra presente en más de 80 municipios del estado de São Paulo, con un total de 1,7 millones de clientes y operando desde el año 1999. En la siguiente imagen se muestra el área de concesión de la empresa.

Gráfico N° 174 Mapa que ubica la concesión de la COMGAS



6.8.1.2 México

En México, las distribuidoras analizadas son: DGQ, DGJ y CMG.

- La distribuidora DGQ presta su servicio de distribución en el estado de Querétaro desde el año 1998, mientras que DGJ lo hace en el estado de Guadalajara desde el año 2000 y CMG en la zona del Valle Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo desde 1998.

Respecto al procedimiento para el cálculo de la competitividad del sector industrial en cada uno de los países y particularmente para cada una de las distribuidoras, es el mismo que el aplicado en el análisis de competitividad propio para Perú, el cuál fue detallado en la sección anterior.

A continuación, se presentarán los datos propios para cada país y luego se expondrán directamente los resultados obtenidos, para luego realizar un análisis en conjunto con los valores propios de la competitividad del sector industrial en Perú.

6.8.2 Precio Equivalente Sector Industrial – Brasil y México

Ante todo, se determinaron los combustibles alternativos utilizados en el sector industrial de cada país y se recabó información sobre sus respectivos precios, los cuales se detallan en la siguiente tabla:

- Brasil

Tabla N° 200 Precios de combustibles alternativos en Brasil

Combustible Alternativo	Precio	
Combustóleo	3,16	[R\$/Kg]
GLP Industrial	6,15	[R\$/Kg]

- México

Tabla N° 201 Precios de combustibles alternativos en México

Combustible Alternativo	Precio	
Combustóleo	7,03	[MXN/Litro]
Diésel industrial	17,16	[MXN/Litro]

En base a estos costos se replicó el procedimiento de cálculo descrito en la sección anterior, llegándose a los siguientes resultados de precio equivalente:

- Brasil

Tabla N° 202 Precios equivalentes de combustibles alternativos en Brasil

Combustible Alternativo	Precio Equivalente
	[R\$/m3 equivalente]
GLP Industrial	4,9200
Combustóleo	2,9489

- México

Tabla N° 203 Precios equivalentes de combustibles alternativos en Brasil

Combustible Alternativo	Precio Equivalente
	[MXN/GJoule]
Diésel	537,5283
Combustóleo	202,4149

6.8.3 Competitividad

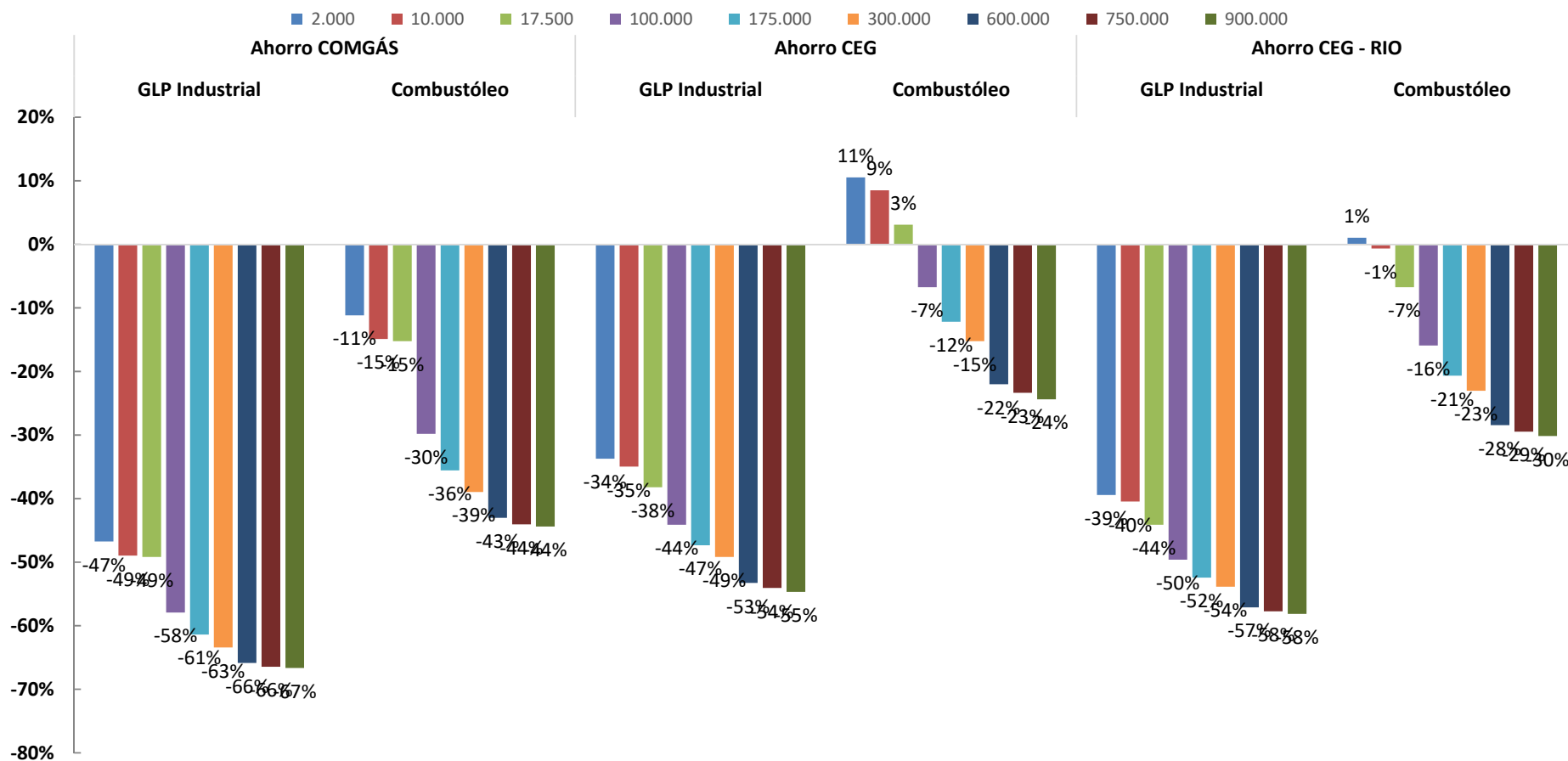
Una vez obtenidos los resultados de los precios equivalentes para los combustibles alternativos propios del sector industrial de cada país, se procedió a calcular la competitividad de tales alternativos con respecto al Gas Natural en cada país.

Cabe destacar que, al estar analizando únicamente el sector industrial de los dos países en cuestión, se tomaron los mismos volúmenes de consumo que las categorías Industriales en Perú (B, C-IP, D y E).

De acuerdo con lo mencionado, los resultados fueron los siguientes:

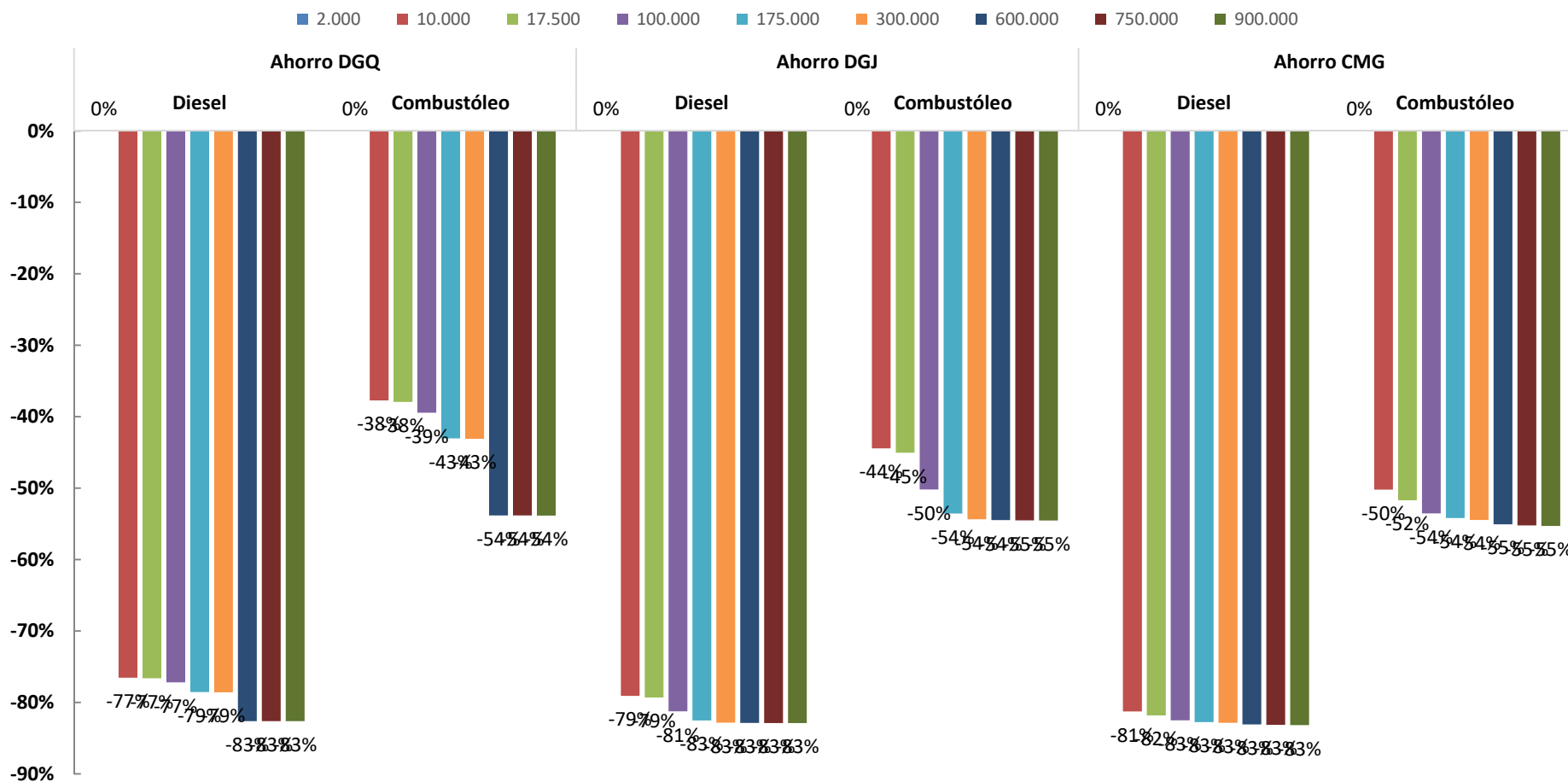
- Brasil

Competitividad Brasil - Sector Industrial



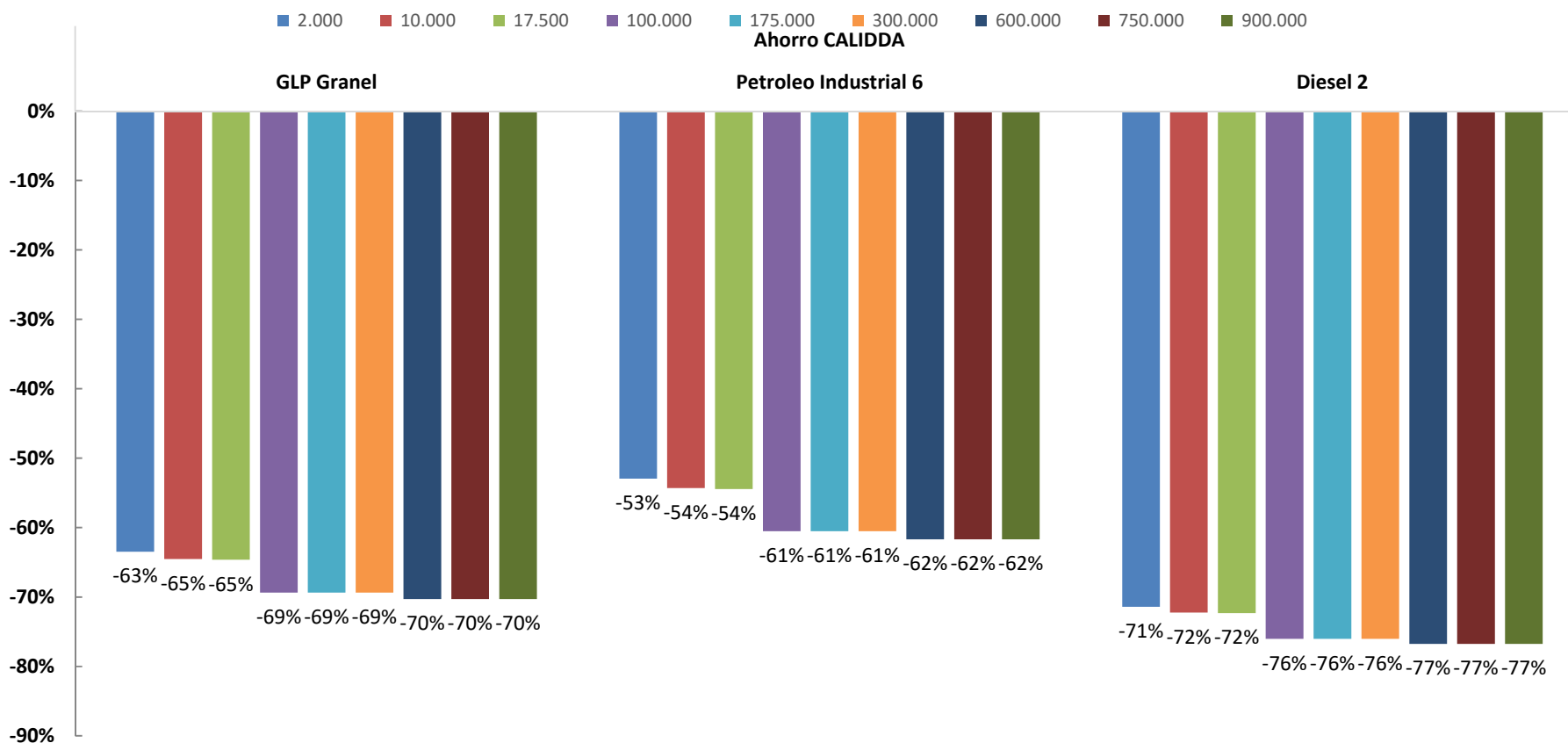
- México

Competitividad México- Sector Industrial



Para efectuar una comparativa de Perú con los países anteriormente analizados, se expone a continuación un gráfico con la competitividad del Gas Natural frente a los alternativos en el sector industrial de Perú.

Competitividad Perú- Sector Industrial



Como puede apreciarse en los tres países bajo análisis, el Gas Natural en el sector industrial presenta un ahorro significativo frente a los combustibles alternativos utilizados en cada país, con la salvedad que en Brasil las distribuidoras CEG y CEG-RIO, para el caso de los rangos de consumo más bajos del sector industrial no se evidencia un amplio ahorro del Gas Natural como ocurre en el resto, incluso llega a superar el costo de los alternativos en situaciones puntuales.

Pero en líneas generales la competitividad del Gas Natural frente a los alternativos en el sector industrial es similar en los países analizados, representando altos ahorros en la mayoría de los casos.

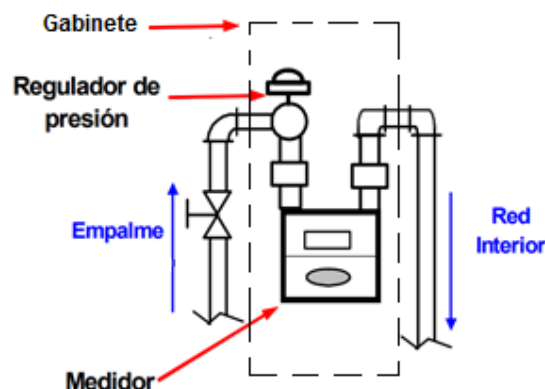
6.9 Determinación de Tarifas o Tope Máximo de las Acometidas

En esta sección se describe el modelamiento de los cargos máximos por acometida, para consumidores con consumos menores o iguales a 300 sm³/mes, considerando como fuente el estudio realizado en la RTI 2014-2018 para el Concesionario.

El tope máximo por acometida involucra los costos de inversión y de operación necesarios para poder llevar a cabo la instalación. En relación con el primer ítem de costos es posible distinguir a modo general las siguientes partidas:

- Obra civil (en muro existentes o muro construido);
- Componentes acometidas (incluye la regulación de presión, accesorios, gabinete y medidor)

Gráfico N° 175 Grafico de un medidor y sus componentes



Mientras que por el lado de los costos de operación:

- Mano de obra;
- Equipos.

Para los cálculos se han considerado tres diferentes tipos de medidores según los requisitos del solicitante:

- Tipo G1.6 (2.5 Sm³/h);
- Tipo G4 (6 Sm³/ h);
- Tipo G6 (10 Sm³/h).

Los cuales pueden ser instalados bajo dos modalidades: en muro existente o en muro construido.

Inputs de cálculo

Los datos relativos a costos de mano de obra, equipos, materiales e inversión (obra civil y acometida), han sido definidos empleando las fuentes señaladas en la siguiente tabla:

Tabla N° 204 Inputs de calculo – MATERIALES Y EQUIPOS [USD SEP 2017]

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO	FUENTE
		USD/UND	
Arena fina	M3	12,24	BOLETÍN TÉCNICO CAPECO JUNIO 2017
Cemento Portland Tipo V (42.5 KG)	BOL	6,87	BOLETÍN TÉCNICO CAPECO JUNIO 2017
Precinto de seguridad	UND	0,34	LISTA DE PRECIOS DE GDP
Pick Up	H-M	4,89	Revista Costos 2017
Empaquetadura Ecológica 1 1/4"	UND	0,18	Aduanas 2017
Alambre para precintos de seguridad	M	0,19	Propuesta Cálida
Empaquetadura de goma X 1,000 EA	UN	0,08	Aduanas 2017
Ladrillo	UN	0,13	BOLETÍN TÉCNICO CAPECO JUNIO 2017

Tabla N° 205 Inputs de calculo – COMPONENTES ACOMETIDA [USD SEP 2017]

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO	FUENTE
		USD/UND	
Medidor diafragma G1,6	UND	25,90601172	Aduanas 2017
Medidor diafragma G4	UND	39,20367231	Aduanas 2017
Medidor diafragma G6	UND	86,27829	Aduanas 2016
Codo de 3/4"	UND	2,043219402	Aduanas 2017
Connector rector 3/4"	UND	1,172721538	Aduanas 2017
Regulador por corte por B.P. (G 1,6 - G 4)	UND	15,44811975	Aduanas 2017
Regulador por corte por B.P. (G 6)	UND	52,7603965	Aduanas 2017

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO	FUENTE
		USD/UND	
Gabinete simple resid. de 35cm x 35cm	UN	20,6535	Propuesta Cálida
Meter connector a p/tubería CU 1.1/4"	UN	8,336013	Aduanas 2017
Elbow 1 1/4" With pressure point	UN	27,17313113	Aduanas 2017

Definición de los topes máximos por acometida

A partir de los datos presentados en la tabla anterior se calculan los costos para los distintos tipos de medidores y obras civiles, considerando los siguientes rendimientos según la instalación sea en muro existente o muro construido:

Tabla N° 206 Rendimientos por tipo de obra civil

Rendimiento	UNIDAD	Muro	Murete
Diario	[acometidas/día]	4,52	2,53

Fuente: RTI 2014-2018 Concesión Lima y Callao.

Definidos los rendimientos se procede al cálculo de los topes máximos por acometida, los cuales son estructurados de acuerdo a lo mencionado en párrafos anteriores. A continuación se presentan los resultados obtenidos:

Medidores en muro existente

G1.6 (2.5 Sm³/h) en Muro Existente [USD SEP 2017]

CONCEPTO	PARTIDA DE COSTO	UNID AD	CANT. DE PERSONAL	CANT.	PRECIO US\$/unidad	PARCIAL US\$.
MANO DE OBRA						
	Ayudante Técnico Gasista	H-H	1	1,77	5,18	9,17
	Técnico Gasista	H-H	0,50	0,88	7,17	6,34
Total						15,51
MATERIALES						
	Cemento Portland Tipo V (42.5 KG)	BOL		0,2	6,87	1,42
	Arena fina	M3		0,1	12,24	0,61
	Empaquetadura de goma X 1,000 EA	UN		4,0	0,08	0,33
	Precinto de seguridad	UN		1,0	0,34	0,34
	Alambre para precintos de seguridad	M		1,0	0,19	0,19

Marcador seguridad poliestireno azul	UN	1,0	0,03	0,03
Gabinete simple resid. de 35cm x 35cm	UN	1,0	20,65	20,65
Total				23,58
EQUIPOS				
Kit herramientas manuales	%M O	5%	15,51	0,78
Pick Up	H-M	2,39	4,89	11,70
Total				12,48
Total obras civiles				51,57
Indirectos (30%)				15,47
Total obra civil muro				67,04
COMPONENTES ACOMETIDA				
Medidor diafragma G1,6				25,91
Accesorios				6,60
Conector medidor/tubería de Cu 3/4"				3,38
Codo de 3/4"				2,04
Connector rector 3/4"				1,17
Regulador por corte por B.P. (G 1,6 - G 4)				15,45
Total componentes acometida				47,95

G4 (6 Sm3/h) en Muro Existente [USD SEP 2017]

CONCEPTO	PARTIDA DE COSTO	UNIDAD	CANT. DE PERSONAL	CAN T.	PRECIO US\$/unidad	PARCIAL US\$/.
MANO DE OBRA						
	Ayudante Técnico Gasista	H-H	1	1,77	5,18	9,17
	Técnico Gasista	H-H	0,50	0,88	7,17	6,34
Total						15,51
MATERIALES						
	Cemento Portland Tipo V (42.5 KG)	BOL		0,21	6,87	1,42
	Arena fina	M3		0,05	12,24	0,61
	Empaquetadura de goma X 1,000 EA	UN		4,00	0,08	0,33
	Precinto de seguridad	UN		1,00	0,34	0,34
	Alambre para precintos de seguridad	M		1,00	0,19	0,19
	Marcador seguridad poliestireno azul	UN		1,00	0,03	0,03
	Gabinete simple resid. de 35cm x 35cm	UN		1,0	20,65	20,65
Total						23,58
EQUIPOS						

	Kit herramientas manuales	%MO	5%	15,51	0,78
	Pick Up	H-M	2,3 9	4,89	11,70
Total					12,48
Total obras civiles					51,57
Indirectos (30%)					15,47
Total obra civil muro					67,04
COMPONENTES ACOMETIDA					
	Medidor diafragma G4				39,20
	Accesorios				6,60
	Conector medidor/tubería de Cu 3/4"				3,38
	Codo de 3/4"				2,04
	Connector rector 3/4"				1,17
	Regulador por corte por B.P. (G 1,6 - G 4)				15,45
Total componentes acometida					61,25

G6 (10 Sm3/h) en Muro Existente [USD SEP 2017]

CONCEPTO	PARTIDA DE COSTO	UNIDAD	CANT. DE PERSONAL	CAN T.	PRECIO US\$/unidad	PARCIAL US\$.
MANO DE OBRA						
	Ayudante Técnico Gasista	H-H	1	1,7 7	5,18	9,17
	Técnico Gasista	H-H	0,50	0,8 8	7,17	6,34
Total						15,51
MATERIALES						
	Cemento Portland Tipo V (42.5 KG)	BOL		0,21	6,87	1,42
	Arena fina	M3		0,05	12,24	0,61
	Empaquetadura Ecológica 1 1/4"	UN		4,00	0,18	0,72
	Precinto de seguridad	UN		1,00	0,34	0,34
	Alambre para precintos de seguridad	M		1,00	0,19	0,19
	Marcador seguridad poliestireno azul	UN		1,00	0,03	0,03
	Gabinete simple resid. de 35cm x 35cm	UN		1,0	20,65	20,65
Total						23,98
EQUIPOS						
	Kit herramientas manuales	%MO		5%	15,51	0,78
	Pick Up	H-M		2,3 9	4,89	11,70
Total						12,48
Total obras civiles						51,96
Indirectos (30%)						15,59

Total obra civil muro	67,55
COMPONENTES ACOMETIDA	
Medidor diafragma G6	86,28
Accesorios	36,68
Meter connector a p/tubería	
CU 1.1/4"	8,34
Elbow 1 1/4" With pressure point	27,17
Connector rector 3/4"	1,17
Regulador por corte por B.P. (G 6)	52,76
Total componentes acometida	175,72

Medidores en muro construido

G1.6 (2.5 Sm3/h) en Muro Construido [USD SEP 2017]

CONCEPTO	PARTIDA DE COSTO	UNIDAD	CANT. DE PERSONAL	CAN T.	PRECIO US\$/unidades	PARCIAL US\$/.
MANO DE OBRA						
	Ayudante Técnico Gasista	H-H	1	3,17	5,18	16,42
	Técnico Gasista	H-H	0,50	1,58	7,17	11,35
Total						27,77
MATERIALES						
	Cemento Portland Tipo V (42.5 KG)	BOL		0,59	6,87	4,08
	Arena fina	M3		0,08	12,24	0,96
	Empaquetadura de goma X 1,000 EA	UN		4,00	0,08	0,33
	Precinto de seguridad	UN		1,00	0,34	0,34
	ALAMBRE PARA PRECINTOS DE SEGURIDAD	M		1,00	0,19	0,19
	MARCADOR SEGURIDAD					
	POLIESTIRENO AZUL	UN		1,00	0,03	0,03
	Ladrillo	UN		14,00	0,13	1,89
	Gabinete simple resid. de 35cm x 35cm	UN		1,0	20,65	20,65
Total						28,47
EQUIPOS						
	Kit herramientas manuales	%M O DÍA-M		5%	27,77	1,39
	Pick Up			2,06	4,89	10,08
Total						11,47
Total obras civiles						67,72
Indirectos (30%)						20,31
Total obra civil muro						88,03
COMPONENTES ACOMETIDA						
	Medidor diafragma G1,6					25,91

Accesorios	6,60
Conector medidor/tubería de Cu 3/4"	3,38
Codo de 3/4"	2,04
Connector rector 3/4"	1,17
Regulador por corte por B.P. (G 1,6 - G 4)	15,45
Total componentes acometida	47,95

G4 (6 Sm3/h) en Muro Construido [USD SEP 2017]

CONCEPTO	PARTIDA DE COSTO	UNIDAD	CANT. DE PERSONAL	CAN T.	PRECIO US\$/unidad	PARCIAL US\$/.
MANO DE OBRA						
	Ayudante Técnico Gasista	H-H	1	3,17	5,18	16,42
	Técnico Gasista	H-H	0,50	1,58	7,17	11,35
Total						27,77
MATERIALES						
	Cemento Portland Tipo V (42.5 KG)	BOL		0,59	6,87	4,08
	Arena fina	M3		0,08	12,24	0,96
	Empaquetadura de goma X 1,000 EA	UN		4,00	0,08	0,33
	Precinto de seguridad	UN		1,00	0,34	0,34
	ALAMBRE PARA PRECINTOS DE SEGURIDAD	M		1,00	0,19	0,19
	MARCADOR SEGURIDAD					
	POLIESTIRENO AZUL	UN		1,00	0,03	0,03
	Ladrillo	UN		14,00	0	1,89
	Gabinete simple resid. de 35cm x 35cm	UN		0	0,13	1,89
Total				1,0	20,65	20,65
						28,47
EQUIPOS						
	Kit herramientas manuales	%M O DÍA-M		5%	27,77	1,39
	Pick Up			2,06	4,89	10,08
Total						11,47
Total obras civiles						67,72
Indirectos (30%)						20,31
Total obra civil muro						88,03
COMPONENTES ACOMETIDA						
	Medidor diafragma G4					39,20
	Accesorios					6,60
	Conector medidor/tubería de Cu 3/4"					3,38
	Codo de 3/4"					2,04
	Connector rector 3/4"					1,17
	Regulador por corte por B.P. (G 1,6 - G 4)					15,45
Total componentes						61,25

acometida

G6 (10 Sm³/h) en Muro Construido [USD SEP 2017]

CONCEPTO	PARTIDA DE COSTO	UNIDAD	CANT. DE PERSONAL	CAN T.	PRECIO US\$/unidad	PARCIAL US\$/.
MANO DE OBRA						
	Ayudante Técnico Gasista	H-H	1	3,17	5,18	16,42
	Técnico Gasista	H-H	0,50	1,58	7,17	11,35
Total						27,77
MATERIALES						
	Cemento Portland Tipo V (42.5 KG)	BOL		0,59	6,87	4,08
	Arena fina	M3		0,08	12,24	0,96
	Empaquetadura Ecológica 1 1/4"	UN		4,00	0,18	0,72
	Precinto de seguridad	UN		1,00	0,34	0,34
	ALAMBRE PARA PRECINTOS DE SEGURIDAD	M		1,00	0,19	0,19
	MARCADOR SEGURIDAD	UN		1,00	0,03	0,03
	POLIESTIRENO AZUL	UN		14,00		
	Ladrillo	UN		0	0,13	1,89
	Gabinete simple resid. de 35cm x 35cm	UN		1,0	20,65	20,65
Total						28,87
EQUIPOS						
	Kit herramientas manuales	%M O DÍA-M		5%	27,77	1,39
	Pick Up			2,06	4,89	10,08
Total						11,47
Total obras civiles						68,11
Indirectos (30%)						20,43
Total obra civil muro						88,54
COMPONENTES ACOMETIDA						
	Medidor diafragma G6					86,28
	Accesorios					36,68
	Meter connector a p/tubería CU 1.1/4"					8,34
	Elbow 1 1/4" With pressure point					27,17
	Connector rector 3/4"					1,17
	Regulador por corte por B.P. (G 6)					52,76
Total componentes acometida						175,72

Resumen de costos por naturaleza obtenidos

A continuación se presenta un resumen de los costos obtenidos a partir del cálculo presentado en la sección anterior:

Tabla N° 207 Costos por naturaleza para medidores en muro existentes [USD SEP 2017]

Tipo de Medidor	OBRA CIVIL [USD/ACOM]	COMPONENTES ACOMETIDA [USD/ACOM]	Alícuota OSINERGMIN	Costo TOTAL [USD/ACOM]
G1.6 (2.5 Sm3/h)	67,04	47,95	1,15	116,15
G4 (6 Sm3/h)	67,04	61,25	1,28	129,58
G6 (10 Sm3/h)	67,55	175,72	2,43	245,71

Tabla N° 208 Costos por naturaleza para medidores en muro construido [USD SEP 2017]

Tipo de Medidor	OBRA CIVIL [USD/ACOM]	COMPONENTES ACOMETIDA [USD/ACOM]	Alícuota OSINERGMIN	Costo TOTAL [USD/ACOM]
G1.6 (2.5 Sm3/h)	88,03	47,95	1,36	137,35
G4 (6 Sm3/h)	88,03	61,25	1,49	150,78
G6 (10 Sm3/h)	88,54	175,72	2,64	266,90

De esta manera, los topes máximos para cada una de las opciones presentadas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla N° 209 Tope Máximo de Acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 sm3/mes [USD SEP 2017]

Tipo de Medidor (S./Consumidor - mes)	Muro Existente	Muro Construido
G1.6 (2.5 Sm3/h)	116,15	137,35
G4 (6 Sm3/h)	129,58	150,78
G6 (10 Sm3/h)	245,71	266,90

6.9.1 Análisis Comparativo de cargos de acometidas

A modo de validación se presenta a continuación una comparativa de los valores modelados con respecto a los cargos vigentes del concesionario, su propuesta y otras concesiones (Contugas y Gases del Pacífico):

Tabla N° 210 Comparativa de los valores modelador con respecto a los cargos vigentes

PROCESO	CALIDDA (Vigente)	CALIDDA (Propuesta)	CONTUGAS	GDP	Q&LE
	USD	USD	USD	USD	USD
Muro Existente					
G1.6 (2.5 Sm3/h)	120,44	150,47	123,24	111,52	116,15
G4 (6 Sm3/h)	129,06	158,03	141,72	134,56	129,58
G6 (10 Sm3/h)	333,81	413,53	221,83	236,98	245,71
Muro Construido					

PROCESO	CALIDDA (Vigente)	CALIDDA (Propuesta)	CONTUGAS	GDP	Q&LE
	USD	USD	USD	USD	USD
G1.6 (2.5 Sm3/h)	150,81	189,97		139,56	137,35
G4 (6 Sm3/h)	159,43	197,53		162,60	150,78
G6 (10 Sm3/h)	390,22	453,03		289,17	266,90

Siendo las variaciones de la propuesta con los otros valores¹⁷:

Tabla N° 211 Variación de las propuesta con respecto a otras fuentes

PROCESO	VAR Q&LE-CALIDDA (Vigente)	VAR Q&LE-CALIDDA (Propuesta)	VAR Q&LE-CONTUGAS	VAR Q&LE-GDP
	%	%	%	%
Muro Existente				
Variación	-4%	-23%	-6%	4%
	0,4%	-18%	-9%	-4%
	-26%	-41%	11%	4%
Muro Construido				
Variación	-9%	-28%	-	-2%
	-5%	-24%	-	-7%
	-32%	-41%	-	-8%

Como es posible observar en la tabla anterior, los costos propuestos son inferiores a la propuesta del Concesionario como así también a los cargos vigentes del cuadro tarifario a fecha del 01/01/2018, aunque en menor medida. Por otro lado, al compararlos con los costos aprobados para otras concesiones, los mismos son levemente inferiores, salvo en lo que refiere a los medidores de tipo G6 y G1.6 (GDP únicamente) con muro existente.

6.10 Determinación de Tarifas por Corte y Reconexión

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

- Cuando el cliente deba dos facturas consecutivas,
- Si el cliente consume el gas natural de forma indebida o sin autorización,
- Se impide la lectura del medidor del cliente,
- Cuando el cliente revende el gas natural a terceros vía redes de distribución no autorizadas,
- Si pone en peligro la seguridad de las personas o la propiedad de terceros al realizar instalaciones fraudulentas,

¹⁷ El color rojo indica que el valor propuesto es superior al comparado en términos porcentuales.

- Si el cliente impide la revisión de las instalaciones internas, equipos y acometida correspondientes a su predio,
- Cuando el cliente manipula indebidamente cualquier instalación del Concesionario.

Se presenta a continuación los componentes para la determinación de dichos cargos: i) Actividades, tiempos y rendimientos considerados en cada actividad, ii) costos de personal y iii) costos indirectos.

6.10.1 Análisis de las actividades, tiempos y rendimientos

En esta sección se presenta la determinación de las actividades, tiempos y movimientos que conforman los cargos de Corte y Reconexión. Para el cálculo de los tiempos, se consideró como referencia el estudio llevado a cabo por la empresa Gases del Pacífico (GDP), ajustándose los tiempos a la realidad operativa del Concesionario.

Cabe destacar que los tiempos de desplazamientos para dichas actividades no serán tenidos en cuenta en el análisis de esta sección ya que serán abordados más adelante.

A continuación, se presentan las actividades y tiempo de duración de estas.

6.10.1.1 Corte

a) Corte Tipo I: Cierre del Servicio

De acuerdo con la Norma de Corte y Reconexión, este tipo de corte es aplicable en función a lo establecido en los literales a) y h) del artículo 75° del Reglamento de Distribución, y comprende las siguientes actividades:

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, comprende el cierre de la válvula de entrada, la verificación de las posibles fugas y el precintado.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con válvula en cámara enterrada y con tubería de acero o polietileno, comprende el acceso a la cámara de la válvula, el cierre de la válvula de entrada, la verificación de posibles fugas y el precintado.

Tabla N° 212 Duración de las actividades para Corte Tipo I – Categoría A y B

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01806
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,01667
CIERRE DE VÁLVULA SERVICIO	0,0194
DESPRESURIZAR TUBERÍA	0,0000
INSTALACIÓN DISPOSITIVO DE BLOQUEO	0,0000
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL LEAK DETECTOR	0,0500
PRECINTADO DE VÁLVULA SERVICIO	0,0250
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0000
ENTREGA CONSTANCIA CIERRE DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	0,1458

Tabla N° 213 Duración de las actividades para Corte Tipo I – Categoría C y D

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01667
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,0000
CIERRE DE VÁLVULA EN ERM	0,0500
DESPRESURIZAR TUBERÍA	0,0333
INSTALACIÓN DISPOSITIVO DE BLOQUEO	0,0000
VERIFICACIÓN FUGAS DE GAS NATURAL LEAK DETECTOR	0,16667
PRECINTADO DE VÁLVULA	0,0250
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0000
ENTREGA CONSTANCIA CIERRE DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	0,3083

b) Corte Tipo II: Retiro de los componentes de la acometida

Este tipo de corte, de acuerdo con la Norma de Corte y Reconexión, es aplicable cuando (i) pese a haberse aplicado el Corte Tipo I, el cliente se reconecta indebidamente; (ii) en los casos previstos en los literales b), c), d), f) y g) del artículo 75° del Reglamento; y (iii) en el caso previsto en el segundo párrafo del artículo 67° del Reglamento; y comprende las siguientes actividades:

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, comprende el cierre de válvula de entrada, el retiro del medidor y

regulador, según sea el caso, taponado del tubo de conexión, la verificación de pérdidas y el precintado.

- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes, comprende el acceso a la válvula de entrada, el cierre de la válvula de entrada, el retiro del medidor y regulador, según sea el caso, cierre de tubería mediante fusión de casquete o la instalación de una placa ciega y de una junta cuando corresponda, el ajuste de bridas, la verificación de pérdidas y el relleno del pozo de ser el caso.

Tabla N° 214 Duración de las actividades para Corte Tipo II – Categoría A y B

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01806
SEÑALIZACIÓN DE ZONA DE TRABAJO	0,01667
CIERRE DE VÁLVULA DE SERVICIO	0,0194
DESPRESURIZAR TUBERÍA	0,0000
RETIRO DEL MEDIDOR Y REGULADOR DEL SISTEMA.	0,2000
INSTALACIÓN DISPOSITIVO DE BLOQUEO	0,0000
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL LEAK DETECTOR	0,0500
PRECINTADO DE VÁLVULA SERVICIO	0,0250
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0500
ENTREGA CONSTANCIA CIERRE DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	0,3958

Tabla N° 215 Duración de las actividades para Corte Tipo II – Categoría C y D

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01667
SEÑALIZACIÓN DE ZONA DE TRABAJO	0,01667
CIERRE DE VÁLVULA ERM	0,050
DESPRESURIZAR TUBERÍA	0,033
RETIRO DEL MEDIDOR	1,000
INSTALACIÓN DISPOSITIVO DE BLOQUEO	0,650
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL LEAK DETECTOR	0,16667
PRECINTADO DE VÁLVULA	0,0250
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0833
ENTREGA CONSTANCIA CIERRE DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,000

DESCRIPCIÓN	Horas
TIEMPO TOTAL	2,0583

c) *Corte Tipo III: Corte del Servicio*

Según la Norma de Corte y Reconexión, el Corte Tipo III es aplicable: (i) cuando correspondiendo realizar el cierre del servicio, el cliente impida el acceso al gabinete de acometida; (ii) en los casos en que habiéndose aplicado el Corte Tipo II, el cliente se reconecta indebidamente; y (iii) en el caso previsto en el literal e) del artículo 75° del Reglamento. De acuerdo con lo siguiente:

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, el cierre de la válvula de entrada, corte de la tubería, venteo del gas desde la válvula hasta el punto de corte, cierre de tubería mediante fusión de casquete, la verificación de pérdidas y el relleno del pozo.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con tubería de conexión de acero, comprende la realización de un pozo para acceder a la válvula y cierre de la válvula de entrada, colocación de placa ciega, y de una junta cuando corresponda, el ajuste de bridas, la verificación de pérdidas en la zona de intervención y el relleno del pozo.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con tubería de conexión de polietileno, comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, cierre de la válvula de entrada, corte de la tubería de polietileno, venteo del gas desde la válvula hasta el punto de corte, cierre de tubería mediante fusión de casquete, la verificación de pérdidas y el relleno del pozo.

Tabla N° 216 Duración de las actividades para Corte Tipo III – Categoría A y B

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01806
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,01667
CIERRE DE VÁLVULA DE SERVICIO	0,0194
EXCAVACIÓN ACCESO TUBERÍA DE CONEXIÓN 20 mm	1,45355
PRENSADO DE TUBERÍA DE CONEXIÓN	0,2500
DESPREZURIZAR TUBERÍA	0,0000

DESCRIPCIÓN	Horas
CORTE DE TUBERÍA	0,2500
OBTURACIÓN TUBERÍA DE CONEXIÓN MEDIANTE ELECTROFUSION	0,2000
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL LEAK DETECTOR	0,0500
RELLENO DE EXCAVACIÓN Y RESANE	1,454
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0833
ENTREGA CONSTANCIA CIERRE DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	3,8113

Tabla N° 217 Duración de las actividades para Corte Tipo III – Categoría C y D con tubería de acero

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01667
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,08333
CIERRE DE LA VÁLVULA DE ACCESO	0,0500
EXCAVACIÓN ACCESO TUBERÍA DE CONEXIÓN 3"	2,7670
DESPREZURIZAR TUBERÍA DE CONEXIÓN	0,1667
INSTALACIÓN DISPOSITIVO DE BLOQUEO	0,6500
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL LEAK DETECTOR	0,16667
RELLENO DE EXCAVACIÓN Y RESANE	2,7670
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,1167
ENTREGA CONSTANCIA CIERRE DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	6,8006

Tabla N° 218 Duración de las actividades para Corte Tipo III – Categoría C y D con tubería de polietileno

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01667
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,08333
CIERRE DE LA VÁLVULA DE ACCESO	0,0500
EXCAVACIÓN ACCESO TUBERÍA DE CONEXIÓN 63 mm	1,82466
PRENSADO DE TUBERÍA DE CONEXIÓN	0,1667
DESPRESURIZAR TUBERÍA	0,1667
CORTE DE TUBERÍA	0,2500
OBTURACIÓN TUBERÍA DE CONEXIÓN MEDIANTE ELECTROFUSION	0,2500
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL LEAK DETECTOR	0,16667
RELLENO DE EXCAVACIÓN Y RESANE	1,825

DESCRIPCIÓN	Horas
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,1167
ENTREGA CONSTANCIA CIERRE DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	4,9327

6.10.1.2 Reconexión

a) Reconexión Tipo I: Reconexión por cierre del Servicio

Este tipo de reconexión es aplicable cuando se ha ejecutado un Corte Tipo I - Cierre del Servicio, e implica el desarrollo de las siguientes actividades:

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m3/mes, comprende la reapertura de la válvula de entrada, verificación de entrada de gas a los equipos y el precintado.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m3/mes con válvula en cámara enterrada y con tubería de acero o polietileno, comprende el acceso a la cámara de la válvula, la apertura de la válvula de entrada, la verificación de entrada de gas a los equipos y el precintado.

Tabla N° 219 Duración de las actividades para Reconexión Tipo I – Categoría A y B

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,01667
VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES INTERNAS	0,0333
RETIRO DISPOSITIVO DE BLOQUEO	0,0000
APERTURA VÁLVULA DE SERVICIO	0,0194
VERIFICACIÓN DE FUGAS	0,0500
VERIFICACIÓN OPERACIÓN DE GASOMÉTRICOS	0,0167
PRECINTADO DE VÁLVULA SERVICIO	0,0250
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01806
ENTREGA CONSTANCIA RECONEXIÓN DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	0,1958

Tabla N° 220 Duración de las actividades para Reconexión Tipo I – Categoría C y D

DESCRIPCIÓN	Horas

DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,0000
VERIFICACIÓN DE ERM	0,0833
RETIRO DISPOSITIVO DE BLOQUEO	0,0000
APERTURA DE VÁLVULA EN ERM	0,0833
VERIFICACIÓN FUGAS DE GAS NATURAL	0,16667
PRECINTADO DE VÁLVULA	0,0250
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0000
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01667
ENTREGA CONSTANCIA RECONEXIÓN DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	0,3917

b) Reconexión Tipo II: Reinstalación de los componentes de la acometida

Es aplicable para las reconexiones derivados de los Cortes de Tipo II por Retiro de los Componentes de la Acometida, el mismo que de acuerdo a la Norma de Corte y Reconexión, se realizará un presupuesto para cada caso en particular, el cual debe considerar los trabajos complementarios que involucren la normalización del servicio con la reutilización del medidor retirado, en la medida de lo posible, y dependiendo de su estado de conservación. En el cálculo del presupuesto se deberá tener en cuenta lo indicado en el artículo 67° del Reglamento de Distribución, de ser el caso; y los costos unitarios a emplear serán los considerados en la regulación de los Cargos Máximos de Corte y Reconexión.

Sin embargo, esto es aplicable solo a los clientes cuya conexión de la Acometida no es compleja, por lo que este tipo de reconexión se calcula únicamente para los clientes residenciales y comerciales, dado la uniformidad de la conexión de la Acometida entre todos los clientes.

Tabla N° 221 Duración de las actividades para Reconexión Tipo II – Categoría A y B

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,01667
VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES INTERNAS	0,0333
RETIRO DISPOSITIVO DE BLOQUEO	0,0167
INSTALACIÓN DE REGULADOR DE PRESIÓN	0,1800
INSTALACIÓN DE MEDIDOR	0,4000
APERTURA VÁLVULA DE SERVICIO	0,0194
VERIFICACIÓN DE FUGAS	0,0500

DESCRIPCIÓN	Horas
VERIFICACIÓN OPERACIÓN DE GASOMÉTRICOS	0,0167
PRECINTADO DE VÁLVULA SERVICIO	0,0250
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0500
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01806
ENTREGA CONSTANCIA RECONEXIÓN DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	0,8425

c) Reconexión Tipo III: Reconexión por Corte del Servicio

Este tipo de reconexión es aplicable cuando se ha ejecutado de un Corte Tipo III por corte del servicio, e implica las siguientes actividades:

- Para consumidores regulados con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, el prensado y corte de la tubería de polietileno, instalación de nuevo tramo de tubería de polietileno mediante electrofusión y enfriamiento, la verificación de pérdidas de gas en la zona de intervención, reapertura de la válvula de entrada y el relleno del pozo.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con tubería de conexión de acero, comprende la realización de un pozo para acceder a la válvula, cierre de la válvula de entrada, retiro del disco ciego, apertura de válvula de entrada, verificación de pérdidas en la zona de intervención y tapado de la cámara o relleno del pozo.
- Para consumidores con consumos mayores a 300 m³/mes con tubería de conexión de polietileno, comprende la realización de un pozo para acceder a la tubería, prensado y corte de la tubería de polietileno, instalación de nuevo tramo de tubería de polietileno mediante electrofusión y enfriamiento, la verificación de pérdidas en la zona de intervención, reapertura de la válvula de entrada y el relleno del pozo.

Tabla N° 222 Duración de las actividades para Reconexión Tipo III – Categoría A y B

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,08333

VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES INTERNAS	0,0333
EXCAVACIÓN ACCESO TUBERÍA DE CONEXIÓN 20 mm	1,45355
PRENSADO DE TUBERÍA DE CONEXIÓN	0,2500
DESPREZURIZAR TUBERÍA	0,0000
CORTE DE TUBERÍA	0,2500
INSTALACIÓN CUPLA	0,2500
APERTURA VÁLVULA DE SERVICIO	0,0194
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL	0,0500
RELLENO DE EXCAVACIÓN Y RESANE	1,454
VERIFICACIÓN DE OPERACIÓN DE GASOMÉTRICOS	0,0167
PRECINTADO DE VÁLVULA SERVICIO	0,0250
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,0833
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01806
ENTREGA CONSTANCIA RECONEXIÓN DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
MOVILIDAD DISPONIBLE EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	4,0029

Tabla N° 223 Duración de las actividades para Reconexión Tipo III – Categoría C y D con tubería de acero

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,08333
VERIFICACIÓN DE ERM	0,0833
EXCAVACIÓN ACCESO TUBERÍA DE CONEXIÓN 3 "	2,7670
RETIRO DISPOSITIVO DE BLOQUEO	1,50000
APERTURA VÁLVULA DE ACCESO	0,0833
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL	0,16667
PRECINTADO DE VÁLVULAS	0,0250
RELLENO DE EXCAVACIÓN Y RESANE	2,7670
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,1167
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01667
ENTREGA CONSTANCIA RECONEXIÓN DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
DISPONIBILIDAD DE MOVILIDAD EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	7,6256

Tabla N° 224 Duración de las actividades para Reconexión Tipo III – Categoría C y D con tubería de polietileno

DESCRIPCIÓN	Horas
DESPLAZAMIENTO CO AL 1ER PUNTO DE DESTINO	0,0000
SEÑALIZACIÓN ZONA DE TRABAJO	0,08333

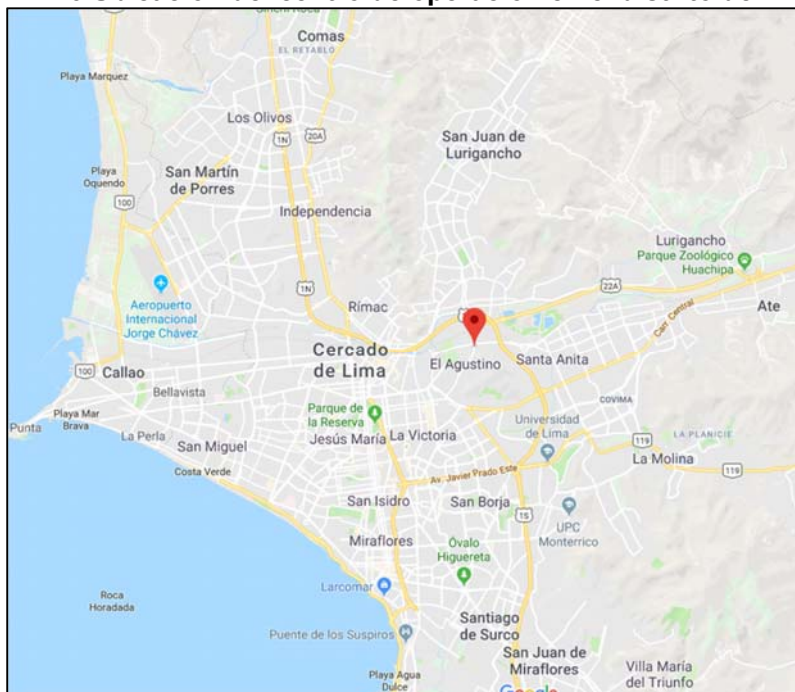
VERIFICACIÓN DE ERM	0,0833
EXCAVACIÓN ACCESO TUBERÍA DE CONEXIÓN 63 mm	1,82466
CORTE DE TUBERÍA	0,1667
INSTALACIÓN CUPLA 63 mm	0,4000
APERTURA VÁLVULA DE ACCESO	0,0833
VERIFICACIÓN FUGA DE GAS NATURAL	0,16667
PRECINTADO DE VÁLVULAS	0,0250
RELLENO DE EXCAVACIÓN Y RESANE	1,825
LIMPIEZA DE ZONA DE TRABAJO	0,1167
VERIFICACIÓN DE DATOS Y TOMA LECTURA DE MEDIDOR	0,01667
ENTREGA CONSTANCIA RECONEXIÓN DEL SERVICIO	0,0167
TRASLADO AL SIGUIENTE PUNTO	0,0000
DISPONIBILIDAD DE MOVILIDAD EN PUNTO	0,0000
TIEMPO TOTAL	4,8077

6.10.2 Tiempo de Desplazamiento

El tiempo de desplazamiento es el tiempo que necesita el personal a cargo para trasladarse desde un Centro de Operaciones hacia la zona de trabajo.

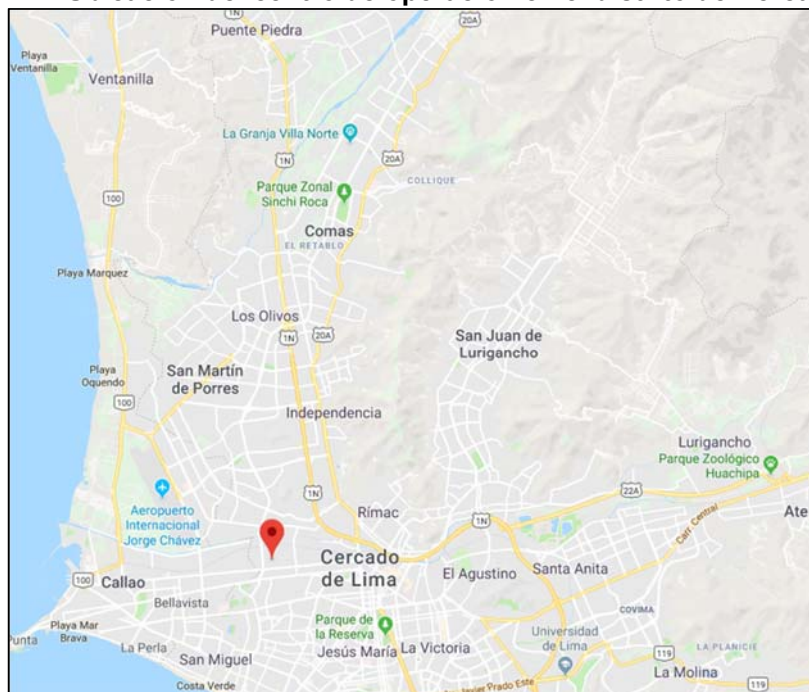
Para el cálculo de estos tiempos, primero se consideró tres Centros de Operaciones por parte del Concesionario. El primero de ellos, ubicado en el distrito El Agustino, otro en el distrito Cercado de Lima y el tercero en el distrito Lurín; en las imágenes presentadas a continuación se muestran la ubicación de los mismos en el mapa. A partir de ellos se midieron las distancias y tiempos promedios, mediante la herramienta “Google Maps” que permite medir distancias, desde su localización hacia cuatro puntos aleatorios dentro de cada distrito.

Gráfico N° 176 Ubicación del centro de operación en el distrito de El Agustino

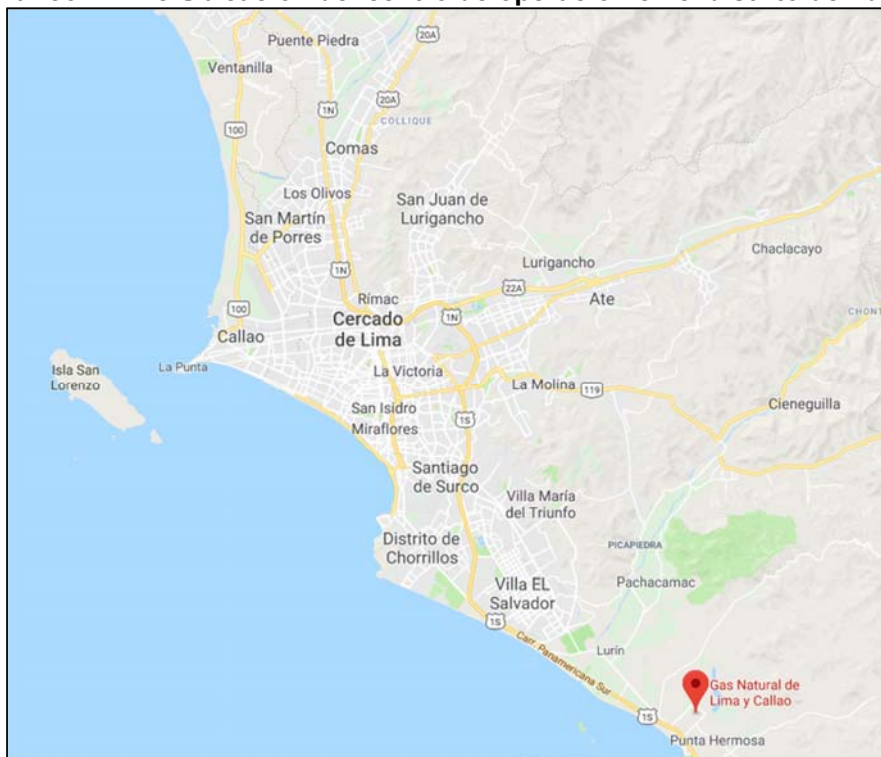


Fuente: Extraído de Google Maps

Gráfico N° 177 Ubicación del centro de operación en el distrito de Cercado de Lima



Fuente: Extraído de Google Maps

Gráfico N° 178 Ubicación del centro de operación en el distrito de Lurín

Fuente: Extraído de Google Maps

En el primero de los Centros de Operación se relevaron cuatro puntos de trabajo en cada uno de los siguientes distritos: El Agustino, San Borja, La Molina, Surquillo, Santa Anita, San Isidro, La Victoria, Jesús María. En cuanto al Centro de Operaciones del Cercado de Lima, los distritos medidos fueron: Cercado de Lima, Pueblo Libre, San Miguel, Bellavista, Callao, San Martín de Porres, Los Olivos, Comas, San Juan de Lurigancho, Ate, Lurigancho, Carabaylo, Ventanilla. Y para el Centro de Operaciones en Lurín, se relevaron los siguientes puntos: Lurín, Villa El Salvador, Pachacamac, Villa María del Triunfo, Chorrillos, San Juan de Miraflores, Santiago de Surco.

Con el fin de obtener el tiempo de desplazamiento promedio para llevar a cabo alguna actividad para Corte y Reconexión, se consideró el tiempo promedio de los cuatro puntos medidos para cada distrito, a este se le adicionó 5 minutos en concepto de considerar el tiempo de carga de equipos y materiales. A su vez, la cantidad de viviendas por distrito permitió ponderar el tiempo medio total. Finalmente, con estos valores, se obtuvo el tiempo desplazamiento ponderado (TDP), arrojando el siguiente resultado.

Tabla N° 5 Tiempo de Desplazamiento Ponderado

LOCALIDAD	TM TOTAL	VIVIENDAS
	min.	
El Agustino	16,55	41152
San Borja	40,35	24944
La Molina	53,30	29079
Surquillo	53,30	19716
Santa Anita	33,70	41845
San Isidro	57,15	10796
La Victoria	35,10	45125
Jesús María	51,20	20640
Lurín	39,30	16526
Villa El Salvador	50,15	82835
Pachacamac	86,20	18213
Villa María del Triunfo	62,40	88648
Chorrillos	52,95	69570
San Juan de Miraflores	53,30	71527
Santiago de Surco	57,15	69522
Cercado de Lima	28,80	70747
Pueblo Libre	33,35	20221
San Miguel	38,95	36783
Bellavista	35,45	17453
Callao	43,50	90634
San Martín de Porres	34,05	127775
Los Olivos	31,25	72071
Comas	44,90	104717
San Juan de Lurigancho	55,05	205613
Ate	57,50	115956
Lurigancho	62,05	40268
Carabayllo	73,95	60308
Ventanilla	82,00	68947
TDP	49,321	minutos
	0,822	horas

Donde TDP se calcula como la suma producto de los tiempos de desplazamiento por la cantidad de viviendas de cada distrito dividido el total de viviendas de todos los distritos en análisis.

6.10.3 Tiempo de Traslado

Los tiempos de traslado, hace referencia al tiempo requerido para moverse entre dos puntos de trabajo. Este tiempo se calculó afectando el tiempo de desplazamiento para cada distrito por un rendimiento estándar de cortes por día, se adicionó un tiempo de carga de materiales y equipos, obteniendo así el tiempo ponderado unitario.

Tabla N° 6 Tiempo de Traslado

LOCALIDAD	TM TOTAL	Rendimiento	Tiempo Carga	Tiempo Ponderado Unitario	VIVIENDAS
	min.	Cortes/día	min.	min.	
El Agustino	16,55	10,00	5,00	6,66	41152
San Borja	40,35	10,00	5,00	9,04	24944
La Molina	53,30	10,00	5,00	10,33	29079
Surquillo	53,30	10,00	5,00	10,33	19716
Santa Anita	33,70	10,00	5,00	8,37	41845
San Isidro	57,15	10,00	5,00	10,72	10796
La Victoria	35,10	10,00	5,00	8,51	45125
Jesús María	51,20	10,00	5,00	10,12	20640
Lurín	39,30	10,00	5,00	8,93	16526
Villa El Salvador	50,15	10,00	5,00	10,02	82835
Pachacamac	86,20	10,00	5,00	13,62	18213
Villa María del Triunfo	62,40	10,00	5,00	11,24	88648
Chorrillos	52,95	10,00	5,00	10,30	69570
San Juan de Miraflores	53,30	10,00	5,00	10,33	71527
Santiago de Surco	57,15	10,00	5,00	10,72	69522
Cercado de Lima	28,80	10,00	5,00	7,88	70747
Pueblo Libre	33,35	10,00	5,00	8,34	20221
San Miguel	38,95	10,00	5,00	8,90	36783
Bellavista	35,45	10,00	5,00	8,55	17453
Callao	43,50	10,00	5,00	9,35	90634
San Martín de Porres	34,05	10,00	5,00	8,41	127775
Los Olivos	31,25	10,00	5,00	8,13	72071
Comas	44,90	10,00	5,00	9,49	104717
San Juan de Lurigancho	55,05	10,00	5,00	10,51	205613
Ate	57,50	10,00	5,00	10,75	115956
Lurigancho	62,05	10,00	5,00	11,21	40268
Carabaylo	73,95	10,00	5,00	12,40	60308
Ventanilla	82,00	10,00	5,00	13,20	68947
TTP				9,932	minutos
				0,166	horas

Y por último el TTP se calcula como la suma producto del tiempo ponderado unitario por la cantidad de viviendas de cada distrito dividido el total de viviendas de todos los distritos en análisis.

Mediante ambos resultados y junto con los costos horarios de los Equipos de movilidad, se costearon las actividades de desplazamiento hacia las zonas de trabajo como los traslados entre ellas.

6.10.4 Costos de Personal

En el caso de los costos de personal, estos se tomaron de la revista COSTOS (edición de Julio 2017), cuyos costos corresponden a los valores aprobados para el periodo de Junio 2017 a Mayo 2018. Ver Tabla a continuación.

Tabla N° 7 Costos de Mano de Obra – Junio 2017 a Mayo 2018

CONCEPTO	UND	OPERARIO	OFICIALES	PEONES
Remuneración Básica	S/. /día	64,3	52	46,5
Bonificación Alta Especialización		9,645		
LEYES Y BENEFICIOS SOCIALES SOBRE LA RB 113,28%	S/. /día	83,76	58,91	52,68
Bonificación Unificada de Construcción (BUC)	S/. /día	19,65	15,09	13,47
LEYES Y BENEFICIOS SOCIALES SOBRE EL BUC 12.00%	S/. /día	2,36	1,81	1,62
Bonificación Movilidad Acumulada	S/. /día	7,2	7,2	7,2
OVEROL (2 und anuales)	S/. /día	0,4	0,4	0,4
Costo Parcial	S/. /día	187,3	135,4	121,9
Costo Parcial	S/. /HH	23,41	16,9	15,2
COSTO TOTAL	S/. /HH	23,41	16,93	15,23
COSTO TOTAL	USD/HH	7,17	5,18	4,67

FUENTE: Revista Costos Julio 2017. TC SBS Sept-17

En el caso de la remuneración del ingeniero, se consideraron los datos de PwC 2017. Por lo tanto, el costo horario del supervisor, teniendo en cuenta todos los beneficios sociales, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 8 Costos de Mano de Obra de Supervisión – Ingeniero

CONCEPTO	UND	SUPERVISOR
Remuneración Básica Mes	S/.	8.344
Remuneración Básica Mes	US\$	2.556
Remuneración Básica Anual	US\$	30.667
Gratificaciones	US\$	5.111
CTS	US\$	2.982
Refrigerios y Pasajes (3,99%)	US\$	1.224
Seguro actividades de riesgo	US\$	920
Examen médico anual	US\$	100
Capacitación (1,29%)	US\$	395
Aporte EsSalud (9%)	US\$	3.220
Costo Anual	US\$/AÑO	44.617,71
Horas por año	H/AÑO	2.112,00
COSTO TOTAL	USD/HH	21,13

Fuente: PwC 2017

6.10.5 Costos de Equipos

A continuación, se exponen los cálculos del costo horario de los equipos utilizados en el proceso de Corte y Reconexión.

Tabla N° 9 Costos de Equipos

ANÁLISIS COSTO HORARIO KIT PRUEBA DE HERMETICIDAD					
Datos Generales			Análisis del Costo Horario		
Equipos	Kit Hermeticidad	unidad	Valor de Adquisición	700,00	US\$
Vida Económica (N)	2	años	Valor de rescate	25,00	%
Ve	4.224	horas		175,00	US\$
Condiciones Económicas			Inversión Media Anual	568,75	US\$
Valor de Adquisición	700,00	US\$	A. Costo de Posesión		
Seguros	0,00	%	A1. Depreciación (D)	0,12	US\$/hr
Costos Variables			A2. Interés 12%	0,03	US\$/hr
Mantenimiento	2,00	veces	Costo de Posesión	0,16	US\$/hr
	70,00	USD	B. Costo de Operación		
			B1. Mantenimiento	0,03	US\$/hr
			Costo de Operación	0,03	US\$/hr
			A + B	0,19	US\$/hr
ANÁLISIS COSTO HORARIO DETECTOR DE GASES					
Datos Generales			Análisis del Costo Horario		
Equipos	Detector de Gases	unidad	Valor de Adquisición	899,34	US\$
Vida Económica (N)	2	años	Valor de rescate	25,00	%
Ve	4.224	horas		224,84	US\$
Condiciones Económicas			Inversión Media Anual	730,72	US\$
Valor de Adquisición	899,34	US\$	A. Costo de Posesión		
Seguros	0,00	%	A1. Depreciación (D)	0,16	US\$/hr
Costos Variables			A2. Interés 12%	0,04	US\$/hr
Mantenimiento	2,00	veces	Costo de Posesión	0,20	US\$/hr
	89,93	USD	B. Costo de Operación		
			B1. Mantenimiento	0,04	US\$/hr

			Costo de Operación	0,04	US\$/hr
			A + B	0,24	US\$/hr
ANÁLISIS COSTO HORARIO MEDIDOR DE MONÓXIDO DE CARBONO					
Datos Generales			Análisis del Costo Horario		
Equipos	Medidor CO	unidad	Valor de Adquisición	899,34	US\$
Vida Económica (N)	2	años	Valor de rescate	25,00	%
Ve	4.224	horas		224,84	US\$
			Inversión Media Anual	730,72	US\$
Condiciones Económicas			A. Costo de Posesión		
Valor de Adquisición	899,34	US\$	A1. Depreciación (D)	0,16	US\$/hr
Seguros	0,00	%	A2. Interés 12%	0,04	US\$/hr
			Costo de Posesión	0,20	US\$/hr
Costos Variables			B. Costo de Operación		
Mantenimiento	2,00	veces	B1. Mantenimiento	0,04	US\$/hr
	89,93	USD	Costo de Operación	0,04	US\$/hr
			A + B	0,24	US\$/hr
ANÁLISIS COSTO HORARIO DE MAQUINA SOLDAR ELECTROFUSION					
Datos Generales			Análisis del Costo Horario		
Equipos	Maquina soldar	unidad	Valor de Adquisición	2.800,00	US\$
Vida Económica (N)	5	años	Valor de rescate	25,00	%
Ve	10.560	horas		700,00	US\$
			Inversión Media Anual	1.960,00	US\$
Condiciones Económicas			A. Costo de Posesión		
Valor de Adquisición	2.800,00	US\$	A1. Depreciación (D)	0,20	US\$/hr
Seguros	0,00	%	A2. Interés 12%	0,11	US\$/hr
			Costo de Posesión	0,31	US\$/hr
Costos Variables			B. Costo de Operación		
Mantenimiento	2,00	veces	B1. Mantenimiento	0,05	US\$/hr
	280,00	USD	Costo de Operación	0,05	US\$/hr
			A + B	0,36	US\$/hr
ANÁLISIS COSTO HORARIO DE MAQUINA SOLDAR TERMOFUSION					

Datos Generales		
Equipos	Maquina soldar	unidad
Vida Económica (N)	5	años
Ve	10.560	horas
Condiciones Económicas		
Valor de Adquisición	7.131,89	US\$
Seguros	0,00	%
Costos Variables		
Mantenimiento	2,00	veces
	713,19	USD
Análisis del Costo Horario		
Valor de Adquisición	7.131,89	US\$
Valor de rescate	25,00	%
	1.782,97	US\$
Inversión Media Anual	4.992,33	US\$
A. Costo de Posesión		
A1. Depreciación (D)	0,51	US\$/hr
A2. Interés 12%	0,28	US\$/hr
Costo de Posesión	0,79	US\$/hr
B. Costo de Operación		
B1. Mantenimiento	0,14	US\$/hr
Costo de Operación	0,14	US\$/hr
A + B	0,93	US\$/hr

6.10.6 Costo de Vehículos

En el caso del costo de los vehículos, este se determina sobre la base de costos eficientes y costos de las unidades propuestos por GDP. En las siguientes tablas se muestra el detalle de cálculo para una motocicleta de 125 cc y para una furgoneta que utiliza sistema dual de combustible (Gasolina 90 – GLP).

Cabe aclarar los siguientes datos, que fueron considerados para el cálculo:

Tabla N° 10 Datos de referencia para cálculo

Tipo de cambio (S./US\$)	3,265
Días útiles por mes	22
Días laborables por año	264

Tabla N° 11 Análisis de Costos para Motocicleta 125 cc

MOTOCICLETA 125 cc		COSTO (S./día)
Costo de Inversión		3,54
Costo (US\$)	1.177,97	
Accesorios (Protección vehicular)	255,00	
Vida útil (años)	5,00	
Costo de Operación y Mantenimiento		32,23
Combustible		14,67
Recorrido (km/día)	100,00	
Recorrido (km/año)	26.400,00	
Rendimiento (km/galón)	75,00	
Cantidad de combustible (galón/día)	1,33	

MOTOCICLETA 125 cc		COSTO (S./día)
Costo de combustible (S./galón)	11,00	
Cambio de aceite y filtro pulverizado		0,93
Frecuencia (km)	5.000,00	
Costo (S/.) referido a un año de operación	245,00	
Lavado y engrase		0,47
Frecuencia (km)	5.000,00	
Costo (S/.) referido a un año de operación	123,00	
Afinamiento		2,04
Frecuencia (km)	100.000,00	
Costo (S/.) referido a un año de operación	538,00	
Mantenimiento Mayor		2,02
Frecuencia (km)	40.000,00	
Costo (S/.) referido a un año de operación	534,00	
Reparación o cambio de motor		0,69
Frecuencia (km)	100.000,00	
Costo (S/.) referido a un año de operación	183,40	
Otros Gastos		
Peajes (S./día)		0,50
Cochera (S./día)		2,00
Cambio de llantas		0,49
Frecuencia (km)	50.000,00	
Costo (S/.)	245,00	
Cambio de batería		0,23
Frecuencia (años)	1,00	
Costo (S/.)	61,00	
Seguros y Revisión		
Seguro (S./día)		6,61
SOAT (S/ / día)		1,20
Revisión Técnica		0,28
SAT (1% del costo de inversión por año, durante 3 años)		0,10
Total Costo de Inversión		3,54
Total Costo de Operación		32,23
Total Costos		35,77
Total Costos (S./h-m)		4,47
Total Costos (US\$/h-m)		1,37

Tabla N° 12 Análisis de Costos para Furgoneta

FURGONETA		COSTO (S./día)
Costo de Inversión		13,93
Costo (US\$)	11.262,71	
Accesorios (US\$)		

FURGONETA		COSTO (S/./día)
Vida útil (años)	10,00	
Vida Útil (Horas anual)	2112	
Vida Útil Total (Horas)	21120	
Valor de Rescate (Vr)	S/. 0,00	
Costo de Operación y Mantenimiento		91,58
Combustible		37,49
Recorrido (km/día)	200,00	
Recorrido (km/año)	52.800,00	
Rendimiento (km/galón)	57,00	
Cantidad de combustible recorrido (galón/día)	3,51	
Cantidad de combustible operación (galón/día)		
Costo de combustible (S/./galón)	10,68	
Mantenimiento		13,85
Costo (US\$) c/5000, 15000, 25000, 35000 ... km	80,00	
Costo (US\$) c/10000, 20000, 30000, 40000 ... km	200,00	
Costo total al año (US\$)	1.120,00	
Costo total al año (S/.)	3.656,80	
Mantenimiento Mayor		1,93
Costo (S/.) (una vez durante vida útil)	5.000,00	
Costo (S/./año)	510,00	
Otros gastos		8,73
Peajes (S/./mes)	124,00	
Cochera (S/./mes)	68,00	
Cambio de llantas		7,31
Frecuencia (km)	60.000,00	
Costo (S/.)	2.192,00	
Cambio de batería		1,07
Frecuencia (años)	1	
Costo (S/.)	282,00	
Conductor		
Accesorios de Seguridad y Señalización		3,71
Costo anual (US\$)	300,00	
Seguros, Servicio GPS y Revisión Técnica		17,07
Seguro (US\$/año)	800,00	
SOAT (US\$/año)	100,00	
Servicio de GPS (US\$/año)	300,00	
Revisión Técnica Vehicular (US\$/año)	180,00	
SAT (1% costo de inversión por año, durante 3 años)		0,42
Costo de Inversión		13,93
Costo de Operación		91,58
Total Costos		105,51
Total Costos (S/./h-m)		13,19

FURGONETA	COSTO (S/./día)
Total Costos (US\$/h-m)	4,04

6.10.7 Costos Directos

Una vez determinados las actividades necesarias en cada tarea de Corte y Reconexión y a partir de los costos desarrollados anteriormente, se imputaron estos últimos de acuerdo con los tiempos de operación de las actividades, obteniéndose así los costos directos de las actividades de Corte y Reconexión.

A continuación, en la siguiente Tabla se presentan los resultados de los costos directos por tipo de actividad de Corte y Reconexión.

Tabla N° 13 Análisis de Costos Directos – Corte y Reconexión

DESCRIPCIÓN	MANO OBRA	MATERIA LES	EQUIP OS	TOTAL COSTO DIRECTO
CORTE	S/.	S/.	S/.	S/.
CORTE TIPO 1 CATEGORÍA A	10,39	1,11	1,91	13,41
CORTE TIPO 2 CATEGORÍA A	15,07	1,11	3,26	19,44
CORTE TIPO 3 CATEGORÍA A	220,64	36,04	73,92	330,60
CORTE TIPO 1 CATEGORÍA B	10,39	1,11	1,91	13,41
CORTE TIPO 2 CATEGORÍA B	15,07	1,11	3,26	19,44
CORTE TIPO 3 CATEGORÍA B	220,64	41,60	73,92	336,15
CORTE TIPO 1 CATEGORÍA C	51,53	95,32	5,48	152,33
CORTE TIPO 2 CATEGORÍA C	91,87	95,32	7,49	194,68
CORTE TIPO 3 CATEGORÍA C ACERO 3"	338,63	131,66	72,50	542,79
CORTE TIPO 3 CATEGORÍA C POLIETILENO 63 mm	225,42	45,78	78,33	349,53
CORTE TIPO 1 CATEGORÍA D	51,53	95,32	5,48	152,33
CORTE TIPO 2 CATEGORÍA D	91,87	95,32	7,49	194,68
CORTE TIPO 3 CATEGORÍA D TUBERÍA DE ACERO 3"	338,63	131,66	72,50	542,79
CORTE TIPO 3 CATEGORÍA D POLIETILENO 63 mm	225,42	45,78	78,33	349,53
RECONEXIÓN	S/.	S/.	S/.	S/.
RECONEXIÓN TIPO 1 CATEGORÍA A	11,95	1,11	2,19	15,24
RECONEXIÓN TIPO 2 CATEGORÍA A	25,53	1,11	5,76	32,39
RECONEXIÓN TIPO 3 CATEGORÍA A	228,93	43,29	78,31	350,53
RECONEXIÓN TIPO 1 CATEGORÍA B	11,95	1,11	2,19	15,24
RECONEXIÓN TIPO 2 CATEGORÍA B	25,53	1,11	5,76	32,39
RECONEXIÓN TIPO 3 CATEGORÍA B	228,93	43,29	78,31	350,53
RECONEXIÓN TIPO 1 CATEGORÍA C	87,56	1,11	5,91	94,58
RECONEXIÓN TIPO 3 CATEGORÍA C ACERO	374,67	38,56	72,94	486,17

DESCRIPCIÓN	MANO OBRA	MATERIA LES	EQUIP OS	TOTAL COSTO DIRECTO
RECONEXIÓN TIPO 3 CATEGORÍA C POLIETILENO	233,56	62,32	91,12	387,01
RECONEXIÓN TIPO 1 CATEGORÍA D	87,56	1,11	5,91	94,58
RECONEXIÓN TIPO 3 CATEGORÍA D TUBERÍA DE ACERO	374,67	38,56	72,94	486,17
RECONEXIÓN TIPO 3 CATEGORÍA D POLIETILENO	233,56	62,32	91,12	387,01

6.10.8 Costos Indirectos

Para la definición de los costos indirectos se reconoció un 30% de los costos directos, tomando como referencia las empresas peruanas GDP y Contugas, utilizándose tanto para la determinación de costos de inversión como para la definición de otros Cargos Tarifarios Complementarios, como es el caso de los cargos de Corte y Reconexión o Inspección, Supervisión y Habilitación de las instalaciones internas para consumidores mayores de 300 m3/mes.

6.10.9 Cargos por Corte y Reconexión

Una vez calculados todos los componentes de costos, se determinaron los siguientes cargos extra tarifarios:

Tabla N° 14 Cargos Extra tarifarios por Corte de Servicio

Ítem	Corte tipo	Categoría	USD
1	Cierre del servicio	I-A	5,39
		I-B	5,39
		I-C	61,26
		I-D	61,26
2	Retiro de los componentes de la acometida	II-A	7,82
		II-B	19,44
		II-C	78,30
		II-D	78,30
3	Corte del servicio	III-A	132,96
		III-B	135,19
		III-C Acero	218,30
		III-C Polietileno	140,58
		III-D Acero	218,30
		III-D Polietileno	140,58

Tabla N° 15 Cargos Extra tarifarios por Reconexión de Servicio

Ítem	Reconexión tipo	Categoría	USD
1	Reconexión por cierre del servicio	I-A	6,13
		I-B	6,13
		I-C	38,04
		I-D	38,04
2	Reconexión de los componentes de la acometida	II-A	13,03
		II-B	13,03
		II-C	-
		II-D	-
3	Reconexión por corte del servicio	III-A	140,98
		III-B	140,98
		III-C Acero	195,53
		III-C Polietileno	155,65
		III-D Acero	195,53
		III-D Polietileno	155,65

6.10.10 Análisis Comparativo de cargos de Corte y Reconexión

Finalmente se planteó un análisis comparativo tanto del corte de servicio como la reconexión del servicio frente a los mismos de otras distribuidoras, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla N° 16 Comparativa de cargos de Corte de Servicio entre empresas de Perú

PROCESO	CALIDDA (Vigente)	CALIDDA (Propuesta)	CONTUGAS	GDP	Consultor
	USD	USD	USD	USD	USD
CIERRE					
A	9,97	12,18	8,17	4,83	5,39
B	9,97	12,18	8,17	4,83	5,39
C	69,77	112,14	31,46	56,44	61,26
D	69,77	112,14	31,46	56,44	61,26
RETIRO					
A	10,69	22,28	8,73	6,73	7,82
B	10,69	22,28	8,73	6,73	7,82
C	80,75	357,98	65,71	72,72	78,30
D	80,75	357,98	65,71	72,72	78,30
CORTE					
A	90,97	185,90	98,60	110,14	132,96
B	90,97	185,90	98,60	112,38	135,19
C - ACERO	328,37	1298,08	258,05	170,82	218,30
C - POLIETILENO	254,97	1311,03	222,73	123,44	140,58

PROCESO	CALIDDA (Vigente)	CALIDDA (Propuesta)	CONTUGAS	GDP	Consultor
	USD	USD	USD	USD	USD
D - ACERO	328,37	1298,08	258,05	170,82	218,30
D - POLIETILENO	254,97	1311,03	222,73	123,44	140,58

(Montos no incluyen IGV)

PROCESO	VAR Consultor vs CALIDDA (Vigente)	VAR Consultor vs CALIDDA (Propuesta)	VAR Consultor vs CONTUGAS	VAR Consultor vs GDP
	%	%	%	%
CIERRE				
A	-46%	-56%	-34%	12%
B	-46%	-56%	-34%	12%
C	-12%	-45%	95%	9%
D	-12%	-45%	95%	9%
RETIRO				
A	-27%	-65%	-10%	16%
B	-27%	-65%	-10%	16%
C	-3%	-78%	19%	8%
D	-3%	-78%	19%	8%
CORTE				
A	46%	-28%	35%	21%
B	49%	-27%	37%	20%
C - ACERO	-34%	-83%	-15%	28%
C - POLIETILENO	-45%	-89%	-37%	14%
D - ACERO	-34%	-83%	-15%	28%
D - POLIETILENO	-45%	-89%	-37%	14%

A partir de la última tabla se puede apreciar que los costos propuestos son, en general, menores al resto de las distribuidoras contempladas en el análisis salvo en el caso de GDP.

Tabla N° 17 Comparativa de cargos de Reconexión de Servicio entre empresas de Perú

PROCESO	CALIDDA (Vigente)	CALIDDA (Propuesta)	CONTUGAS	GDP	Consultor
	USD	USD	USD	USD	USD
RECONEXIÓN TIPO 1					
A	7,92	7,47	10,47	5,61	6,13
B	9,97	7,47	10,47	5,61	6,13
C	69,77	184,78	42,96	32,22	38,04
D	69,77	184,78	42,96	32,22	38,04
RECONEXIÓN TIPO 2					
A	15,75	22,83	16,79	11,12	13,03
B	15,75	22,83	16,79	11,12	13,03

PROCESO	CALIDDA (Vigente)	CALIDDA (Propuesta)	CONTUGAS	GDP	Consultor
	USD	USD	USD	USD	USD
C					-
D					-
RECONEXIÓN TIPO 3					
A	150,74	191,97	111,29	122,61	140,98
B	150,74	191,97	111,29	122,61	140,98
C - ACERO	383,91	1254,75	353,26	147,86	195,53
C - POLIETILENO	284,41	1244,51	259,80	144,20	155,65
D - ACERO	383,91	1254,75	353,26	147,86	195,53
D - POLIETILENO	284,41	1244,51	259,80	144,20	155,65

(Montos no incluyen IGV)

PROCESO	VAR Consultor vs CALIDDA (Vigente)	VAR Consultor vs CALIDDA (Propuesta)	VAR Consultor vs CONTUGAS	VAR Consultor vs GDP
	%	%	%	%
RECONEXIÓN TIPO 1				
A	-23%	-18%	-41%	9%
B	-39%	-18%	-41%	9%
C	-45%	-79%	-11%	18%
D	-45%	-79%	-11%	18%
RECONEXIÓN TIPO 2				
A	-17%	-43%	-22%	17%
B	-17%	-43%	-22%	17%
C				
D				
RECONEXIÓN TIPO 3				
A	-6%	-27%	27%	15%
B	-6%	-27%	27%	15%
C - ACERO	-49%	-84%	-45%	32%
C - POLIETILENO	-45%	-87%	-40%	8%
D - ACERO	-49%	-84%	-45%	32%
D - POLIETILENO	-45%	-87%	-40%	8%

En cuanto a los cargos de reconexión del servicio comparados, de la tabla se observa que los valores propuestos por el Consultor son menores que el resto salvo en algunos casos como GDP y CONTUGAS en “Reconexión Tipo 3” para las categorías A y B.

6.11 Determinación de Tarifas por Inspección, Supervisión y Habilitación de las Redes Internas

Este cargo es aplicable a los consumidores mayores a los 300 m³/mes ya que, para el resto de los consumidores, este cargo se incluye en los costos de OyM de distribución; representando el costo por las actividades efectuadas por el concesionario, en forma directa o mediante terceros, para suministrar gas natural a un nuevo consumidor.

Con el fin de obtener los cargos mencionados anteriormente se estudiaron los tiempos de ejecución de las actividades, como así también los tiempos de desplazamiento desde los centros de operaciones que son descritos más adelante.

Por otro lado, se calcularon los cargos que componen los costos directos de las actividades involucradas en el proceso de ISH. Entre dichos costos se destacan los siguientes: Mano de Obra, Equipos y Materiales; los cuales fueron expresados como costo horario.

Un aspecto que resulta pertinente señalar es la diferenciación de los cargos de ISH en 2 grupos: i) para clientes comerciales; y ii) para clientes industriales y GNV. En cuanto a esta diferenciación, cabe aclarar que no existe en el Reglamento de Distribución la disposición de establecerse un único cargo por ISH para los consumidores mayores a 300 m³/mes.

Por otro lado, el Procedimiento de Estudios Tarifarios establece en su capítulo Sexto, pautas para la determinación de dichos cargos, sin precisar que deba aplicarse un único cargo por ISH para todos los consumidores mayores a 300 m³/mes.

A continuación, se presenta el sustento del cálculo de los tiempos de desplazamiento y traslado, y la determinación de los cargos referidos a los costos de personal y los costos de los vehículos.

6.11.1 Tiempo de Desplazamiento

Los tiempos de desplazamiento se determinaron de acuerdo a los mismos criterios que para el caso de las actividades de Corte y Reconexión (C&R), descrito en la sección 6.9 del presente informe. La diferencia con el cálculo para C&R es que la ponderación del tiempo de desplazamiento se realizó a partir de la cantidad de clientes comerciales, industriales y

GNV, en lugar de la cantidad de viviendas. Con estos valores, se obtuvo el tiempo desplazamiento ponderado (TDP), arrojando el siguiente resultado:

Tabla N° 18 Tiempo de Desplazamiento Ponderado

LOCALIDAD	TMTD TOTAL	CLIENTES
	min.	unidades
El Agustino	16,55	85
San Borja	40,35	51
La Molina	53,30	59
Surquillo	53,30	40
Santa Anita	33,70	86
San Isidro	57,15	23
La Victoria	35,10	92
Jesús María	51,20	42
Lurín	39,30	33
Villa El Salvador	50,15	169
Pachacamac	86,20	38
Villa María del Triunfo	62,40	182
Chorrillos	52,95	143
San Juan de Miraflores	53,30	146
Santiago de Surco	57,15	143
Cercado de Lima	28,80	145
Pueblo Libre	33,35	41
San Miguel	38,95	74
Bellavista	35,45	37
Callao	43,50	185
San Martín de Porres	34,05	262
Los Olivos	31,25	148
Comas	44,90	214
San Juan de Lurigancho	55,05	421
Ate	57,50	237
Lurigancho	62,05	81
Carabaylo	73,95	124
Ventanilla	82,00	141
TDP	49,322	minutos
	0,822	horas

Donde TDP se calcula como la suma producto de los tiempos de desplazamiento por la cantidad de clientes de cada distrito dividido el total de clientes de todos los distritos en análisis.

6.11.2 Tiempo de Traslado

Los tiempos de traslado hacen referencia al tiempo requerido para moverse entre dos puntos de trabajo.

Para el cálculo de este tiempo se aplicó la misma metodología que en C&R y una vez obtenido el valor del tiempo de traslado ponderado (TTP), éste último se aplicó para Comercios mientras que en el caso de las Industrias el tiempo de traslado resulta mayor dado que se considera que dichos clientes suelen encontrarse en zonas más alejadas.

De este modo, los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla N° 19 Tiempo de Traslado

LOCALIDAD	TM TOTAL	Rendimiento	Tiempo Carga	Tiempo Ponderado Unitario	Clientes
	min.	Habilitac./día	min.	min.	
El Agustino	16,55	5,00	5,00	8,31	85
San Borja	40,35	5,00	5,00	13,07	51
La Molina	53,30	5,00	5,00	15,66	59
Surquillo	53,30	5,00	5,00	15,66	40
Santa Anita	33,70	5,00	5,00	11,74	86
San Isidro	57,15	5,00	5,00	16,43	23
La Victoria	35,10	5,00	5,00	12,02	92
Jesús María	51,20	5,00	5,00	15,24	42
Lurín	39,30	5,00	5,00	12,86	33
Villa El Salvador	50,15	5,00	5,00	15,03	169
Pachacamac	86,20	5,00	5,00	22,24	38
Villa María del Triunfo	62,40	5,00	5,00	17,48	182
Chorrillos	52,95	5,00	5,00	15,59	143
San Juan de Miraflores	53,30	5,00	5,00	15,66	146
Santiago de Surco	57,15	5,00	5,00	16,43	143
Cercado de Lima	28,80	5,00	5,00	10,76	145
Pueblo Libre	33,35	5,00	5,00	11,67	41
San Miguel	38,95	5,00	5,00	12,79	74
Bellavista	35,45	5,00	5,00	12,09	37

LOCALIDAD	TM TOTAL	Rendimiento	Tiempo Carga	Tiempo Ponderado Unitario	Clientes
	min.	Habilitac./día	min.	min.	
Callao	43,50	5,00	5,00	13,70	185
San Martín de Porres	34,05	5,00	5,00	11,81	262
Los Olivos	31,25	5,00	5,00	11,25	148
Comas	44,90	5,00	5,00	13,98	214
San Juan de Lurigancho	55,05	5,00	5,00	16,01	421
Ate	57,50	5,00	5,00	16,50	237
Lurigancho	62,05	5,00	5,00	17,41	81
Carabayllo	73,95	5,00	5,00	19,79	124
Ventanilla	82,00	5,00	5,00	21,40	141
TTP Comercio				14,864	minutos
				0,248	horas
TTP Industria				17,094	minutos
				0,285	horas

Mediante ambos resultados y junto con los costos horarios de los Equipos de movilidad, nos permitió costear las actividades de desplazamiento hacia las zonas de trabajo como los traslados entre ellas.

6.11.3 Costos de Personal

Repetidamente, los costos de personal se determinaron de acuerdo con los mismos criterios que para el caso de las actividades de Corte y Reconexión.

6.11.4 Costo de Equipos

A continuación, se exponen los cálculos del costo horario de los equipos utilizados en el proceso de ISH.

Tabla N° 20 Costos de Equipos

ANÁLISIS COSTO HORARIO LAPTOP COMPUTADOR PERSONAL					
Datos Generales			Análisis del Costo Horario		
Equipos	Laptop	unidades	Valor de Adquisición	1.058,58	US\$
Vida Económica (N)	2	años	Valor de rescate	25,00	%
Ve	4.224	horas		264,64	US\$
Condiciones Económicas			Inversión Media Anual	860,09	US\$
Valor de Adquisición	1.058,58	US\$	A. Costo de Posesión		

Seguros	0,00	%	A1. Depreciación (D)	0,19	US\$/hr
			A2. Interés 12%	0,05	US\$/hr
Costos Variables			Costo de Posesión	0,24	US\$/hr
Mantenimiento	2,00	veces	B. Costo de Operación		
	100,00	USD	B1. Mantenimiento	0,05	US\$/hr
			Costo de Operación	0,05	US\$/hr
			A + B	0,28	US\$/hr
ANÁLISIS COSTO HORARIO DETECTOR DE GASES					
Datos Generales			Análisis del Costo Horario		
Equipos	Detector de Gases	unidad	Valor de Adquisición	899,33	US\$
Vida Económica (N)	2	años	Valor de rescate	25,00	%
Ve	4.224	horas		224,83	US\$
Condiciones Económicas			Inversión Media Anual	730,71	US\$
Valor de Adquisición	899,33	US\$	A. Costo de Posesión		
Seguros	0,00	%	A1. Depreciación (D)	0,16	US\$/hr
Costos Variables			A2. Interés 12%	0,04	US\$/hr
Mantenimiento	2,00	veces	Costo de Posesión	0,20	US\$/hr
	89,93	USD	B. Costo de Operación		
			B1. Mantenimiento	0,04	US\$/hr
			Costo de Operación	0,04	US\$/hr
			A + B	0,24	US\$/hr
ANÁLISIS COSTO HORARIO KIT PRUEBA DE HERMETICIDAD					
Datos Generales			Análisis del Costo Horario		
Equipos	Kit Hermeticidad	unidad	Valor de Adquisición	713,19	US\$
Vida Económica (N)	2	años	Valor de rescate	25,00	%

Ve	4.224	horas		178,30	US\$
Condiciones Económicas			Inversión Media Anual	579,47	US\$
Valor de Adquisición	713,19	US\$	A. Costo de Posesión		
Seguros	0,00	%	A1. Depreciación (D)	0,13	US\$/hr
Costos Variables			A2. Interés 12%	0,03	US\$/hr
Mantenimiento	2,00	veces	Costo de Posesión	0,16	US\$/hr
	71,32	USD	B. Costo de Operación		
			B1. Mantenimiento	0,03	US\$/hr
			Costo de Operación	0,03	US\$/hr
			A + B	0,19	US\$/hr

6.11.5 Costos de Vehículos

Repetidamente, los costos de vehículos se determinaron de acuerdo a los mismos criterios que para el caso de las actividades de Corte y Reconexión.

6.11.6 Costos Directos

Una vez determinados las actividades necesarias en cada tarea de ISH y a partir de los costos desarrollados anteriormente, se imputaron estos últimos de acuerdo a los tiempos de operación de las actividades, obteniéndose así los costos directos de las actividades de Inspección, Supervisión y Habilitación.

A continuación, en las siguientes tablas se presentan los resultados de los costos directos de Industrias y Comercios, respectivamente.

Tabla N° 21 Análisis de Costos Directos – Industria

INSPECCIÓN DE HABILITACIONES INTERNAS - INDUSTRIA			
Actividad	Unidad	Cantidad	Costos Directos [S/.]
REVISIÓN EXPEDIENTE PIG NRO. 01			137,95
MANO OBRA	H-H	2	137,95
MATERIAL	UND	0	0,00
EQUIPO	H-M	0	0,00

REVISIÓN ADICIONAL EXPEDIENTE PIG NRO. 02			51,73
MANO OBRA	H-H	0,75	51,73
MATERIAL	UND	0	0,00
EQUIPO	H-M	0	0,00
SUPERVISIÓN DE HABILITACIONES INTERNAS - INDUSTRIA			
Actividad	Unidad	Cantidad	Costos Directos [\$/.]
VISITA NRO. 01			206,84
MANO OBRA	H-H	4,77	189,98
MATERIAL	UND	0	0,00
EQUIPO	H-M	2,10	16,86
VISITA NRO. 02			97,75
MANO OBRA	H-H	4,18	86,56
MATERIAL	UND	0	0,00
EQUIPO	H-M	2,10	11,19
HABILITACIÓN DE INSTALACIONES - INDUSTRIA			
Actividad	Unidad	Cantidad	Costos Directos [\$/.]
HABILITACIÓN			891,12
MANO OBRA	H-H	10,55	841,54
MATERIAL	UND	3,75	3,11
EQUIPO	H-M	2,92	46,47

Tabla N° 22 Análisis de Costos Directos – Comercios

INSPECCIÓN DE HABILITACIONES INTERNAS - COMERCIOS			
Actividad	Unidad	Cantidad	Costos Directos [\$/.]
REVISIÓN EXPEDIENTE PIG NRO. 01			103,46
MANO OBRA	H-H	1,5	103,46
MATERIAL	UND	0	0,00
EQUIPO	H-M	0	0,00
REVISIÓN ADICIONAL EXPEDIENTE PIG NRO. 02			17,56
MANO OBRA	H-H	0,75	17,56
MATERIAL	UND	0	0,00
EQUIPO	H-M	0	0,00
SUPERVISIÓN DE HABILITACIONES INTERNAS - COMERCIOS			
Actividad	Unidad	Cantidad	Costos Directos [\$/.]
VISITA NRO. 01			95,53
MANO OBRA	H-H	4,08	84,54
MATERIAL	UND	0	0,00
EQUIPO	H-M	1,90	10,99
VISITA NRO. 02			57,81
MANO OBRA	H-H	2,98	50,65
MATERIAL	UND	0	0,00

EQUIPO	H-M	1,90	7,15
HABILITACIÓN DE INSTALACIONES INTERNAS - COMERCIOS			
Actividad	Unidad	Cantidad	Costos Directos [S/.]
HABILITACIÓN			206,72
MANO OBRA	H-H	6,28	186,74
MATERIAL	UND	0,75	0,47
EQUIPO	H-M	2,40	19,51

En la siguiente tabla se resumen los costos directos para industrias y comercios:

Tabla N° 23 Resumen de Costos Directos – Industria y Comercio

	MANO OBRA	MATERIAL ES	EQUIPO S	TOTAL COSTOS DIRECTOS
INDUSTRIA	S/.	S/.	S/.	S/.
TOTAL COSTO DIRECTO				
INSPECCIÓN	189,68	0,00	0,00	189,68
TOTAL COTO DIRECTO				
SUPERVISIÓN	276,55	0,00	28,05	304,60
TOTAL COSTO DIRECTO				
HABILITACIÓN	841,54	3,11	46,47	891,12
COMERCIO	S/.	S/.	S/.	S/.
TOTAL COSTO DIRECTO				
INSPECCIÓN	121,02	0,00	0,00	121,02
TOTAL COTO DIRECTO				
SUPERVISIÓN	135,19	0,00	18,14	153,33
TOTAL COSTO DIRECTO				
HABILITACIÓN	186,74	0,47	19,51	206,72

A partir de los costos directos, se calcularon los costos indirectos cuya sustentación se presenta a continuación.

6.11.7 Costos Indirectos

Los costos de indirectos se determinaron de acuerdo con los mismos criterios que para el caso de las actividades de Corte y Reconexión.

6.11.8 Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación aplicables

Una vez calculados todos los componentes de costos, se determinaron los siguientes cargos extra tarifarios:

Tabla N° 24 Cargos Extra tarifarios ISH – Industria

PROCESO	TOTAL	TOTAL
	S/.	US\$
Inspección	246,59	75,52
Supervisión	395,97	121,28
Habilitación	1.158,46	354,81
TOTAL	1.801,02	551,61

Tabla N° 25 Cargos Extra tarifarios ISH – Comercios

PROCESO	TOTAL	TOTAL
	S/.	US\$
Inspección	157,33	48,19
Supervisión	199,33	61,05
Habilitación	268,73	82,31
TOTAL	625,40	191,55

6.11.9 Análisis Comparativo de cargos de ISH

Finalmente se planteó un análisis comparativo de estos cargos frente a los mismos de otras distribuidoras, obteniendo los siguientes resultados tanto para industrias como para comercios:

Tabla N° 26 Comparativa de cargos de ISH entre empresas de Perú - Industria

SUBPROCESO	CALIDDA (Vigente)	CALIDDA (Propuesta)	CONTUGAS	GDP	Consultor
	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.
INSPECCIÓN	345,87	1165,90	419,45	274,42	246,59
SUPERVISIÓN	280,29	1027,92	339,04	339,35	395,97
HABILITACIÓN	1099,48	1691,82	818,85	941,62	1158,46
TOTAL	1725,64	3885,64	1577,34	1555,39	1801,02

(Montos no incluyen IGV)

SUBPROCESO	VAR Consultor - CALIDDA (Vigente)	VAR Consultor - CALIDDA (Propuesta)	VAR Consultor - CONTUGAS	VAR Consultor - GDP
	%	%	%	%
INSPECCIÓN	-29%	-79%	-41%	-10%
SUPERVISIÓN	41%	-61%	17%	17%
HABILITACIÓN	5%	-32%	41%	23%
TOTAL	4%	-100%	14%	16%

En la tabla anterior pueden apreciarse cargos ampliamente menores respecto a los cargos de la propuesta por parte del Concesionario, mientras que con el resto de las distribuidoras comparadas los valores propuestos se encuentran por encima de ellas, salvo en la instancia de inspección.

Tabla N° 27 Comparativa de cargos de ISH entre empresas de Perú - Comercio

SUBPROCESO	CALIDDA (Vigente)	CALIDDA (Propuesta)	CONTUGAS	GDP	Consultor
	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.
INSPECCIÓN	345,87	1165,90	419,45	139,56	157,33
SUPERVISIÓN	280,29	1027,92	339,04	129,78	199,33
HABILITACIÓN	1099,48	1691,82	818,85	171,00	268,73
TOTAL	1725,64	3885,64	1577,34	440,34	625,40

(Montos no incluyen IGV)

SUBPROCESO	VAR Consultor - CALIDDA (Vigente)	VAR Consultor - CALIDDA (Propuesta)	VAR Consultor - CONTUGAS	VAR Consultor - GDP
	%	%	%	%
INSPECCIÓN	-55%	-87%	-62%	13%
SUPERVISIÓN	-29%	-81%	-41%	54%
HABILITACIÓN	-76%	-84%	-67%	57%
TOTAL	-64%	-100%	-60%	42%

En la última tabla, se puede observar que los valores de ISH propuestos para los comercios presentan valores por debajo del resto de las distribuidoras (las cuales no presentan una apertura de estos cargos en Industria y Comercio) salvo GDP, cuyos valores para comercios son menores.

6.12 Tarifas o Tope Máximo del Derecho de Conexión

Para efectos del nuevo periodo tarifario, se mantendrán las mismas tarifas o tope máximos vigentes.

6.13 Fórmulas de Actualización de todas las tarifas y Topes Máximos

Tal cual lo define la Resolución de Consejo Directivo - organismo supervisor de la inversión en energía y minería OSINERGMIN N° 086-2014-OS-CD, la formula de actualización se fija conforme el siguiente artículo:

“ Artículo 14.- Fórmulas de Actualización

Fijar la fórmula de actualización que se aplicará para el ajuste de las respectivas tarifas, considerando el factor de actualización de los costos unitarios de acuerdo a lo siguiente:

$$T1_i = T0_i \times FA$$

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.

IACa: 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.

“PPIa 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 XXX,X

IPMa: 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 2013 igual a 100,930875."

A partir de lo definido en el anterior artículo expuesto, se procedió a definir los coeficientes de participación a, b, c y d respectivos para cada componente manteniendo la misma estructura vigente del Concesionario, indicados en la siguiente tabla:

Tabla N° 28 Márgenes de Distribución y Comercialización

Parámetro	A	B	c	D
MD y MC	0,5472	0,0259	0,1334	0,2935

Tabla N° 29 Cargos de acometida

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURO EXISTENTE				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1.6 (2.5 Sm3/h)	0,4170	-	-	0,5830
G4 (6 Sm3/h)	0,4774	-	-	0,5226
G6 (10 Sm3/h)	0,7223	-	-	0,2777

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURO CONSTRUIDO				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1.6 (2.5 Sm3/h)	0,3526	-	-	0,6474
G4 (6 Sm3/h)	0,4103	-	-	0,5897
G6 (10 Sm3/h)	0,6649	-	-	0,3351

En el caso de la comparativa de la tarifa media propuesta con respecto a la tarifa media de la RTI 2014, el factor de actualización es igual a **1,0392**. Este factor se determinó teniendo en cuenta los parámetros generales de actualización de la revisión pasada y que permitieron contruir la ecuación de la siguiente manera:

$$FA = 0,1306 \times \frac{196,0}{185,4} + 0,0654 \times \frac{243,7}{254} + 0,0139 \times \frac{168,4}{171,7} + 0,7901 \times \frac{105,35}{100,93} = \mathbf{1,0392}$$

7 PROPUESTA DE COSTOS PARA EVALUAR LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE NUEVOS SUMINISTROS – ANÁLISIS DEL FACTOR K

El Factor K determina la viabilidad de un nuevo suministro para que este sea incorporado automáticamente en la Base Tarifaria. Tal como lo dispone el Artículo 17º del Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de gas natural, aquellos proyectos no incorporados a la Base Tarifaria serán evaluados mediante la comparación del costo de inversión del nuevo Suministro y el valor que resulta de multiplicar el Factor “k” por el Derecho de Conexión que corresponda a la categoría tarifaria del Interesado.

Al respecto, si el costo de inversión resulta menor al producto del Factor “k” por el Derecho de Conexión, la incorporación del nuevo cliente es viable y automática. Sin embargo, si el costo de inversión resultase mayor, dicha incorporación es no viable. En consecuencia, a un mayor valor K, existirán mayores probabilidades para los nuevos suministros de ser viables y a su vez ser incorporados a la base tarifaria sin recurrir en algún aporte.

Desde el punto de vista de la economía de la empresa concesionaria, una nueva demanda asociada a una nueva inversión, en lo que a tubería de conexión refiere, deberá impactar en la base tarifaria sin romper el equilibrio económico que se ha determinado de acuerdo a las tarifas de distribución aprobadas.

En consecuencia, la determinación del Factor K debe tener en consideración que su objetivo es hacer viables los nuevos suministros en la medida que dicha incorporación no impacte negativamente en el equilibrio económico de la concesión de distribución.

Debido a lo anterior, el Factor K se determinará a partir de la evaluación de la longitud máxima de tubería de conexión que no genere un desequilibrio económico en la base tarifaria, es decir, que los ingresos incrementales que percibirá el concesionario por el cliente no superen la tarifa de la categoría respectiva. Por lo tanto, dicha longitud máxima de tubería de conexión equivale al costo máximo que la tarifa existente de la categoría correspondiente puede remunerar; la longitud media ($L_{media} < L_{maxima}$) corresponde a la tubería de conexión del usuario promedio de la categoría cuyo derecho de conexión se está evaluando; en tal sentido, la razón:

$$L_{maxima} / L_{media} = k$$

Determinará el factor k, que corresponde al factor que permite hacer viable a un usuario medio de dicha categoría. Sin embargo, este mecanismo incorpora la idea que los usuarios de dicha categoría que tiene una longitud de tubería de conexión menor a dicho valor medio estarán subsidiando a aquellos con longitud de tubería de conexión mayor a dicho valor medio, lo cual sería parte de dicha mecánica de cálculo y desde el punto de vista económico válido; sin embargo, según este mecanismo solo serán viable aquellos con longitudes de tubería de conexión menores o iguales a la Lmedia que define el valor K, con lo que se incorpora un incentivo importante al Concesionario ya que este no conectará a aquellos que participaron en la definición del valor de la Lmedia, pero que están por debajo de ella, generando una suerte de discriminación a dichos usuarios al establecer que solo serán viables los que tienen una longitud de tubería de conexión menores a la Lmedia. Teniendo en cuenta la razonabilidad descrita, para fines de la obtención de la Lmedia se tendrá en cuenta la red promedio por usuario reconocida mediante el Informe N° 555-2009-GRT.

Para los casos particulares de las categorías A y B, el criterio para la determinación del Factor K corresponde a considerar el ancho de las vías que la normativa constructiva actual señala. Este tipo de clientes, por el volumen de demanda que los caracteriza, se conectan generalmente a las redes instaladas en las vías a las que pertenecen. Es por esta razón que la longitud máxima de la tubería de conexión para este tipo de clientes será como máximo el ancho de la vía donde están ubicados. De acuerdo con el Reglamento Nacional de Edificaciones, el valor actual para las vías residenciales es de 18,6 metros y para las vías comerciales es 25,2 metros. En ese sentido, teniendo en cuenta que en una vía comercial pueden estar ubicados clientes residenciales y comerciales, en la determinación del mencionado Factor K, la longitud máxima de la tubería de conexión para los usuarios de las categorías A y B será de 25,2 metros.

Categoría	Unidad	A	B	C	GNV	D	E	GE
Longitud de TC máxima calculada	m	25	25	132.09	1,407	2,861.74	2,718	7,496
Tubería Conexión	Material / Diámetro			Acero 2 1/2"	Acero 3"	Acero 3"	Acero 8"	Acero 10"
Longitud Reconocida Lima		2.91	8.62	40	500	800	800	2,000
Factor K obtenido		9	3	3	3	3	3	3

8 PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LAS TUD DE LA CONCESIÓN

A continuación, se presenta el proyecto de resolución que fijara las tarifas de distribución de gas natural para el periodo 2018 – 2022.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 086-2014-OS-CD

A continuación, se presenta el proyecto de resolución que fijara las tarifas de distribución de gas natural para el periodo 2018 – 2022.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Alcance y definición

La presente resolución aprueba el Plan Quinquenal de Inversiones del Concesionario, el Plan de Promoción, el Valor Nuevo de Reemplazo, las Categorías Tarifarias, las Tarifas Únicas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, el Derecho de Conexión, los Topes Máximos de Acometidas, el cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna y los Cargos Máximos de Corte y Reconexión del servicio, de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.

De acuerdo con lo establecido en la normativa vigente las tarifas aprobadas en la presente resolución son aplicables a todos los consumidores que se encuentren geográficamente dentro de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao y que tengan contrato vigente con el Distribuidor.

Artículo 2.- Plan Quinquenal de Inversiones

Aprobar el Plan Quinquenal de Inversiones de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao que deberá ejecutar la empresa Cálidda para el periodo 2018-2022, el mismo que se adjunta como Anexo 1 y forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3.- Plan de Promoción

Aprobar el Plan de Promoción para 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, de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, el mismo que se adjunta como Anexo 2 y forma parte integrante de la presente resolución.

“Artículo 4.- Valor Nuevo de Reemplazo

Fijar el Valor Nuevo de Reemplazo de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao en US\$ 885,806 millones, correspondiente a las inversiones existentes en la concesión al mes de junio del 2017 y valorizados a precios de setiembre del 2017, de acuerdo a lo establecido en el Informe N° XXX-2018-GART.

Este valor se actualizará según la fórmula indicada en el Artículo 14 de la presente Resolución.”

Artículo 5.- Categorías Tarifarias

Aprobar las Categorías Tarifarias de consumidores para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, de acuerdo con lo siguiente: categoría C"

Cuadro N° 1
Categorías Tarifarias

Categoría Tarifaria	Descripción
Categorías por Rango de Consumo (Sm³/mes)	
A1	Hasta 30 Sm ³ /mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ /mes
B	Desde 301 hasta 17 500 Sm ³ /mes
C ^(*)	Desde 17 501 hasta 300 000 m 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 (GGEE).

(*) La Tarifa Única de Distribución (TUD) aplicable a las Instituciones Públicas (IP), tales como hospitales, centros de salud e instituciones educativas, será igual al de la Categoría C.

Artículo 6.- Tarifa Única de Distribución de gas natural por red de ductos
Fijar la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, de acuerdo con los Márgenes de Comercialización y de Distribución siguientes:

Categoría	Estratificación	Margen de Comercialización			Margen de Distribución		
		Fijo		Variable	Fijo		Variable
		[USD/mes]	[USD/(Sm ³ /d)-mes]	[USD/(Sm ³ /d)-mes]	[USD/mes]	[USD/(Sm ³ /d)-mes]	[USD/Sm ³]
A1	30	0,8950	-	-	-	-	0,1580
A2	300	2,2475	-	-	-	-	0,1132
B	17500	11,3750	-	-	-	-	0,0818
C	300000	-	0,0701	-	-	0,2137	0,0351
IP		-	0,0650	-	-	0,2225	0,0365
D	900000	-	0,0262	-	-	0,1626	0,0267
E		-	0,0152	-	-	0,4912	0,0187
GNV		-	0,0335	-	-	0,1855	0,0305
GE		-	0,0563	-	-	0,3380	0,0152

Artículo 7.- Derecho de Conexión

Fijar los Derechos de Conexión a ser aplicados a los nuevos consumidores, así como los factores "K" a que se refiere el Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros,

aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 056-2009-OS-CD, para cada Categoría Tarifaria de la Concesión de acuerdo con lo siguiente

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

Notas:

- Para las categorías A1 y A2 se considera un consumo promedio mensual de 0,63 m³/d.
- El Derecho de Conexión aplicable a las Instituciones Públicas (IP) es igual al de la Categoría Tarifaria C.

Artículo 8.- Topes Máximos de Acometida

Fijar los Topes Máximos de Acometida de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, para los consumidores con consumos menores o iguales a 300 m³/mes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 118 del Reglamento.

Tipo de Medidor (S./Consumidor - mes)	Muro Existente	Muro Construido
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	116,15	137,35
G4 (6 Sm ³ /h)	129,58	150,78
G6 (10 Sm ³ /h)	245,71	266,90

OSINERGMIN incorporará nuevos tipos de acometidas anualmente, de ser necesario.

El Concesionario podrá ofrecer diversas formas de pago para la adquisición de la Acometida. En caso otorgue financiamiento deberá indicar claramente la tasa de interés a aplicar y el periodo de pago correspondiente.

Para el caso de las demás categorías tarifarias, con consumos mayores a 300 m³/mes, los topes máximos de acometida, así como sus correspondientes cargos por mantenimiento no son regulados por OSINERGMIN.

En el caso de consumidores de las Categorías A1 y A2 con Acometidas de otras Categorías, el costo de mantenimiento será negociado con el Concesionario teniendo en cuenta de descontar el costo de mantenimiento reconocido en la fijación de tarifas para las Categorías A1 y A2.

Artículo 9.- Cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna

Fijar los Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, para los

consumidores de las Categorías con consumos mayores a 300 m³/mes y de las Categorías Especiales (GNV y GE), de acuerdo con lo siguiente:

PROCESO	TOTAL COMERCIO	TOTAL INDUSTRIA
	US\$	US\$
Inspección	48,19	75,52
Supervisión	61,05	121,28
Habilitación	82,31	354,81
TOTAL	191,55	551,61

Artículo 10.- Cargos máximos por corte del servicio de distribución de gas natural

Fijar los cargos máximos por corte del servicio de distribución de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, de acuerdo con lo siguiente:

Cargos Extra tarifarios por Corte de Servicio

Ítem	Corte tipo	Categoría	USD
1	Cierre del servicio	I-A	5,39
		I-B	5,39
		I-C	61,26
		I-D	61,26
2	Retiro de los componentes de la acometida	II-A	7,82
		II-B	19,44
		II-C	78,30
		II-D	78,30
3	Corte del servicio	III-A	132,96
		III-B	135,19
		III-C Acero	218,30
		III-C Polietileno	140,58
		III-D Acero	218,30
		III-D Polietileno	140,58

La descripción y secuencia de aplicación de las modalidades de corte, se encuentran establecidas en la Resolución OSINERG N° 371-2006-OS-CD o de ser el caso, en la que la reemplace.

Artículo 11.- Cargos máximos por reconexión del servicio de distribución de gas natural

Fijar los cargos máximos por reconexión del servicio de distribución de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, de acuerdo con lo siguiente:

Cargos Extra tarifarios por Reconexión de Servicio

Ítem	Reconexión tipo	Categoría	USD
1	Reconexión por cierre del servicio	I-A	6,13
		I-B	6,13
		I-C	38,04
		I-D	38,04
2	Reconexión de los componentes de la acometida	II-A	13,03
		II-B	13,03
		II-C	-
		II-D	-
3	Reconexión por corte del servicio	III-A	140,98
		III-B	140,98
		III-C Acero	195,53
		III-C Polietileno	155,65
		III-D Acero	195,53
		III-D Polietileno	155,65

La descripción y secuencia de aplicación de las modalidades de reconexión, se encuentran establecidas en la Resolución OSINERG N° 371-2006-OS-CD o de ser el caso, en la que la reemplace.

Artículo 12.- Conversión a moneda nacional

Los valores definidos en los artículos 4, 6, 7, 8, 9,10 y 11 anteriores, se convertirán a moneda nacional cada vez que se actualice el Tipo de Cambio (TC) de acuerdo a lo siguiente:

TC: Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA - TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. El valor a considerar, es el valor venta promedio de las cinco últimas cotizaciones diarias disponibles y publicadas al día 25 del mes correspondiente a la fecha de la actualización.

Los valores actualizados tendrán vigencia al inicio del mes siguiente al de la actualización.

Artículo 13.- Metodología de facturación

Establecer las fórmulas para efectuar la facturación por el servicio en la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, de acuerdo con lo siguiente:

a) Facturación del Gas Natural (FG)

$$FG = PG \times EF \quad (1)$$

$$EF = Vf \times PCSGN \quad (2)$$

$$EC = V_s \times PCSGN \quad (3)$$

Se aplicará en vez de EF, en el caso de contratos de suministro de gas natural sin cláusulas take or pay.

$$V_s = V_r \times K_s \quad (4)$$

Donde:

FG: Facturación por el Gas Consumido expresado en Soles.

PG: Precio del Gas Natural, expresado en S./GJ (Nuevos Soles por Giga Joule), aplicado a los clientes y fijado en función al precio pactado entre el Productor y el Concesionario. En caso de estar referido a otra moneda se podrá usar el tipo de cambio promedio correspondiente al periodo facturado con el objeto de determinar la facturación en soles.

EF: Energía facturada (GJ/mes).

EC: Energía consumida (GJ/mes).

Vf: Volumen de gas natural facturado en el periodo correspondiente, en metros cúbicos (m³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101.325 KPa), calculado según lo definido en el contrato respectivo.

Vs: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa), calculado según la ecuación (4).

Vr: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m³), a condiciones de presión y temperatura al que se encuentre el medidor.

Ks: Factor de corrección del volumen consumido, para expresarlo en condiciones estándar de presión y temperatura.

PCSGN: Poder Calorífico Superior promedio del Gas Natural correspondiente al periodo facturado, expresado en GJ por metro cúbico (m³). Está referido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa).

En caso de que no existieran cláusulas de tomar o pagar (take or pay), no se aplicarán procedimientos de recuperación de gas previamente pagado y no tomado (procedimientos make up o carry forward). Entonces, el volumen a facturar Vf será igual al volumen consumido Vs (lo que significa que EF es igual a EC), y el precio PG será igual al precio de gas pactado entre el Productor y el Concesionario.

En el caso de contratos de suministro de Gas Natural suscritos entre el Productor y el Concesionario, donde existan cláusulas de tomar o pagar, el precio del gas PG estará en función de lo especificado en dichas cláusulas, y de los procedimientos de recuperación del

gas previamente pagado y no tomado. En esta situación, OSINERGMIN, basado en el contrato de suministro y en la información adicional suministrada por el Concesionario, definirá el procedimiento para trasladar los costos de compra de gas a los clientes.

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

b) Facturación de la Tarifa por Red Principal (FTRP)

b.1) La facturación (FTRP) por este concepto se efectuará de acuerdo con lo establecido en la Resolución OSINERGMIN N° 100-2009-OS-CD, determinando mensualmente el costo medio de transporte, de la siguiente manera:

i. Se sumará al monto de la factura por el servicio de transporte firme más interrumpible, pagado al transportista de la concesión de la Red Principal, los montos correspondientes a las facturas por la transferencia de capacidad de transporte en el Mercado Secundario.

Para efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior, el costo por la transferencia de capacidad de transporte en el Mercado Secundario no excederá la Tarifa Regulada de la Red Principal. La empresa concesionaria de distribución tiene la obligación de remitir copia del acuerdo o contrato de transferencia de Capacidad de Transporte efectuada en el Mercado Secundario, previo a su incorporación en los pliegos tarifarios.

ii. La suma que se obtenga se dividirá entre el volumen total transportado, obteniéndose el costo medio de transporte.

Para cada Cliente el costo de transporte será igual al producto del costo medio de transporte citado, por el volumen consumido.

b.2) Para los consumidores de gas natural que tienen contrato directo con el Transportista se aplicará lo establecido en su respectivo contrato de servicio. En este caso, la facturación (FTRP) la efectuará directamente el Transportista.

c) Facturación del Servicio de Distribución (FSD)

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

$$FSD = MCF + Vs \times MDV$$

Donde:

FSD: Facturación del Servicio de Distribución

MCF: Margen de Comercialización Fijo

MDV: Margen de Distribución Variable

Vs: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa), calculado según la ecuación (4).

“c.2) Para las categorías tarifarias C, D y GNV, así como

a las Instituciones Pública (IP), se facturará de la siguiente manera:

$$FSD = MCF \times VMD + MDF \times VMD + MDV \times Vs$$

Donde:

MDF: Margen de Distribución Fijo

FSD: Facturación del Servicio de Distribución

MCF: Margen de Comercialización Fijo

MDV: Margen de Distribución Variable

Vs: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa), calculado según la ecuación (4).

VMD: Valor Mínimo Diario de venta expresado en (m³/día) determinado como el mayor valor entre:

- i) El 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión;
- ii) El mínimo de la categoría asignada (expresada en m³/día tomando un día equivalente anual igual a 30,41);
- iii) Valor Histórico Diario (VHD) de venta expresado en metros cúbicos estándar por día (Sm³/d), determinado como la suma de los Vs en los últimos seis meses (incluido el facturado) dividido entre el número de días del periodo (6 meses). En caso de que el Factor de Carga del cliente sea inferior a 70%, el VHD será igual al consumo máximo de un día en el periodo.

c.3) Para las categorías tarifarias E y GE se facturará de la siguiente manera:

$$FSD = (MCF \times CC + MDF \times CC) \times FCC + MDV \times (Vs - CC \times ND)$$

En caso (Vs - CC x ND) sea negativo se tomará como valor Cero.

Donde:

FSD: Facturación del Servicio de Distribución

MCF: Margen de Comercialización Fijo

MDF: Margen de Distribución Fijo

MDV: Margen de Distribución Variable

Vs: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa), calculado según la ecuación (4).

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

CRD: Capacidad Reservada Diaria contratada con el Transportista.

FCC: Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada respecto a la CRD en el sistema de transporte del Transportista.

Donde:

$$FCC = 1 / (CC/CRD)$$

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

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

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

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

d) Información a incluirse en la facturación.

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

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

Artículo 14.- Fórmulas de Actualización

Fijar la fórmula de actualización que se aplicará para el ajuste de las respectivas tarifas, considerando el factor de actualización de los costos unitarios de acuerdo a lo siguiente:

$$T^1_i = T^0_i \times FA$$

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.

"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 XXX,X

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 2013 igual a 100,930875.

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

Márgenes de Distribución y Comercialización

Parámetro	A	B	c	D
MD y MC	0,5423	0,0264	0,1465	0,2848

Cargos de acometida

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURO EXISTENTE				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1.6 (2.5 Sm3/h)	0,3482	-	-	0,6518
G4 (6 Sm3/h)	0,4056	-	-	0,5944
G6 (10 Sm3/h)	0,4811	-	-	0,5189

INSTALACIÓN DE ACOMETIDA EN MURO CONSTRUIDO				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1.6 (2.5 Sm3/h)	0,3181	-	-	0,6819
G4 (6 Sm3/h)	0,3733	-	-	0,6267
G6 (10 Sm3/h)	0,4639	-	-	0,5361

VNR Existente				
Parámetro	a	b	c	d
VNR Existente	1	0	0	0

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

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

Artículo 15.- Oportunidad de la Actualización.

Los valores establecidos en los artículos 6, 7, 8, 9, 10 y 11 de la presente Resolución serán actualizados multiplicándose por el factor de actualización FA, cada tres meses.

Artículo 16.- Factores de Reajuste y Oportunidad de la Aplicación.

Los valores establecidos en el Artículo 6 de la presente Resolución serán ajustados, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución OSINERGMIN N° 184-2012-OS-CD.

Artículo 17.- Verificación de la Ejecución del Plan de Promoción

La ejecución del Plan de Promoción para la conexión de consumidores residenciales será verificada trimestralmente por OSINERGMIN, quien en un plazo no mayor de 120 días

elaborará el procedimiento y los formatos que deberá utilizar el Concesionario para reportar al OSINERGMIN la información del Mecanismo de Promoción a efectos de realizar su liquidación trimestral. La verificación trimestral de la ejecución del Plan de Promoción dará origen a un factor de ajuste en la Tarifa Única de Distribución aprobada en el Artículo 6 de la presente resolución, en la medida que sea necesario garantizar que el saldo de la cuenta de promociones sea positivo, para garantizar el gasto de promoción que recibirán los consumidores de los niveles socioeconómicos medio, medio bajo y bajo aprobados en el Cuadro N° 2.3 del ANEXO 2 de la presente Resolución. Ello se efectuará aplicando las disposiciones contenidas en el Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 184-2012-OS-CD.

Artículo 18.- Mecanismo de Promoción

El 4,81% de la tarifa media aplicable a cada categoría tarifaria será destinada a la cuenta de promociones a que se refiere el literal d) del Artículo 112a del Reglamento.

Fijar el Descuento de Promoción en 175 US\$ por cliente residencial que pertenezca a los estratos Medio, Medio Bajo y Bajo, según nivel de ingreso per cápita del hogar del INEI.

Artículo 19.- Verificación de la Ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones

La ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones de las redes de polietileno será verificada anualmente por OSINERGMIN.

Artículo 20.- Remisión y Publicación de las Tarifas del Concesionario

El Concesionario aplicará las disposiciones tarifarias de los literales precedentes para determinar el pliego tarifario aplicable a las categorías de los consumidores y remitirá al Órgano Supervisor, antes de su publicación y en cada oportunidad, copia suscrita por su representante legal. Dicho pliego, expresado en moneda nacional, así como cualquier otro cargo o importe que se cobre a los Consumidores, se publicarán debidamente actualizados en todas las oficinas de atención al público y en la página web del Concesionario, y entrarán en vigor a partir del día siguiente de tal publicación.

Artículo 21.- Periodo de Regulación y Vigencia El periodo de regulación se ha establecido en 4 años. La presente resolución entrará en vigor el 07 de mayo de 2018 y permanecerá vigente hasta el 06 de mayo de 2022.

Artículo 22.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial “El Peruano” y consignada, junto con los Informes N° XXXX-2018-GART, N° XXXX-2018-GART, N° XXXX-2018-GART, N° XXXX-2018-GART y N° XXXX-2018-GART, en la página web del OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

XXXXXXXX

9 ANEXOS

9.1 Análisis del Factor de Penetración Residencial

9.1.1 Factor de Penetración alcanzable por Resolución

En la Resolución OSINERGMIN N° 024-2014-OS/CD se establece que:

“A efectos de dar cumplimiento a los encargos señalados, mediante Resolución OSINERGMIN N° 178-2013-OS/CD, se modificaron e introdujeron diversas disposiciones a la Norma Estudios Tarifarios, entre ellas, la referida al Factor de Penetración aplicable en las zonas beneficiadas con el Mecanismo de Promoción. Al respecto, la norma establece el Factor de Penetración en 70%, siendo necesario que el plazo dentro del cual se debe alcanzar dicho factor sea determinado en cada proceso regulatorio considerando las disposiciones que para tal efecto emita el MINEM así como la evaluación de la propuesta debidamente sustentada del Concesionario, la cual deberá detallar el Factor de Penetración a alcanzarse en cada año del periodo tarifaria. Lo señalado tiene como finalidad que la evaluación de este plazo considere las características y condiciones propias de cada concesión y el grado de desarrollo del mercado en cada caso.”

Por ende se resuelve que:

“e) Las zonas beneficiadas deberán alcanzar un Factor de Penetración de 70%. El plazo en el cual se debe alcanzar el referido Factor, será definido por Osinergmin en cada proceso regulatorio, considerando las disposiciones que para tal efecto emita el MINEM así como la evaluación de la propuesta debidamente sustentada del Concesionario, la cual deberá detallar el Factor de Penetración a alcanzarse en cada año del periodo tarifario”

9.1.2 Estrategia comercial del Concesionario aplicado al Factor de penetración

El Concesionario presenta una estrategia comercial atípica si se la compara con otras distribuidoras de América Latina. En general las distribuidoras priorizan la expansión del servicio en zonas de niveles socioeconómicos altos (Estratos altos y medios altos), los cuales en general se caracterizan por tener los consumos más altos (mayor cantidad de

gasodomesticos) y poder abonar los costos de conversión. Recién una vez que se saturan dichas regiones las empresas expanden su servicio a zonas de menor poder adquisitivo.

En Lima y Callao producto de la implementación de los programas de subsidio y financiamiento de la conexión e instalación interna, el Concesionario ha priorizado el desarrollo del servicio en los distritos de estratos socioeconómicos medios, medios bajo y bajos, en donde ha alcanzado tasas de penetración muy altas. Esto es un indicador del resultado de dichas políticas en la masificación del servicio.

Un punto que destacar es que el Concesionario ha logrado tasas de penetración muy alta del servicio sin embargo las tasas de cobertura son bajas todavía por lo que el Concesionario tiene un mercado potencial importante por desarrollar.

Adicionalmente sería esperable que distritos que presentan niveles socioeconómicos mayoritariamente medio, medio bajo y bajo alcancen valores de penetración altos, lo cual el Concesionario no establece en la previsión del PQI.

Por último, más allá de los buenos resultados obtenidos en los distritos de bajos niveles socioeconómicos sería esperable que el Concesionario expanda el servicio a distritos residenciales y comerciales de alto poder adquisitivo como Miraflores, San Isidro y San Borja, donde sería esperable altos consumos unitarios y altas tasas de penetración ya que los costos de adecuación de las instalaciones internas y la conexión no representan un costo muy elevado comparado con el nivel de ingresos.

9.1.3 Análisis del Factor de penetración en el mercado residencial

Dos ítems importantes para evaluar el nivel de efectividad del Concesionario y estimar su potencial de expansión y crecimiento son los factores de penetración y de cobertura.

El factor de penetración se define como la relación entre los clientes con servicio con respecto a la totalidad de clientes en condiciones de acceder a la red (infraestructura próxima) y disponer del servicio (solo con realizar la inversión de conexión).

El factor de cobertura, en cambio, es la relación entre los clientes con servicio con respecto a la totalidad de clientes posibles en la ciudad o región, tengan o no red disponible.

Dado que la resolución de la Osinergrmin, hace referencia al factor de penetración y al objetivo de conseguir una tasa del 70%, hará hincapié en dicho factor y no en el de cobertura.

El objetivo deseado de todo concesionario es tener un factor de penetración del 100% y factores de cobertura alto, sin embargo, en la práctica existen barreras de ingresos económicas, técnicas y culturales que limitan ambos factores. El Concesionario en su PQI no informó los factores de penetración y de cobertura, sin embargo, a partir del análisis de la infraestructura de red actual disponible en el sistema GIS y la evolución de los clientes residenciales por distrito obtenido de las bases comerciales fue posible estimar el factor de penetración que posee el Concesionario en cada uno de los distritos.

La cantidad de clientes potenciales para cada distrito se estimó en base a la superficie con red de polietileno disponible en la proximidad y la densidad de viviendas de cada distrito. Este último ítem fue estimado en base a información del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), en tanto que la cantidad de clientes fue extraída de la base comercial provista por el OSINERGMIN. En dicha base se detalla la dirección de cada cliente, así como el distrito donde está ubicado. A continuación, se indica el nivel de penetración del Concesionario:

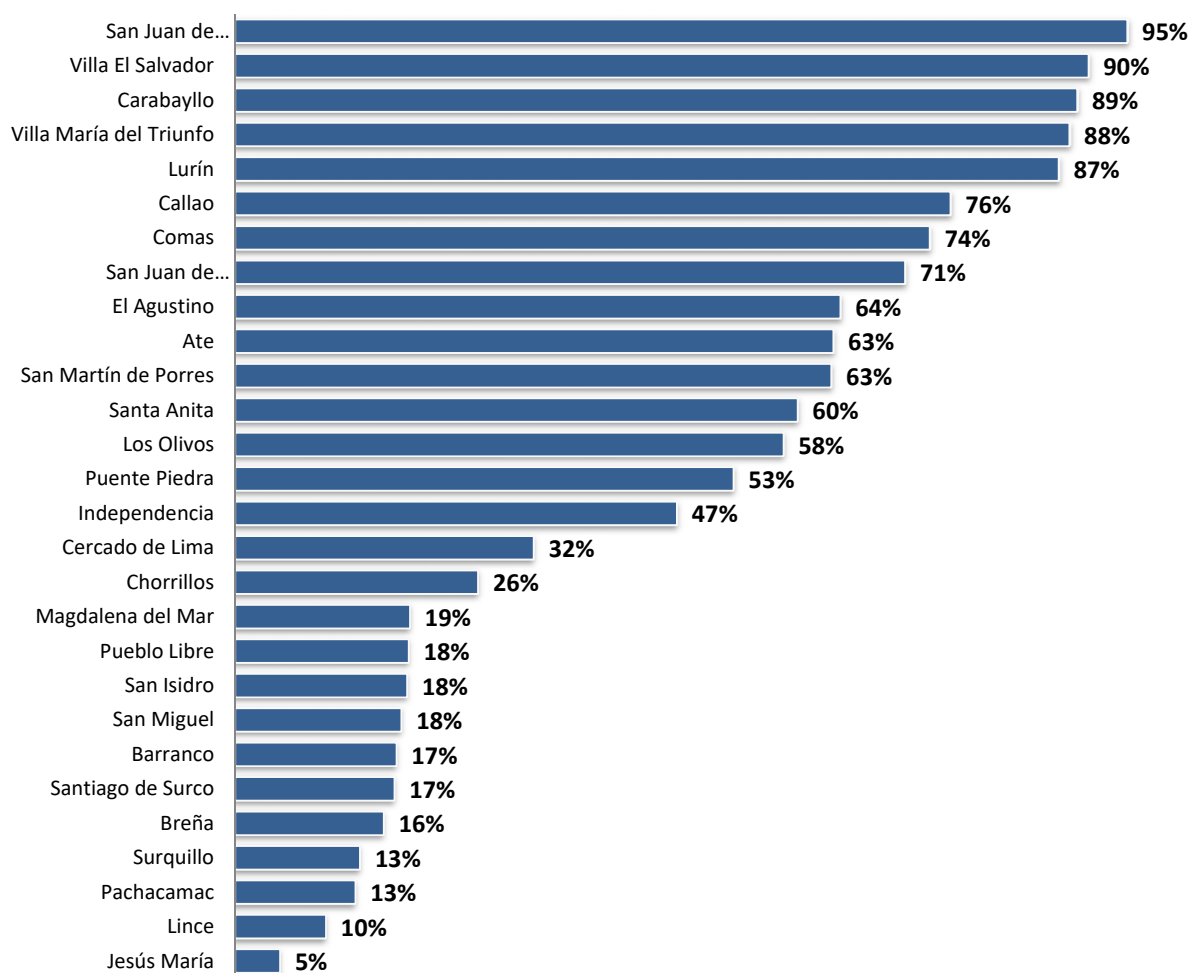
Tabla N° 225 Tasa de penetración residencial definido por distrito de Lima y Callao

Distrito	Clientes Actuales a dic. 2017	Clientes Potenciales al 2022	Tasa de Penetración Actual (2017)
Ate	16.386	25.850	63%
Barranco	150	877	17%
BREÑA	252	1.600	16%
Callao	30.775	40.588	76%
Carabaylo	3.734	4.185	89%
Cercado de Lima	9.206	29.096	32%
CHORRILLOS	87	338	26%
Comas	68.712	93.326	74%
El Agustino	22.529	35.117	64%
Independencia	14.554	31.092	47%
Jesús María	877	18.489	5%
LINCE	48	499	10%
Los Olivos	50.337	86.612	58%
Lurín	1.934	2.215	87%
Magdalena del Mar	2.708	14.631	19%
PACHACAMAC	86	675	13%

Distrito	Clientes Actuales a dic. 2017	Clientes Potenciales al 2022	Tasa de Penetración Actual (2017)
Pueblo Libre	5.054	27.490	18%
PUENTE PIEDRA	540	1.022	53%
SAN BORJA	128	5.742	2%
SAN ISIDRO	255	1.410	18%
San Juan de Lurigancho	59.396	62.811	95%
San Juan de Miraflores	46.775	65.879	71%
San Martín de Porres	69.368	109.777	63%
San Miguel	11.136	63.212	18%
Santa Anita	16.369	27.455	60%
Santiago de Surco	5.403	32.013	17%
SURQUILLO	190	1.437	13%
Villa el Salvador	62.204	68.757	90%
Villa María del Triunfo	43.491	49.180	88%
TOTAL	542.684	901.376	60%

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálida y de datos extraídos de la INEI.

Gráfico N° 179 Tasa de penetración [%] de Cálidda por distrito año 2017



Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda y de datos extraídos de la INEI.

Tal como se puede apreciar el Concesionario presenta una importante dispersión en cuanto a su tasa de penetración por distrito. Por un lado, presenta tasas de penetración cercanas al 100% como ocurre en San Juan de Lurigancho, Villa el Salvador, Carabayllo y Villa María del Triunfo en tanto que otros distritos presentan tasas muy bajas como Jesús María (5%), Lince (10%) y otros de mayor penetración como Santiago de Surco (17%), San Miguel (18%) y Magdalena del Mar (19%).

Analizando el sector de forma global, y considerando la relación entre el total de clientes actuales (502 mil clientes a julio de 2017) y potenciales (901 mil clientes a julio de 2022) que existen en todos los distritos de Lima y Callao, se tiene que la tasa de penetración global es del 60% para el año 2017. Una tasa próxima al factor de penetración que se quiere alcanzar

por resolución tal cual se definió en la sección 9.1.1, cuyo objetivo es llegar a un factor del 70% para aquellas zonas beneficiadas, por lo que se estima que en los próximos 4 años del periodo tarifario se vaya a cumplir con esta meta.

Un punto que podría influir en la tasa de penetración es la antigüedad del servicio en la zona, sin embargo, el gas natural ya estaba disponible en el año 2014 en distritos con alta penetración como Villa María del Triunfo y Villa el Salvador, así como también en distritos de baja tasas de penetración como Santiago de Surco, San Miguel e incluso Jesús María.

Otro punto importante de analizar son los niveles socioeconómicos existentes en los distritos de alta y baja penetración. En este sentido la implementación de programas como el mecanismo de promoción y el FISE han permitido y facilitado la conexión de población con niveles de ingreso bajo y medio, por lo que resultaría justificable que el mayor nivel de penetración se de en distritos con esta característica.

Tabla N° 226 Porcentaje de distribución de estrato por cada distrito de Lima y Callao y Factor de penetración

Distritos	Distribución % de estratos por distrito					Medio-Medio bajo - Bajo
	Alto	Medio Alto	Medio	Medio Bajo	Bajo	
Ate	0%	12%	27%	38%	23%	88%
Barranco	20%	50%	30%	0%	0%	30%
Breña	0%	37%	62%	1%	0%	63%
Carabayllo	0%	1%	15%	43%	41%	99%
Chorrillos	2%	27%	33%	34%	4%	71%
Comas	0%	2%	33%	54%	11%	98%
El Agustino	0%	1%	38%	51%	9%	99%
Callao	0%	13%	43%	41%	2%	87%
Independencia	0%	1%	59%	34%	6%	99%
Jesús María	22%	77%	0%	0%	0%	0%
Cercado de Lima	0%	30%	38%	31%	0%	69%
Lince	10%	78%	12%	0%	0%	12%
Los Olivos	0%	27%	46%	26%	1%	73%
Lurín	0%	3%	28%	59%	10%	97%
Magdalena del mar	34%	60%	5%	1%	0%	6%
Pachacamac	0%	0%	7%	61%	32%	100%
Pueblo Libre	0%	81%	3%	0%	0%	4%
Puente Piedra	0%	0%	9%	56%	35%	100%
San Borja	82%	16%	1%	0%	0%	2%
San Isidro	100%	0%	0%	0%	0%	0%
San Juan de Lurigancho	0%	2%	34%	43%	22%	98%
San Juan de Miraflores	0%	15%	32%	43%	10%	85%

Distritos	Distribución % de estratos por distrito					
	Alto	Medio Alto	Medio	Medio Bajo	Bajo	Medio-Medio bajo - Bajo
San Martin de Porres	0%	7%	53%	36%	5%	93%
San Miguel	15%	73%	11%	1%	0%	12%
Santa Anita	0%	11%	54%	33%	1%	88%
Santiago de Surco	38%	46%	12%	3%	0%	16%
Surquillo	16%	39%	45%	1%	0%	45%
Villa el Salvador	0%	0%	29%	59%	11%	100%
Villa María del Triunfo	0%	1%	33%	50%	16%	99%

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda y de datos extraídos de la INEI.

A continuación, se presenta la relación entre la tasa de penetración y el nivel de los estratos Medio, Medio Bajo y Bajo que son los beneficiarios de los planes de promoción:

Tabla N° 227 Relación entre la tasa de penetración y el nivel de estrato por distrito

Distrito	% Estratos Medio, Medio Bajo y Bajo	% Penetración
Villa el Salvador	99,9%	90,5%
Carabaylo	99,3%	89,2%
Villa María del Triunfo	99,1%	88,4%
San Juan de Lurigancho	98,0%	94,6%
Comas	98,0%	73,6%
Lurín	97,3%	87,3%
San Martin de Porres	93,1%	63,2%
Santa Anita	88,5%	59,6%
Ate	87,9%	63,4%
Callao	86,8%	75,8%
Los Olivos	73,0%	58,1%
Chorrillos	71,4%	25,7%
Breña	63,3%	15,7%
Surquillo	45,4%	13,2%
Santiago de Surco	15,9%	16,9%
San Miguel	12,2%	17,6%
Magdalena del mar	6,5%	18,5%
Jesús María	0,2%	4,7%
San Isidro	0,0%	18,1%

Tal como se puede apreciar en la tabla los distritos con mayor nivel de penetración son aquellos que presentan una alta proporción de viviendas de estratos medio, medio bajo y

bajo. Son ejemplo de esto los distritos de Villa el Salvador, Carabayllo, Villa María del Triunfo y San Juan de Lurigancho.

Por el contrario, distritos con la mayoría de las viviendas de niveles Alto y Medio Alto no disponen del servicio o tienen tasas de penetración y cobertura bajas. Son ejemplos de esto los distritos de San Isidro, Jesús María, Magdalena del mar y San Miguel.

Es importante resaltar que estos indicadores demuestran la efectividad de los mecanismos de promoción y el FISE. También puede ser un indicador de una estrategia conservadora del Concesionario la cual solo expande el servicio en aquellos sectores donde el riesgo es menor por el desarrollo de estos programas.

También del presente análisis se puede establecer que hay distritos con baja tasas de penetración actuales comparados con otros distritos de igual nivel socio económico. Se destacan los siguientes ejemplos:

Tabla N° 228 Relación entre la tasa de penetración y el nivel de estrato por distrito de bajas tasas de penetración

Distrito	% Estratos Medio, Medio Bajo y Bajo	% Penetración
El Agustino	98,9%	64,2%
Independencia	98,8%	46,8%
Comas	98,0%	73,6%
San Martín de Porres	93,1%	63,2%

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálida y de datos extraídos de la INEI.

Comparados con otros distritos, los presentados deberían tener tasas de penetración de superiores al 88% (tomando como referencia el distrito de San Juan de Lurigancho). Resulta importante mencionar que esta situación no se modifica en el próximo período tarifario ya que ninguno de estos distritos alcanza el nivel de 88% de penetración.

Tabla N° 229 Evolución tasas de penetración [%] (en redes existentes)

Distrito	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Comas	74%	75%	77%	78%	80%	81%
El Agustino	64%	66%	67%	68%	70%	71%
Independencia	47%	49%	52%	54%	57%	58%
San Martín de Porres	63%	65%	67%	69%	71%	72%

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda y de datos extraídos de la INEI.

De esto se puede apreciar que estos distritos tienen mayor potencial de penetración que lo previsto por el Concesionario.

Tabla N° 230 Relación entre la tasa de penetración y el nivel de estrato por distrito de tasas de penetración medias

Distrito	% Estratos Medio, Medio Bajo y Bajo	% Penetración
Santa Anita	88,5%	59,6%
Ate	87,9%	63,4%
Callao	86,8%	75,8%
Los Olivos	73,0%	58,1%

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda y de datos extraídos de la INEI.

El análisis se puede realizar para otros distritos con menores niveles porcentuales de estratos Medio, Medio Bajo y Bajo. Distritos como Santa Anita, Ate, y Los Olivos presentan niveles de penetración bajos comparados con Callao, aun cuando los cuatro tengan similares niveles socioeconómicos.

Considerando la información proyectada, Santa Anita logra alcanzar en el 2022 la tasa de penetración que en la actualidad posee Callao, mientras que Ate logra superarla y en forma significativa logrando un 92% en el 2022.

Tabla N° 231 Evolución tasas de penetración [%] (en redes existentes)

Distrito	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ate	63%	70%	76%	83%	89%	92%
Callao	76%	80%	85%	90%	94%	97%
Los Olivos	58%	60%	61%	63%	64%	65%
Santa Anita	60%	63%	67%	71%	74%	76%

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálidda y de datos extraídos de la INEI.

De esto se puede apreciar que los distritos de Ate y Santa Anita tienen mayor potencial de penetración que lo previsto por el Concesionario.

9.1.3.1 Evolución de las tasas de penetración por distrito

9.1.3.1.1 Tasa de penetración para redes existentes

A continuación, se presenta la evolución de las tasas de penetración sobre redes existentes por distrito.

Tabla N° 232 Evolución tasas de penetración sobre red existente al 2017

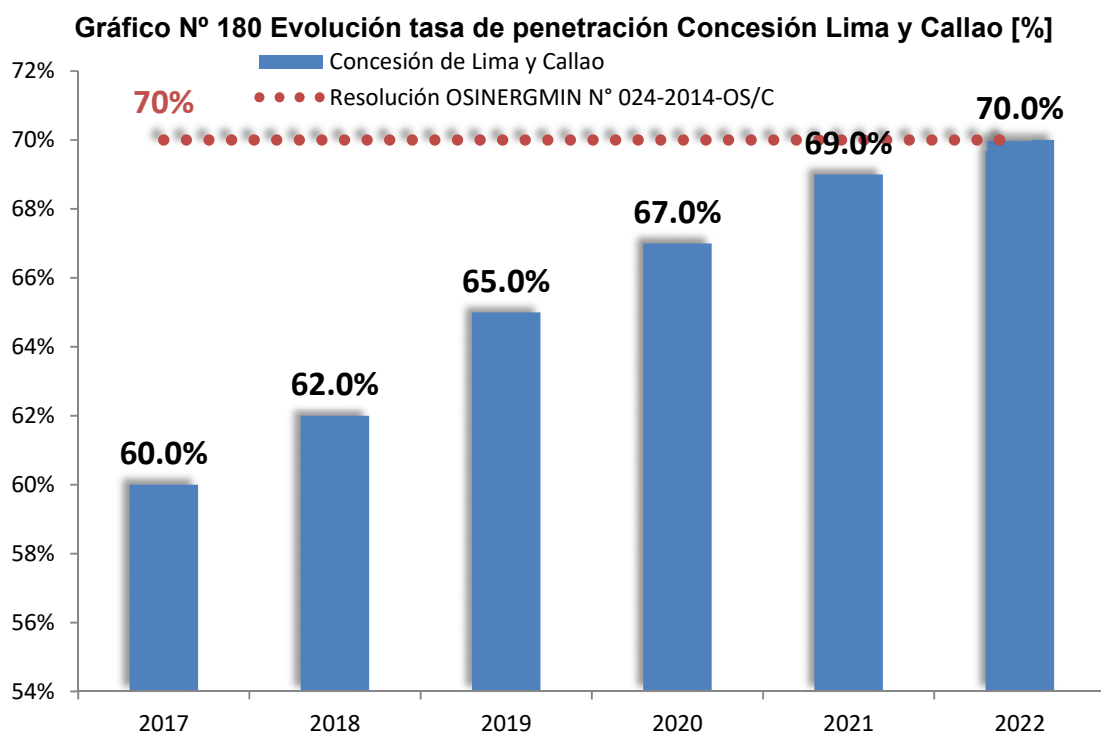
Evolución tasas de penetración sobre red existente al 2017 [%]						
Distrito	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ate	63%	70%	76%	83%	89%	92%
Barranco	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Breña	16%	16%	16%	16%	16%	16%
Callao	76%	80%	85%	90%	94%	97%
Carabaylo	89%	95%	95%	95%	95%	95%
Cercado de Lima	32%	36%	41%	46%	51%	53%
Chorrillos	26%	26%	26%	26%	26%	26%
Comas	74%	75%	77%	78%	80%	81%
El Agustino	64%	66%	67%	68%	70%	71%
Independencia	47%	49%	52%	54%	57%	58%
Jesús María	5%	10%	16%	21%	27%	30%
Lince	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Los Olivos	58%	60%	61%	63%	64%	65%
Lurín	87%	88%	89%	90%	90%	91%
Magdalena del Mar	19%	24%	30%	36%	42%	45%
Pachacamac	13%	13%	13%	13%	13%	13%
Pueblo Libre	18%	21%	23%	25%	27%	28%
Puente Piedra	53%	53%	53%	53%	53%	53%
San Borja	2%	2%	2%	2%	2%	2%
San Isidro	18%	18%	18%	18%	18%	18%
San Juan de Lurigancho	95%	98%	98%	98%	98%	98%
San Juan de Miraflores	71%	71%	71%	71%	71%	71%
San Martín de Porres	63%	65%	67%	69%	71%	72%
San Miguel	18%	20%	22%	24%	26%	27%
Santa Anita	60%	63%	67%	71%	74%	76%
Santiago de Surco	17%	21%	25%	29%	34%	36%
Surquillo	13%	13%	13%	13%	13%	13%
Villa El Salvador	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Villa María del Triunfo	88%	88%	88%	88%	88%	88%
Concesión Lima y Callao	60%	62%	64%	66%	68%	69%

Fuente: Elaboración propia con información recopilada de las bases comerciales de Cálida y de datos extraídos de la INEI.

Para estimar la evolución de la tasa de penetración se mantuvo constante la cantidad de clientes potenciales estimados para el año 2017 sin considerar ninguna expansión vegetativa.

Además, tal como se puede apreciar en la tabla de evolución de tasas de penetración en el próximo periodo tarifario no se logran expansiones significativas con excepción del distrito de Ate cuya tasa de penetración aumenta del 63% al 92% o Callao que pasa de 76% en el 2017 a 96% en el 2022. Esta moderada evolución contrasta con lo ocurrido en el periodo tarifario anterior en donde varios distritos tuvieron expansiones relevantes en pocos años.

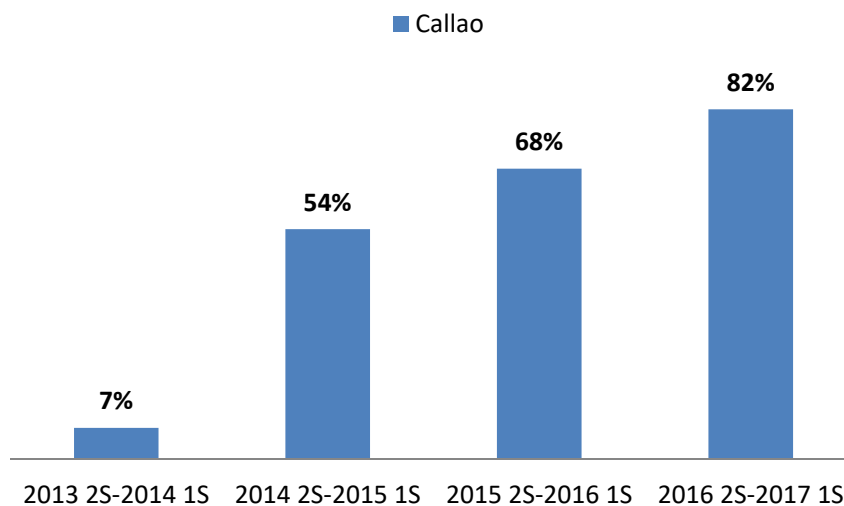
A nivel global de la concesión de Lima y Callao, se observa claramente que la tasa de penetración global para el 2017 arranca en un 60% y luego va creciendo hasta llegar al 70% para el primer semestre del 2022, logrando alcanzar la tasa objetivo definido por la Resolución OSINERGMIN N° 024-2014-OS/CD, como bien se hizo referencia en la sección 9.1.1.



Fuente: Elaboración propia.

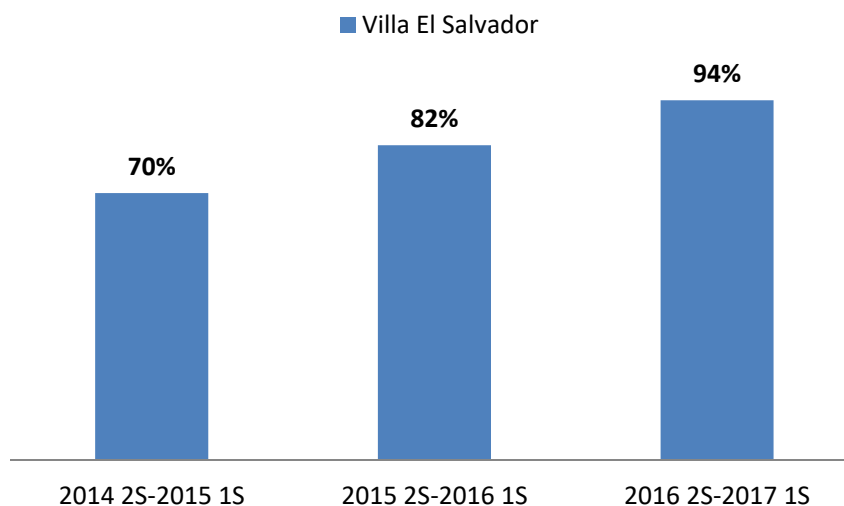
A continuación, se presenta la evolución de la tasa de penetración para inversiones en algunos distritos:

Gráfico N° 181 Evolución tasa de penetración distrito de Callao [%]



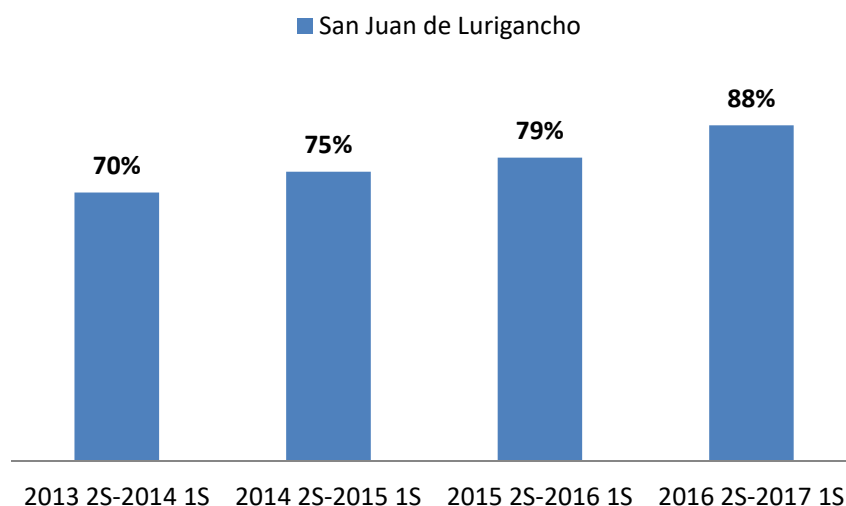
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 182 Evolución tasa de penetración distrito de Villa El Salvador [%]



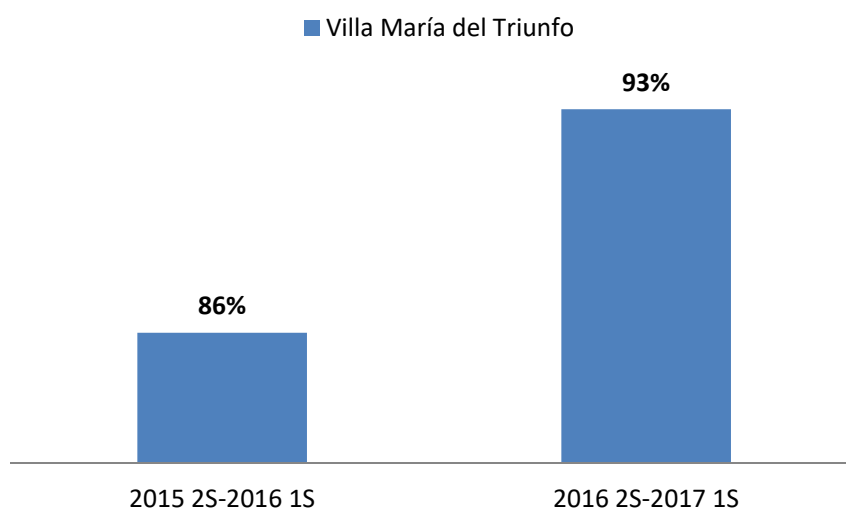
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 183 Evolución tasa de penetración distrito de San Juan de Lurigancho [%]



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 184 Evolución tasa de penetración distrito de Villa María del Triunfo [%]



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar el distrito de Callao pasó de tener una tasa de penetración del 7% al 82% en 4 años. El distrito de Villa El Salvador paso de 70% al 88% en 3 años, en tanto que el distrito de Villa María del Triunfo pasó del 86% al 93% en solo un año. Estos tres ejemplos aumentan sus tasas de penetración en valores superiores al 7%, en tanto que San Juan de Lurigancho aumenta en el orden del 6%.

Tabla N° 233 Evolución tasas de penetración por distrito analizado

	2013 2S- 2014 1S	2014 2S- 2015 1S	2015 2S- 2016 1S	2016 2S- 2017 1S
Callao	7%	54%	68%	82%
San Juan de Lurigancho	70%	75%	79%	88%
Villa El Salvador		70%	82%	94%
Villa María del Triunfo			86%	93%

Fuente: Elaboración propia.

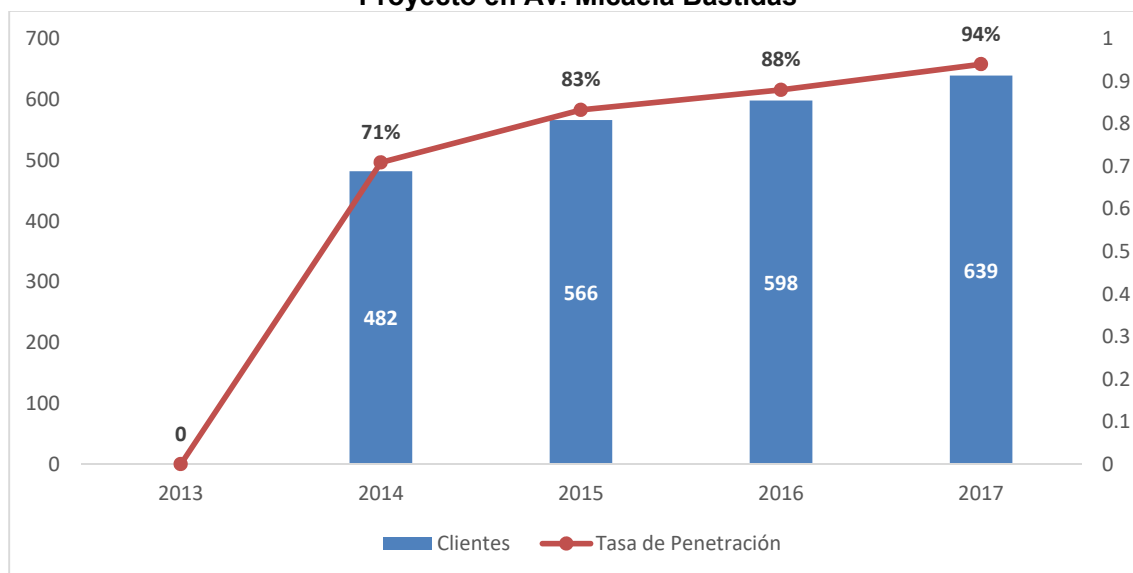
Dado que no hay cambios relevantes en el contexto sectorial ni en los mecanismos de promoción no se puede justificar la caída en las tasas de penetración que plantea el Concesionario ya que, a partir del análisis de los niveles socioeconómicos, ni de antigüedad del servicio se puede establecer una diferencia entre las tasas de penetración de diferentes distritos ni entre las tasas de evolución histórica y lo proyectado.

9.1.3.1.2 Tasa de penetración para nuevos proyectos

Una forma de poder evaluar la evolución del factor de penetración para las redes de los nuevos proyectos del Concesionario es definiendo curvas tipos que pueden ser comparados con el resto de las curvas de penetración de los diferentes distritos de Lima y Callao. Por ende, se han definido las curvas tipos, tomando en consideración algunos proyectos particulares de tres distritos representativos de Lima y Callao, por sus niveles de cobertura de red y sus estratos socioeconómicos. Los distritos son: Villa El Salvador, Los Olivos y San Juan de Miraflores.

- **Villa El Salvador:**

**Gráfico N° 185 Evolución tasa de penetración distrito Villa El Salvador:
Proyecto en Av. Micaela Bastidas**



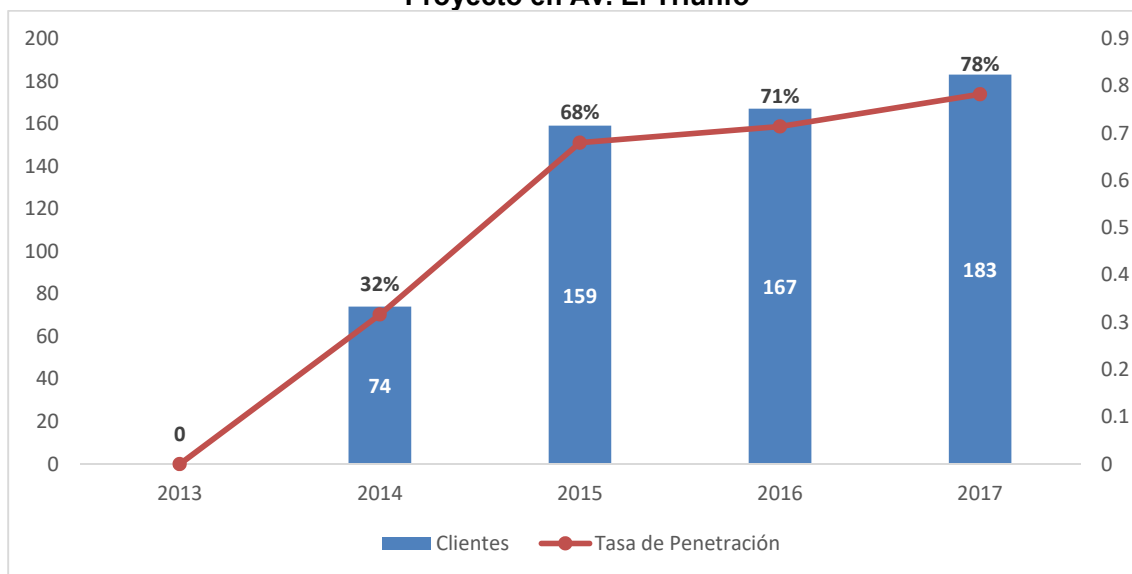
Fuente: Elaboración propia, desarrollado en base a información comercial de Cálidda.

Para el caso de un proyecto particular en el distrito de Villa El Salvador (distrito en la que predomina entre el 90% al 100% de los NSE medio-medio bajo-bajo), como el que se demuestra en el grafico anterior, se estima un potencial de 680 viviendas a ser abastecidas de gas natural por la empresa en los próximos años, alcanzando una penetración del 94% para el año 2017, esto significa cubrir 639 viviendas ese año.

Esta es una curva tipo dentro de un distrito donde la tasa de penetración global es de alrededor de 96%.

- **San Juan de Miraflores:**

**Gráfico N° 186 Evolución tasa de penetración distrito San Juan de Miraflores:
Proyecto en Av. El Triunfo**



Fuente: Elaboración propia, desarrollado en base a información comercial de Cálidda

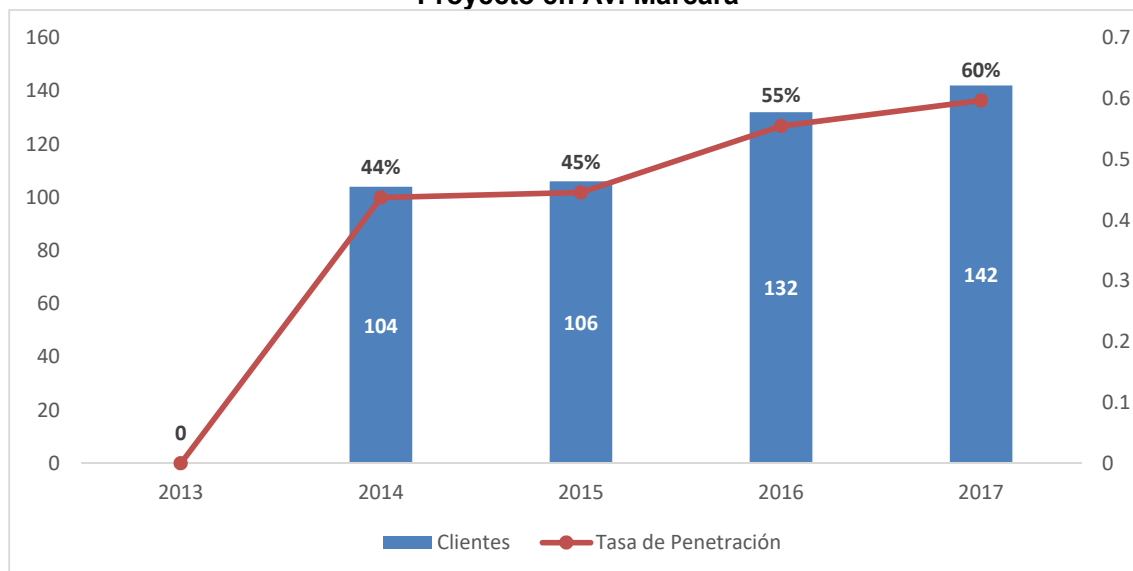
Para el caso de un proyecto particular en el distrito de San Juan de Miraflores (distrito en la que predomina entre el 75% al 90% de los NSE medio-medio bajo-bajo), como el que se demuestra en el grafico anterior, se estima un potencial de 234 viviendas a ser abastecidas de gas natural por la empresa en los próximos años, alcanzando una penetración del 78% para el año 2017, esto significa cubrir 183 viviendas ese año.

Esta es una curva tipo dentro de un distrito donde la tasa de penetración global es del mismo orden, igual a 78%.

- Los Olivos:

-

**Gráfico N° 187 Evolución tasa de penetración distrito Los Olivos:
Proyecto en Av. Marcara**



Fuente: Elaboración propia, desarrollado en base a información comercial de Cálidda

Para el caso de un proyecto particular en el distrito de Los Olivos (distrito en la que predomina entre el 50% al 75% de los NSE medio-medio bajo-bajo), como el que se demuestra en el grafico anterior, se estima un potencial de 238 viviendas a ser abastecidas de gas natural por la empresa en los próximos años, alcanzando una penetración del 60% para el año 2017, esto significa cubrir 142 viviendas ese año.

Esta es una curva tipo dentro de un distrito donde la tasa de penetración global es de alrededor de 60%.

Basada en las tasas de penetración actuales y la composición de estratos socioeconómicos de los distritos se definieron tasas de penetración de objetivos alcanzables en el próximo período tarifario para la estimación de la demanda en redes nuevas. A continuación, se detalla la misma:

Tabla N° 234 Tasas de penetración objetivo para cada estrato socioeconómico

% Estratos Medio, Medio Bajo y Bajo	Tasas de penetración objetivo [%]
90% a 100%	96%

75% a 90%	78%
50% a 75%	59%
Menor a 50%	20%

Fuente: Elaboración propia.

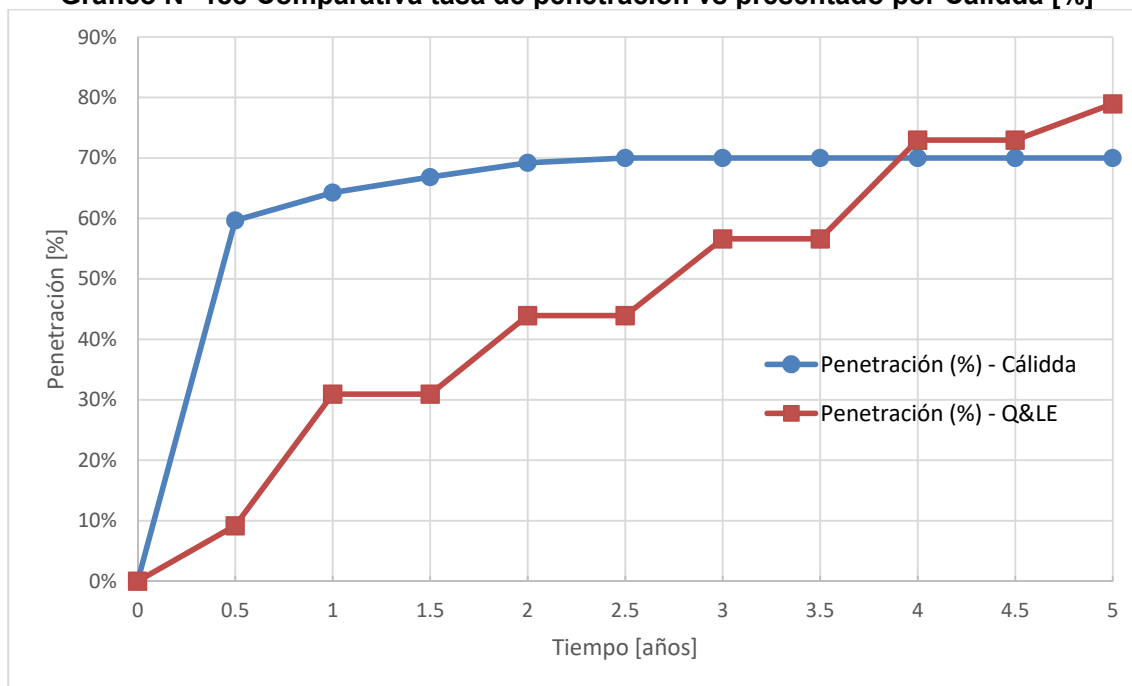
Para el caso de los clientes a incorporarse en los proyectos nuevos en la que prevé construir nuevos gasoductos ramificados en los diferentes distritos, se tomaron en cuenta las curvas tipos de los siguientes distritos: Villa El Salvador, San Juan de Miraflores; Los olivos y Magdalena del Mar, en las cuales se respetan dicha evolución de tasas de penetración.

Tabla N° 235 Tasas de penetración de curvas tipos

Distrito curva tipo	Tipo	2018	2019	2020	2021	2022
Villa El Salvador	A (96%)	71%	83%	88%	94%	96%
San Juan de Miraflores	B (78%)	32%	68%	71%	78%	78%
Los Olivos	C (59%)	44%	45%	55%	60%	60%
Magdalena del Mar	D (20%)	6%	9%	18%	20%	20%

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presenta la comparativa entre la evolución del factor de penetración presentado por el Consultor y aquel que propone el Concesionario. Si bien el Concesionario presenta una única curva del factor de penetración, se estima que lo más recomendable es trazar una curva de dicho factor para cada distrito, de manera tal de considerar las diferencias existentes entre los niveles socioeconómicos de cada uno de los distritos. Sin embargo, de manera comparativa el Consultor para a compara el factor global de penetración de todos los distritos en el siguiente grafico:

Gráfico N° 188 Comparativa tasa de penetración vs presentado por Cálidda [%]

Fuente: Elaboración propia.

9.1.4 Análisis comparativo-internacionales del factor de penetración

A continuación, se presenta una comparativa internacional en las que intervienen una empresa de Argentina, dos empresas de Colombia y una de Brasil, donde se ha desarrollado la industria del gas, respecto al factor de cobertura/penetración especialmente de clientes residenciales. Estas empresas han sido seleccionadas en forma referencial, principalmente ya que se rigen con un marco normativo y tarifario similar al de CÁLIDDA.

9.1.4.1 Benchmarking internacional

Se analizó la experiencia internacional de diversas empresas de distribución de gas natural en la expansión de redes de distribución de gas natural atendiendo a clientes residenciales a lo largo del tiempo, lo que permitió sacar conclusiones respecto al ritmo que el coeficiente de cobertura o penetración podría llegar a tener la red de Lima y Callao.

Para ello, se analizó en un periodo de años la evolución de la incorporación de los clientes residenciales a lo largo del tiempo en cada una de las ciudades o zonas de concesión consideradas en este estudio, determinando el coeficiente de cobertura año tras año que indica cual es el porcentaje de hogares o viviendas que se encuentra conectado a la red.

De esta manera, el resultado arrojado por este coeficiente refleja la estrategia comercial que han seguido las empresas a lo largo del tiempo en cuanto a tendido de redes, pero que también se sabe que se encuentra muy influenciado por el precio del gas natural, el precio de los sustitutos y por aquella parte de la red común y/o interna que los clientes tienen que asumir como costo propio en algunos casos.

En función de la disponibilidad de información, se ha considerado empresas distribuidoras de gas natural de Argentina (Gas Natural BAN S.A.), por ser un país con una larga tradición en el uso del gas natural. También se han considerado empresas de Colombia (GAS NATURAL S.A E.S.P de Bogotá y EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. de Antioquia, Medellín), que han aumentado la cobertura de clientes residenciales en forma significativa en los últimos años. El análisis de estos coeficientes de cobertura y su evolución se realizó teniendo en cuenta las particularidades que poseen las determinadas zonas de concesión de distribución de gas natural que han sido puestos en análisis para este estudio.

Desde ya hace un tiempo, la propuesta de OSINERGMIN considera para la estimación de la demanda de las categorías A y B un factor de penetración que debería llegar al 70% (Resolución 378-2006 OSD-CD), como valor de alta maduración de mercado.

a. La Experiencia Argentina

En Argentina, la distribución del gas natural está a cargo de nueve empresas distribuidoras que resultaron de la división de la empresa estatal Gas del Estado S.A., en el momento de su privatización en 1992. Entre estas empresas están:

- Gas Natural BAN S.A., que es una empresa que cubre 30 municipios en su área de distribución (15.000 km²) de la provincia de Buenos Aires, contando con alrededor de 1,6 millones de clientes que consumen gas natural.

A los efectos de analizar la evolución del factor de penetración se ha considerado dicha empresa (GasBan), ya que las restantes de Argentina se alejan mucho de las características que podría tener la empresa de distribución de gas natural de Lima y Callao.

A continuación, se muestra en la tabla la evolución del crecimiento de los clientes residenciales en los últimos 4 años y las tasas de penetración alcanzadas en la actualidad por municipio:

Tabla N° 236 Evolución de la cantidad de clientes y volumen vendido

Año	Clientes Residenciales	
	Cantidad clientes (#)	Volumen vendido (MMm3)
2013	1.501.867	1.720
2014	1.532.055	1.601
2015	1.557.904	1.611
2016	1.577.229	1.727

Tabla N° 237 Distribución del % de Penetración por municipio

Municipio	Viviendas Gasificables	Viviendas Vacías	Viviendas c/ Gas Domestico	% Penetración
CAMPANA	29.776	2.933	23.591	87,89%
CAPITÁN SARMIENTO	4.275	392	3.628	93,43%
CARMEN DE ARECO	4.485	579	3.158	80,85%
ESCOBAR	58.461	5.028	37.673	70,50%
EXALT. DE LA CRUZ	12.011	1.488	5.442	51,71%
GRAL. LAS HERAS	5.500	564	2.723	55,17%
GRAL. RODRIGUEZ	23.441	4.221	12.092	62,91%
HURLINGHAM	54.999	3.072	46.212	88,99%
ITUZAINGO	57.696	3.772	47.519	88,12%
JOSE C. PAZ	50.431	3.634	32.733	69,95%
LA MATANZA	368.200	26.834	291.104	85,28%
LUJAN	35.970	3.704	27.698	85,84%
MALV. ARGENTINAS	70.799	4.007	53.553	80,18%
MARCOS PAZ	15.492	1.453	6.947	49,48%
MERCEDES	20.830	2.463	16.727	91,07%
MERLO	120.130	7.573	77.798	69,12%
MORENO	92.323	7.963	57.170	67,77%
MORON	137.115	12.134	115.880	92,72%
PILAR	78.561	8.425	44.603	63,60%
S ANTONIO DE ARECO	7.037	784	5.403	86,41%
S. ANDRES DE GILES	6.540	668	4.428	75,40%
SAN FERNANDO	54.148	4.022	42.002	83,79%
SAN ISIDRO	122.736	9.963	101.483	89,99%
SAN MARTIN	150.169	12.749	121.423	88,36%
SAN MIGUEL	77.509	6.292	63.477	89,13%
TIGRE	118.042	11.667	80.059	75,26%
TRES DE FEBRERO	145.662	11.815	121.177	90,53%
VICENTE LOPEZ	135.044	12.227	112.786	91,83%
ZARATE	34.297	2.613	25.740	81,24%
Total ares de Distribución	2.091.677	173.040	1.584.229	82,57%

Como se observa en la primera tabla, GasBan alcanza los 1,5 millones de clientes en el 2016 teniendo un crecimiento sistemático a lo largo de los últimos 4 años.

En la segunda tabla se observa las tasas de penetración que ha tenido GasBan en el último año, alcanzando niveles globales de alrededor de 83% dado que cuenta con una gran área de cobertura a la que debe suministrar, siendo 2 millones la cantidad de viviendas que son gasificables.

De la experiencia de Argentina podemos concluir que:

- En la actualidad el coeficiente de penetración llegó a ser de alrededor del 83% para el 2016 a nivel global.
- Esto significa que las tasas de crecimiento del coeficiente para estas empresas fueron crecientes.
- El nivel de penetración alcanzado se debe principalmente a la actividad comercial que sostuvo GasBan a lo largo del tiempo, para alcanzar la incorporación de nuevos clientes, en el marco de la coyuntura general del país.
- Se focalizó en la mejora y actualización de los procesos internos y externos de la gestión comercial. En este proceso también se destaca el diálogo desarrollado con la Secretaría de Vivienda y Habitat de la Nación, el PROFIDE (Fondo Fiduciario para el Desarrollo del Plan de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires) y diversos municipios con el objeto de lanzar a lo largo de 2017 un plan de microcréditos destinado a los sectores con dificultades de acceso a fin de que se puedan conectar a las redes de gas natural.
- En términos globales desde sus inicios, los proyectos impulsados por la Fundación Pro Vivienda Social en Moreno permitieron que mas de 28 000 personas (cifra que supera la mitad de la población de los barrios en los que se actuó) se hayan beneficiado de este programa y puedan acceder al gas natural por redes, utilizando una energía más limpia y aumentando el valor de sus viviendas, mediante la construcción total de 134.500 metros de red de gas en esta zona.
- Además, se implementó el denominado proyecto Pro Cre Ar (Programa Crédito Argentino), una forma consolidada con las empresas constructoras intervinientes en el programa y con el Banco Hipotecario (administrador del Fondo del programa), lo cual ha permitido a la Sociedad posicionarse como actor de consulta para los auditores de obras de dicho Banco, asegurando así la gasificación de todos los desarrollos urbanísticos en la zona de distribución de la Sociedad.

- Se continuó impulsando la financiación de instalaciones internas, con el objeto de facilitar el acceso al servicio, manteniendo los acuerdos con entidades financieras, siempre con la inclusión de la cuota en las facturas de gas.

b. La Experiencia Colombia

Para analizar el factor de cobertura y de penetración de Colombia se ha considerado el estudio de dos grandes empresas distribuidoras que abarcan dos áreas bien diferenciadas: Bogotá y Medellín.

Tabla N° 238 Evolución de la población, clientes residenciales conectados y potenciales de GAS NATURAL S.A E.S.P

Año	Catastro Población	Total Residenciales	Total Usuarios
		Anillados	Residenciales Conectados
2006	1.391.049	1.247.771	1.273.386
2007	1.447.374	1.418.427	1.346.510
2008	1.762.685	1.713.956	1.418.219
2009	1.762.685	1.682.039	1.488.463
2010	1.847.029	1.745.873	1.553.932
2011	1.931.372	1.811.161	1.619.654
2012	1.931.372	1.862.508	1.660.412
2013	1.931.372	1.872.881	1.714.822
2014	1.952.885	1.883.254	1.772.370
2015	1.952.885	1.877.635	1.811.636
2016	1.942.097	1.877.538	1.868.920
2017	1.962.122	1.898.470	1.890.738

Tabla N° 239 Evolución de la población, clientes residenciales conectados y potenciales de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P

Año	Catastro Población	Total Residenciales	Total Usuarios
		Anillados	Residenciales Conectados
2006	594.553	353.077	160.230
2007	594.553	443.241	211.132
2008	594.553	504.433	266.961
2009	594.553	531.670	305.365
2010	594.553	547.878	343.769
2011	621.703	607.380	396.324
2012	621.703	645.522	448.959
2013	621.703	649.117	490.371
2014	628.628	652.712	521.703
2015	628.628	650.765	547.951
2016	625.155	650.731	577.279
2017	631.601	657.986	592.962

Ambas compañías han sufrido un crecimiento muy grande en los últimos años como así también ocurrió con la incorporación de clientes a la red. A partir del año 2006 y según lo que se observa en las tablas anteriores, se pone de manifiesto cómo a partir de este año ocurre un crecimiento sostenido de las conexiones domiciliarias, las cuales eran de aproximadamente de 1,2 millones y, para el año 2016, este número ascendería a 1,8 millones de conexiones. Dicho incremento representa una tasa de crecimiento promedio anual del 48% para el período de análisis.

Sin duda, la cobertura no sólo ha crecido en términos del número de hogares servidos, sino que también ha ocurrido un sostenido aumento en la cobertura geográfica del servicio. También este sostenido aumento se puede explicar a causa del Plan de Masificación del Gas y sus reformas regulatorias que se vienen implementado en el transcurso del tiempo.

A continuación, se observan los gráficos donde muestra cómo evolucionan las tasas de cobertura y de penetración de gas para las empresas en Bogotá y Medellín, logrando alcanzar en ambos casos tasas de penetración muy elevadas (99,59% y 90,12%, respectivamente).

Gráfico N° 189 Evolución de la cobertura residencial vs. Tasa de penetración residencial de GAS NATURAL S.A E.S.P

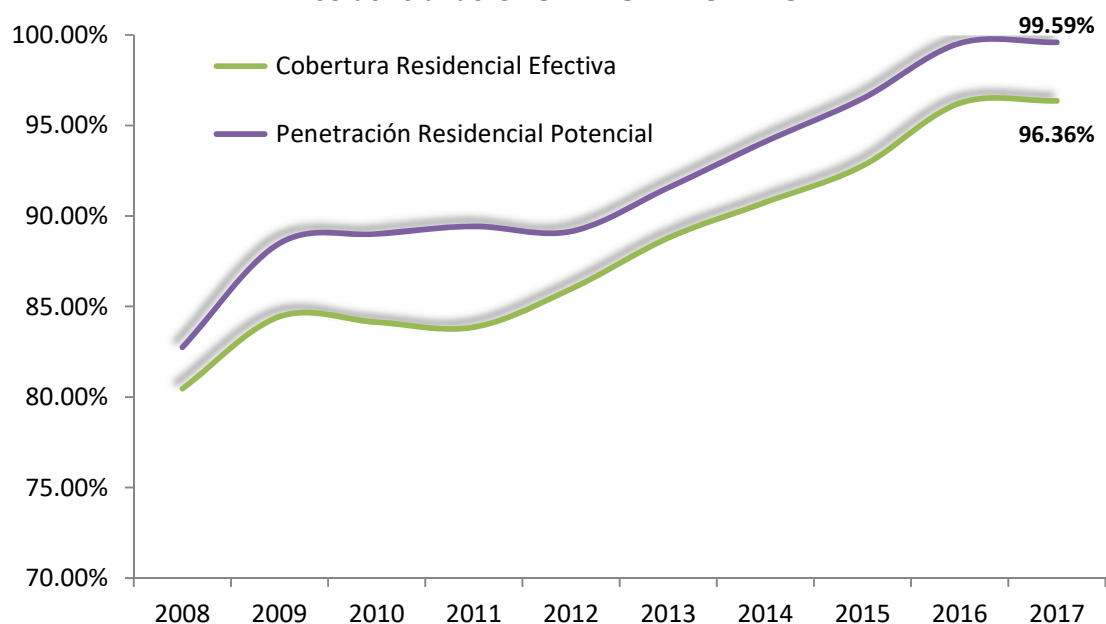
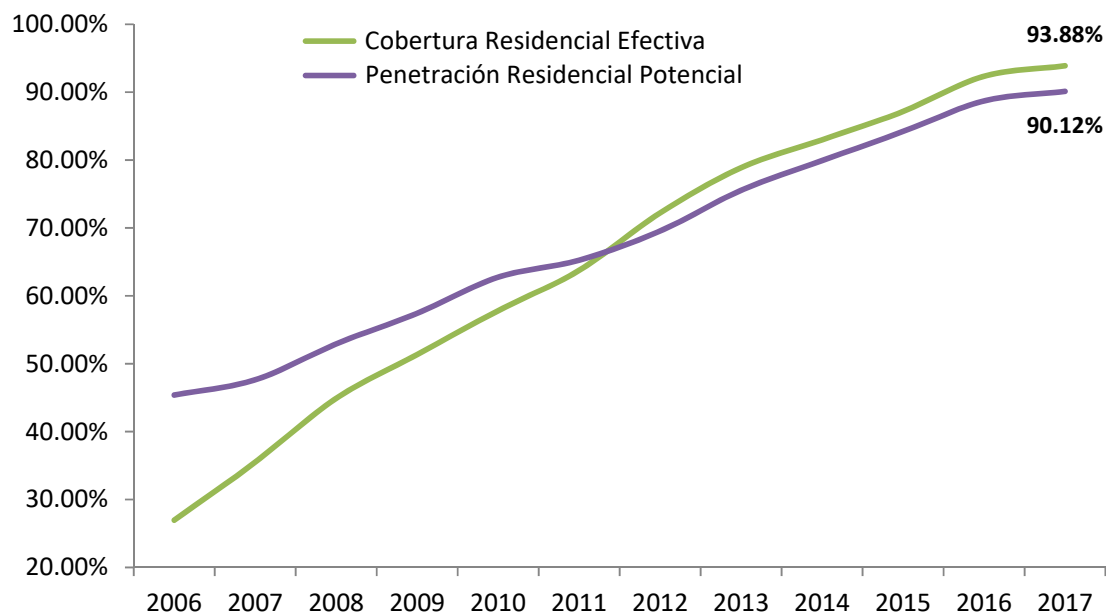


Gráfico N° 190 Evolución de la cobertura residencial vs. Tasa de penetración residencial de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P



De la experiencia de Colombia podemos concluir que:

- La penetración en Medellín ha sido lenta con respecto a las demás ciudades de Colombia, presumiblemente porque la energía, que es el sustituto directo, era prestada por la misma empresa y, en este sentido, no se ha realizado una campaña agresiva de expansión del servicio.
- En la actualidad el coeficiente de cobertura para GAS NATURAL S.A E.S.P y EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P supera más del 90%.
- En cuanto al factor de penetración, este coeficiente ronda casi el 100% para la zona de Bogotá y el 90% para Medellín.
- Esto significa que las tasas de crecimiento del coeficiente de cobertura y de penetración para estas empresas fueron crecientes y en promedio fueron del 12% y 7% anuales, respectivamente.

Tabla N° 240 Tasas de crecimiento del factor de cobertura y de penetración para las empresas de Colombia

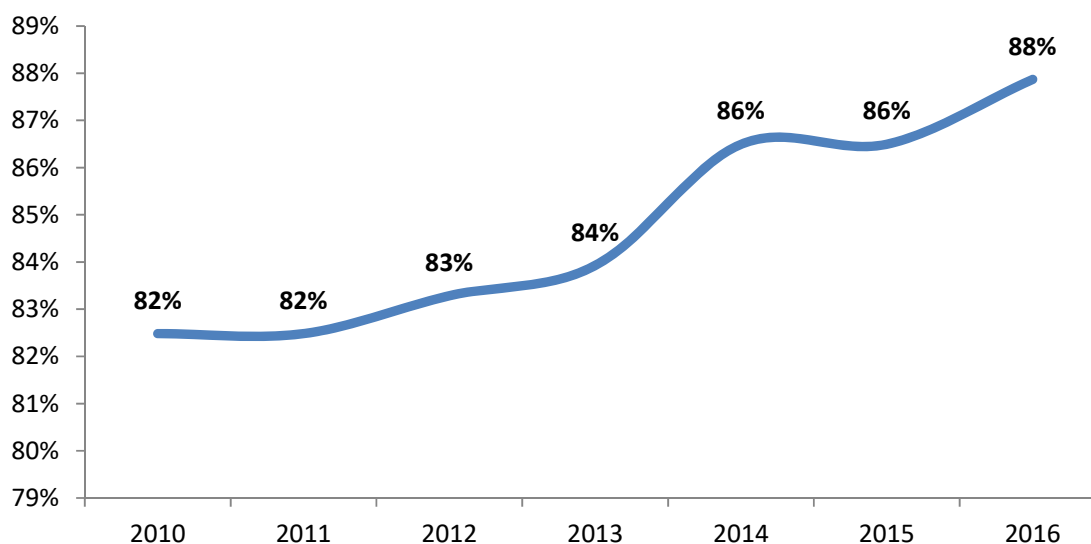
Año	Gas Natural S.A.		Empresas Públicas de Medellín	
	Cobertura	Penetración	Cobertura	Penetración
2007	2%	-7%	32%	5%
2008	-14%	-13%	26%	11%

Año	Gas Natural S.A.		Empresas Públicas de Medellín	
	Cobertura	Penetración	Cobertura	Penetración
2009	5%	7%	14%	9%
2010	4%	1%	13%	9%
2011	-5%	0%	5%	4%
2012	3%	0%	13%	7%
2013	3%	6%	9%	12%
2014	2%	6%	5%	9%
2015	-3%	-4%	0%	-1%
2016	9%	3%	12%	5%
2017	0%	0%	2%	2%

c. La Experiencia Brasil

Para analizar el factor de penetración de Brasil se ha considerado el estudio de una empresa distribuidoras que es la CEG Rio, que abarca un área bien diferenciada de Rio de Janeiro, la segunda ciudad con mayor densidad poblacional después de San Pablo. Se considero esta empresa ya que es con la que se cuenta con información disponible para su análisis.

Gráfico N° 191 Evolución de la Tasa de penetración residencial de CEG Rio



El periodo analizado ya considera un mercado madurado con respecto a periodos anteriores, donde han sido incorporados una gran cantidad de clientes a la red durante el transcurso de los años, es por ello por lo que el factor de penetración visto en la gráfica crece de manera lenta, pero a su vez mantiene un constante incremento desde el 2010 hasta la

actualidad, alcanzándose una tasa de crecimiento promedio de aproximadamente del 1% por año.

9.1.4.2 El uso de los coeficientes de penetración de clientes residenciales

A continuación, se presenta una tabla resumen con los resultados de tasas de cobertura y penetración para las diferentes experiencias internacionales:

Tabla N° 241 Resumen benchmarking experiencia internacional

País/Empresa	Factor de Cobertura Actual	Tasa de crecimiento (%)	Factor de Penetración Actual	Tasa de crecimiento (%)
Argentina				
Gas Natural Ban S.A.			83,00%	3,00%
Colombia				
Gas Natural S.A.	96,36%	0,64%	99,59%	-0,05%
Empresas Públicas de Medellín	89,60%	11,92%	90,12%	6,50%
Brasil				
CEG Rio			87,87%	1,07%

9.2 Estimacion del Factor de Uso

9.2.1 Determinación de la categoría tarifaria en base a la capacidad solicitada en las SFS

Para el análisis se utilizó la tabla de información presentada por el Concesionario en respuesta a las observaciones, dicha tabla presenta la solicitud de factibilidad de suministro de cada cliente así como su demanda media, se hizo un análisis para cada una de las categorías tarifaria a diferencia que el Concesionario el cual determina un factor para todas las categorías, se eliminaron los datos que no son representativos y se consideró dentro de los datos representativos el 80% de ellos, a continuación los resultados, para el análisis solo se consideraron las categorías tarifaria C, D, E y GE.

Tabla N° 242 Análisis del factor de ajuste para la Categoría C

N	NOMBRE	FECHA ALTA	TARIFA	SOLICITADO ENSFS m3/mes	CONSUMO REAL m3/mes	ANÁLISIS	CONSUMO REAL/SFS	80% DE LA MUESTRA	FACTOR DE AJUSTE ESTIMADO
1	SAN FERNANDO S.A.	26/05/2014	REG-C	53.367	144.437	No incluido en el análisis por superar la SFS			
2	METROCOLORS.A.	07/02/2014	REG-C	30.990	80.772				
3	CREACIONES DE EXPORTACSON 5.A.	28/04/2015	REG-C	22.500	56.480				
4	LATEX Y PLASTICOS S.R.L.	10/12/2014	REG-C	25.800	44.070				
5	CORPORACION TEXTIL IMPERIO DELSOL S-A	27/06/2014	REG-C	139.980	193.728				
6	PANADERIA SAN JORGE S.A.	09/03/2014	REG-C	192.000	242.964				
7	PROCESAOORA DE ALIMENTOS CIELO S.A.C.	29/08/2015	REG-C	37.950	44.418				
8	OVOSUR S.A.	10/04/2014	REG-C	27.090	31.002				
9	CORPORACION PERUANA DE PRODUCTOS QUIMICOS S.A.	14/03/2014	REG-C	99.240	82.300	Incluido	83%	80 %	41%
10	INTERNATIONAL BAKERY S.A.C	28/11/2014	REG-C	46.000	37.751	Incluido	82%		
11	CORPORACION KATAL S.R.L.	16/06/2016	REG-C	60.000	49.155	Incluido	82%		
12	ENVASES LIMA S.A.C.	31/08/2015	REG-C	26.000	20.357	Incluido	78%		
13	PAPELERA ZARATE S.A.C.	26/08/2016	REG-C	75.000	54.600	Incluido	73%		
14	SALES Y DERIVADOS OE COBRES	28/06/2017	REG-C	121.800	82.654	Incluido	68%		
15	TUBOS Y PERFILES METALICOS S.A.	23/11/2016	REG-C	23.670	15.154	Incluido	64%		
16	ERENOS. A	14/12/2016	REG-C	79.500	50.058	Incluido	63%		
17	TEXSORSA 5.A.C.	30/06/2014	REG-C	225.000	119.715	Incluido	53%		
18	COMPAÑIA ALMACENERA LA COLONIAL S.A.	28/02/2017	REG-C	90.960	47.152	Incluido	52%		
19	RED STAR DEL PERU S.A.	01/09/2015	REG-C	79.680	39.820	Incluido	50%		
20	ANYPSA PERU S.A.	28/11/2015	REG-C	108.000	53.454	Incluido	49%		
21	INDUSTRIAL TEXTIL ACUARIO S.A.	25/11/2016	REG-C	20.500	9.378	Incluido	46%		
22	FABRITRADE S.A.C.	10/12/2015	REG-C	264.210	119.815	Incluido	45%		

N	NOMBRE	FECHA ALTA	TARIFA	SOLICITADO ENSFS m3/mes	CONSUMO REAL m3/mes	ANÁLISIS	CONSUMO REAL/SFS	80% DE LA MUESTRA	FACTOR DE AJUSTE ESTIMADO
23	FITESA PERU S.A.C.	30/03/2016	REG-C	69.000	31.142	Incluido	45%		
24	PERU FASHION S.A.C.	09/06/2017	REG-C	27.690	12.251	Incluido	44%		
25	BEWNELAS.A.C,	28/03/2016	REG-C	32.400	13.743	Incluido	42%		
26	INTRADEVCO INDUSTRIAL S.A	27/12/2016	REG-C	57.000	23.387	Incluido	41%		
27	MEBOL S.A.C.	27/07/2016	REG-C	35.700	12.650	Incluido	35%		
28	MOLITUA S.A.	22/12/2016	REG-C	222.900	76.209	Incluido	34%		
29	MEGABANDA S.A.C.	09/11/2016	REG-C	27.240	8.961	Incluido	33%		
30	CURTIDURIA ÉL PORVENIR S.A.	29/02/2016	REG-C	43.560	14.075	Incluido	32%		
31	NOVA PLAST PERU S.R.L.	31/03/2016	REG-C	31.200	9.478	Incluido	30%		
32	COMPAÑIA MOLINERA OELCENTRO S.A.	21/12/2015	REG-C	223.920	64.462	Incluido	29%		
33	INDUSTRIAS ALGOTEC S.A.	03/03/2017	REG-C	33.600	8.152	Incluido	24%		
34	B BRAUN MEDICAL PERU S.A	15/05/2015	REG-C	288.000	67.754	Incluido	24%		
35	GLOCUM S.A.C.	07/06/2017	REG-C	57.900	13.065	Incluido	23%		
36	FORU PLASTIK S.A.	26/06/2017	REG-C	153.480	32.393	Incluido	21%		
37	ACRICORP S.A.C.	15/07/2016	REG-C	108.000	19.137	Incluido	18%		
38	LAVANDERIA Y TINTORERIA COLOR'S SAC	28/06/2016	REG-C	42.000	7.354	Incluido	18%		
39	BARTORI 5.A.C	21/04/2016	REG-C	46.200	7.415	Incluido	16%		
40	INDUSTRIAS PLOMAR S.A.C.	02/07/2014	REG-C	162.000	25.213	Incluido	16%		
41	INDUSTRIA GRAFICA CIMAGRAF S.A.C.	22/04/2016	REG-C	30.000	3.680	Incluido	12%		
42	FAS RICA DE FIDEOS LA PASTA E.I.R.L	30/09/2015	REG-C	252.000	28.655	Incluido	11%		
43	CORPORACION PERUANA DEL ALUMINIO S.A.C.	25/11/2016	REG-C	18.000	1.105	Incluido	6%		
44	MASTER8READ S.A.	19/11/2015	REG-C	69.000	3.887	Incluido	6%		
45	COMPAÑIA PERUANA DE VIDRIO S.A.C.	25/07/2014	REG-C	126.000	4.824	Incluido	4%		
46	M.R. INVERSIONES PERU ALFA S.R.L	26/06/2017	REG-C	210.000	3.408	Incluido	2%		
47	FIBRA KIM E.I RL	20/07/2017	REG-C	928.300	8.036	Incluido	1%		

N	NOMBRE	FECHA ALTA	TARIFA	SOLICITADO ENSFS m3/mes	CONSUMO REAL m3/mes	ANÁLISIS	CONSUMO REAL/SFS	80% DE LA MUESTRA	FACTOR DE AJUSTE ESTIMADO
48	CONSORCIO METALURGICO S.A.	29/12/2016	REG-C	250.800	1.494	Incluido	1%		
49	MT INDUSTRIAL S.A.C.	23/06/2017	REG-C	27.930	44	Incluido	0%		
50	HILADOS ACRILICOS SAN JUAN S.A.C.	28/02/2017	REG-C	108.000	106	Incluido	0%		
51	FGA INGENIEROS	21/11/2016	REG-C	25.440	5	Incluido	0%		

Tabla N° 243 Análisis del factor de ajuste para la Categoría D

N	NOMBRE	FECHA ALTA	TARIFA	SOLICITADO ENSFS m3/mes	CONSUMO REAL m3/mes	ANÁLISIS	CONSUMO REAL/SFS	80% DE LA MUESTRA	FACTOR DE AJUSTE ESTIMADO
1	PARQUE INDUSTRIAL HUACHIPA S.A.C.	21/12/2016	REG-D	360.000	346.619	Incluido	96%	80%	75%
2	COMPAÑIA MINERA LUREN S.A.	31/07/2014	REG-D	1.080.000	1.036.611	Incluido	96%		
3	QUIMPAC S.A.	11/04/2014	REG-D	900.000	584.379	Incluido	65%		
4	FABRICA PERUANA ETERNIT	26/05/2017	REG-D	600.000	268.697	Incluido	45%		
5	MONOELEZ PERUS.A.	11/10/2016	REG-D	706.410	282.757	Incluido	40%		

Tabla N° 244 Análisis del factor de ajuste para la Categoría E

N	NOMBRE	FECHA ALTA	TARIFA	SOLICITADO ENSFS m3/mes	CONSUMO REAL m3/mes	ANÁLISIS	CONSUMO REAL/SFS	80% DE LA MUESTRA	FACTOR DE AJUSTE ESTIMADO
1	CERAMICOS PERUANOS S.A.	15/06/2017	REG-E	1.077.120	1.183.464	No Incluido	110%		
2	KIMBERLY CLARK PERU S.R.L.	25/01/2017	REG-E	1.044.000	774.103	Incluido	74%	80%	64%
3	INMOBILIARIA E INVERSIONES SAN FERNANDO S.A.	12/05/2017	REG-E	1.201.500	655.498	Incluido	55%		
4	CERAMICOS PERUANOS S.A.	24/07/2017	REG-E	38.456.400	751.453	Incluido	2%		

Tabla N° 245 Análisis del factor de ajuste para la Categoría GE

N	NOMBRE	FECHA ALTA	TARIFA	SOLICITADO ENSFS m3/mes	CONSUMO REAL m3/mes	ANÁLISIS	FACTOR DE AJUSTE ESTIMADO
1	KIMBERLY CLARK DEL PERU SRL PLANTA SANTA CLARA	08/08/2014	REG GE	841800	504737	Incluido	60%
2	PROGENERE	16/07/2016	REG GE	556860	750000	No Incluido	

9.3 Elaboración de la propuesta tarifaria con nueva segmentación de categorías

Una vez revisada la demanda actual de gas natural por categorías de consumo y sus consumos unitarios y luego de haber evaluado la proyección de demanda de los mercados objetivos, se procede a proponer una nueva distribución de categorías de consumidores, tanto para los residenciales como para los comerciales.

La segmentación de las categorías tarifarias toma en consideración lo establecido en el Procedimiento de Estudio Tarifarios, definiendo categorías de clientes de la siguiente manera:

“Artículo 19.- Categoría de Consumidores

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

19.2. Debe haber dos grandes grupos de conjuntos de clientes: Regulados e Independientes. Dentro de estos grupos pueden existir subconjuntos en función del volumen de consumo; así como un subconjunto especial para el GNV, para el generador eléctrico y para otros segmentos especiales de consumo pertenecientes a la zona de concesión.

19.3. Se debe considerar que todos los consumidores conectados al sistema de distribución pagarán la tarifa correspondiente a su categoría tarifaria, independiente de la ubicación, punto de conexión o presión del suministro.

19.4. Se debe considerar consumos mínimos para permanecer en una determinada categoría tarifaria.”

De esta manera se siguieron los siguientes pasos para definir las categorías y sus bloques de facturación correspondientes, respetando lo establecido para el diseño tarifario, tanto para los residenciales como para los comerciales. Las categorías tarifaria restantes permanecen invariables.

9.3.1 Segmentación de los clientes residenciales

Como primera medida, se efectuó un análisis minucioso del mercado residencial a través de las bases de facturación del Concesionario, lo cual permite definir una nueva propuesta de

apertura de segmentos de las categorías tarifarias residenciales con el fin de contemplar la totalidad de los clientes por niveles de consumo mensuales de gas natural.

Primeramente, del análisis se extrajo que aquellos clientes que responden al uso del gas natural residencial y que se encuentren en la bases comerciales en la categoría A, cuyo consumos superen los 300 m³ - limite máximo de la Categoría A que se definió conforme a la Tabla N° 13- pasan a ser consideradores como clientes de la Categoría B, dado que superan su rango de consumo.

A continuación se muestran del análisis de la base comercial como se encuentran los clientes residenciales distribuidos por consumo para junio del 2017, en cuyo análisis fueron retirados los clientes que no tienen consumo o registran consumo cero (0):

Gráfico N° 192 Análisis Bases comerciales: Total de clientes residenciales

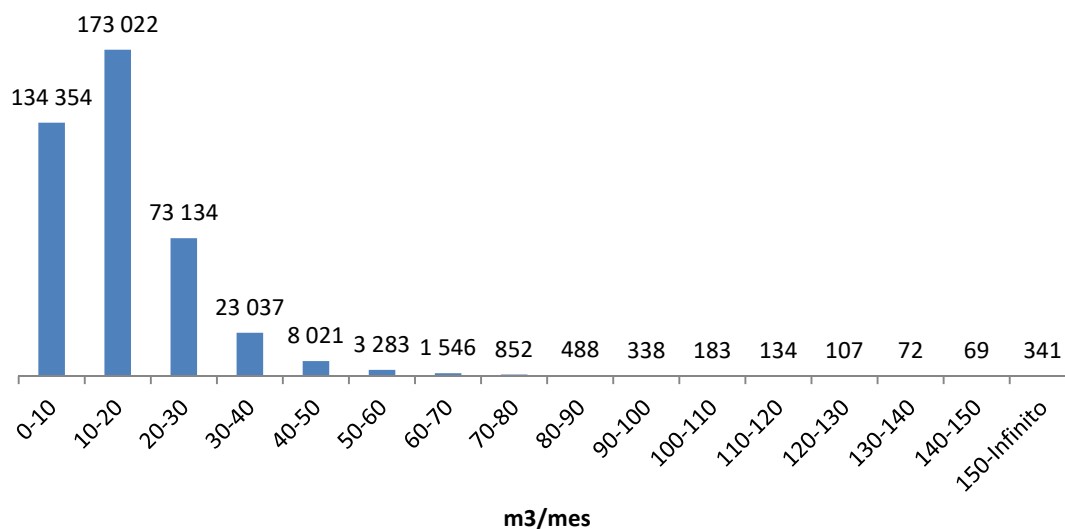


Gráfico N° 193 Análisis Bases comerciales: Total de clientes residenciales Categoría A1

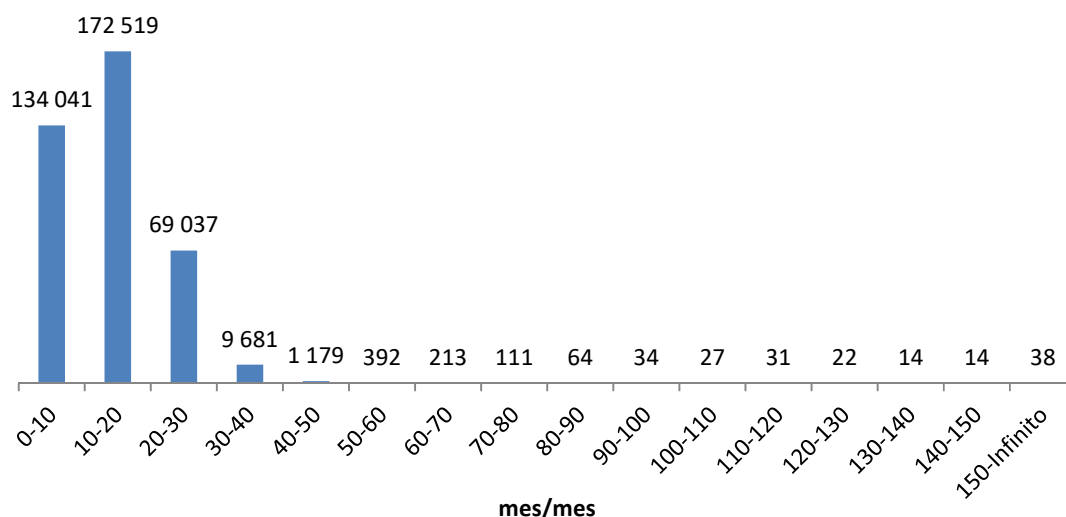
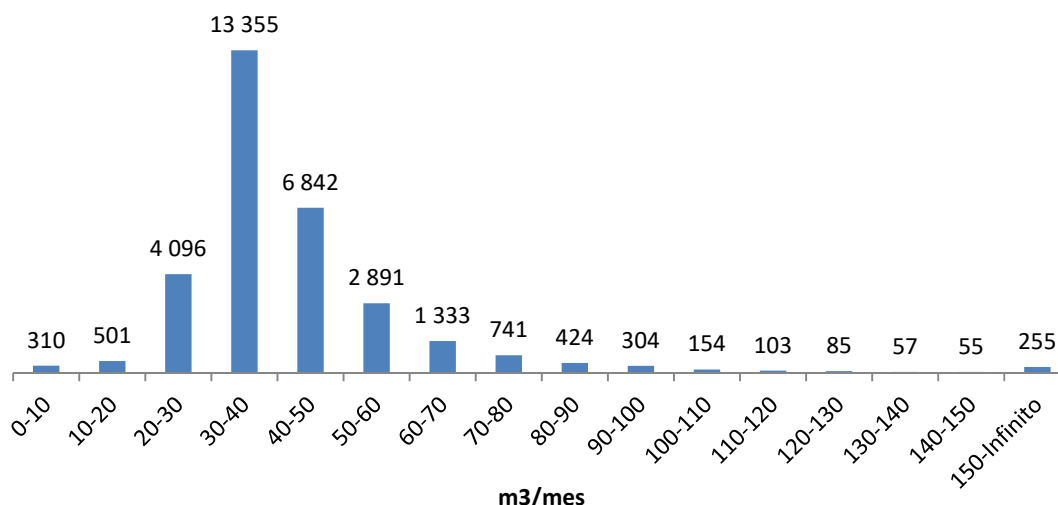


Gráfico N° 194 Análisis Bases comerciales: Total de clientes residenciales Categoría A2



De los gráficos anteriores se observa que los clientes residenciales existentes se separan en las categorías A1 (con rangos marcadamente entre 0 y 30 m3/mes) y A2 (entre 30 y 300 m3/mes), correspondiente a la estructura tarifaria vigente por parte del Concesionario y con la que ha sido definido el diseño tarifario.

Como la recategorización de los clientes tiene como objetivo abarcar el mayor numero posible de conexiones dentro del alcance de distribución de gas natural del Concesionario

en Lima y Callao, es factible de poder segmentarse los clientes residenciales no en dos categorías, como se presenta actualmente, si no en una Categoría A con diversos bloques de facturación cuyas tarifas sean crecientes con el consumo de gas natural.

Esta idea, de la posibilidad de segmentación por bloques de facturación en la Categoría A, deviene del estudio de una serie de distribuidoras consolidadas tal como las de Brasil como ser CEG, CEG RIO, COMGAS y otras, como así también las distribuidoras de Argentina como ser ECOGAS, empresas en las que presentan estructuras tarifarias crecientes con el volumen demandado, por lo que para esta propuesta se procede a realizar el diseño tarifario con segmentación de categorías con el mismo planteo tarifario que la mayoría de la distribuidoras consolidadas ya mencionadas.

En función a lo explicado anteriormente se propone una nueva definición de categorías tarifarias para los residenciales, donde se establece la segmentación de la categoría A en cuatro bloques de facturación (Res 1, Res 2, Res 3 y Res 4) en función a los niveles demandados de gas natural que implica diferentes cargos volumétricos. En la siguiente tabla se detallan los límites entre bloques, la cantidad de clientes y volumen demandado y sus respectivos porcentajes.

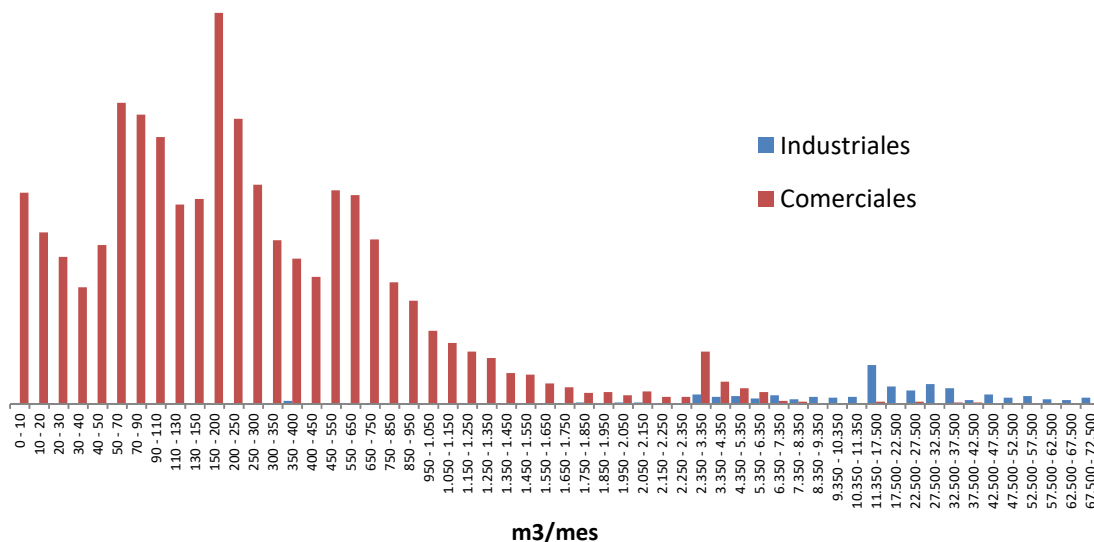
Tabla N° 246 Propuesta de segmentación de los clientes de la Categoría A por bloques de facturación y su respectiva demanda mensual

Categoría A	Bloques de facturación (m3/mes)		Cantidad clientes	%	Volumen (m3/mes)	%
Bloque 1	0	10	134.354	32%	833.274	12%
Bloque 2	10	20	173.022	41%	2.611.760	38%
Bloque 3	20	40	96.171	23%	2.593.312	37%
Bloque 4	40	300	15.336	4%	893.256	13%
TOTAL			418.883	100,0%	6.931.601	100,0%

9.3.2 Segmentación de los clientes comerciales

Del análisis de las bases comerciales, la cantidad de clientes comerciales y en este caso adicionando a los gráficos los clientes industriales, se distribuyen de la siguiente manera:

Gráfico N° 195 Análisis Bases comerciales: Total de clientes comerciales e industriales



En dicho análisis también fueron retirados los clientes que no tienen consumo o registran consumo cero (0).

Con respecto a la recategorización de los clientes comerciales, se propone dividir la Categoría B en dos (B1 y B2), donde B1 es una categoría de índole comercial y B2 de índole industrial. Sin embargo, este último se diferencia de la categoría C (Pequeñas industrias) en que dichos clientes no presentan contratos de capacidad y solo se hacen cargo de un cargo fijo y un variable. La segmentación en clientes y volumen queda dado en:

Tabla N° 247 Propuesta de segmentación de los clientes de la Categoría B por rango de consumo y su respectiva demanda mensual

Categoría B	Rangos de consumo (m3/mes)		Cantidad clientes	%	Volumen (m3/mes)	%
B1	300	3.000	2.113	96%	1.684.954	78%
B2	3.000	17.500	91	4%	470.656	22%
TOTAL			2.204	100,0%	2.155.610	100,0%

9.3.3 Nuevo Esquema de Segmentación de los clientes

El nuevo esquema de segmentación o estructura tarifaria debe responder a tarifas y su diseño del modo que lo especifica el Procedimiento en el siguiente artículo:

“Artículo 29.- Criterios para el Diseño Tarifario

29.1 Las tarifas finales para cada categoría de consumidor se deben diseñar considerando los siguientes principios:

a) La tarifa debe proveer los ingresos necesarios al concesionario para cubrir los costos reconocidos como eficientes. La evaluación se puede hacer para: i) el periodo de análisis; o ii) el periodo tarifario; o iii) el periodo de vigencia del plan de desarrollo presentado en la propuesta tarifaria.

b) Las tarifas se calcularán según las categorías tarifarias propuestas por el concesionario y los respectivos rangos de consumo, contemplando al menos una para GNV y otra para generadores eléctricos.

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

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

e) El factor de equilibrio tarifario debe permitir cubrir la proyección de los costos totales de la red de acero y polietileno con los ingresos que se proyecten percibir por la distribución de gas natural a los consumidores, de forma tal que se aplique un ajuste (incremento o reducción) de las tarifas bases de los consumidores de alto consumo en favor del resto de consumidores.

f) La tarifa se establecerá según una formulación tarifaria que considere los márgenes de distribución y comercialización y sus correspondientes factores de ajuste, como son los de caracterización de mercado y de equilibrio tarifario.

g) La tarifa para el consumidor de bajo consumo, menor a 30 m³/mes u otro límite definido por OSINERGMIN a propuesta del concesionario, debe proveer un ahorro al evaluar un consumo típico y los costos necesarios para el consumo del gas natural. La evaluación se debe hacer considerando el descuento del costo de promoción por la conexión de consumidores residenciales, el costo de la acometida, el derecho de conexión, el costo de la red interna y la conversión de artefactos; de acuerdo con el Plan de Promoción”

En el punto d) del artículo anterior establece que la tarifa debe ser decreciente con el incremento del volumen típico de la categoría. Esto se respeta para todo el esquema tarifario. Sin embargo, tal como se menciona en la sección 9.3.3, la Categoría A se plantea de forma que la tarifa sea creciente con el volumen pero dado que se divide en bloques de facturación sigue respetando el artículo del Procedimiento.

Finalmente, en la siguiente tabla se presenta las categorías tarifarias propuestas:

Tabla N° 248 Categorías tarifarias propuesta de Lima y Callao

Categoría Tarifaria	Descripción
Categorías por Rango de Consumos (Sm³/mes)	
A	Bloque 1: Desde 0 hasta 10 Sm ³ /mes Bloque 2: Desde 11 hasta 20 Sm ³ /mes Bloque 3: Desde 21 hasta 40 Sm ³ /mes Bloque 4: Desde 41 hasta 300 Sm ³ /mes
B1	Desde 301 hasta 3.000 Sm ³ /mes
B2	Desde 3.001 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

Categoría Tarifaria	Descripción
E	Consumidor independiente con un consumo mayor a 900.000 Sm3
Categorías Especiales, independiente del consumo mensual	
IP	Para instituciones publicas
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular
GE	Para generadores de electricidad (GGEE)

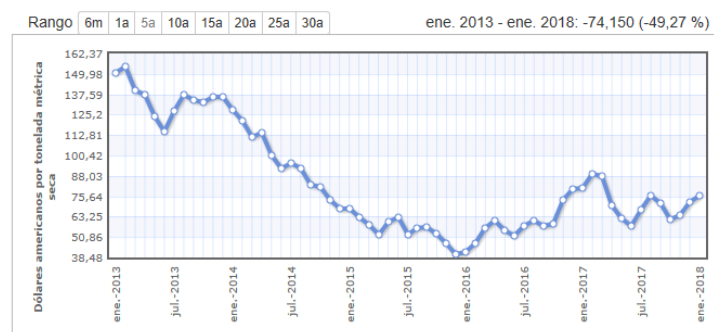
Esta estructura tarifaria a diferencia de la propuesta por Cálidda no contiene la categoría “Independiente e inicial industrial” ni la categoría “Generador Eléctrico Independiente e inicial”, dado que no se encuentra ningún sustento por la cual justificaría mantener dichas categorías en la estructura propuesta.

9.4 Costos unitarios de inversión

9.4.1 Estimacion del precio del Acero puesto en puerto Callao

Para efectos de determinar el costo de las tuberías de acero, se estimo un costos medio por kg de tubería de acero, el cual fue obtenido de las importaciones realizadas por el Concesionario al 2017, dicho análisis indica que el costos de un kg de tubería de acero es de 932,6 USD/TM (Costos del material mas costos de producción mas transporte marítimo puesto en el puerto del Callao), en su totalidad las importaciones tenían como procedencia China donde se conoce que el precio de las tubería de acero tiene menores costos de produccion, asimismo se indago que el precio de los metales en este caso el Mineral de Hierro que es el material con que se construyen las tuberías ha ido descendiendo significativamente durante los últimos años.

Mineral de hierro Precio Mensual - Dólares americanos por tonelada métrica seca



Descripción: China import Iron Ore Fines 62% FE spot (CFR Tianjin port), Dólares americanos por tonelada métrica seca

Fuente: Index Mundi

N	IMPORTADO POR	DECLARACION DUA SUNAT	FECHA DE ARRIBO	DESCRIPCION DE LA IMPORTACION	CANTIDAD	UNIDADES	COSTO DEL EMBARQUE (CIF + FLETE + SEG + ADV)	COSTO UNITARIO USD/ml	DIAMETRO	GRADO	ESPESOR/ CEDULA	Peso por metro Kg/ml	Costos por Peso USD/kg
1	CALIDDA	118-2017-10-285493-00	27/07/2017	TUBERIA AC API5L 12" X42 E=11,13MM C/REV	4.897	M	401.870	82,06	12	X42	11,13	85,80	0,9565
2	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L DN 010" SCH40 C/REV	350	M	21.873	62,49	10		40	79,70	0,7841
3	CALIDDA	118-2017-10-047308-01	09/02/2017	TUBERIA AC API5L DN 010" SCH40 C/REV	1.350	M	84.418	62,53	10		40	79,70	0,7846
4	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L DN 08" E=11,13MM C/REV	2.000	M	113.612	56,81	8		11,13	57,10	0,9949
7	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L DN 04" SCH40 C/REV	550	M	8.912	16,20	4		40	16,10	1,0065
8	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L 04" 11,13MM GR,X42 C/R	370	M	9.975	26,96	4	X42	11,13	28,30	0,9526
9	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L 04" 11,13MM GR,X42 C/R	1.640	M	44.219	26,96	4	X42	11,13	28,30	0,9528
10	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L 04" 11,13MM GR,X42 C/R	1.800	M	48.538	26,97	4	X42	11,13	28,30	0,9528
11	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L 04" 11,13MM GR,X42 C/R	830	M	22.394	26,98	4	X42	11,13	28,30	0,9534
13	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L 03" 11,13MM GR X42 C/R	1.860	M	37.846	20,35	3	X42	11,13	21,40	0,9508
14	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L 03" 11,13MM GR,X42 C/R	590	M	11.993	20,33	3	X42	11,13	21,40	0,9499
15	CALIDDA	118-2017-10-047308-00	08/02/2017	TUBERIA AC API5L 03" 11,13MM GR,X42 C/R	320	M	6.523	20,38	3	X42	11,13	21,40	0,9526
												Peso Medio USD/kg	0,9326

9.4.2 Comparación de costos unitarios

A continuación, se presenta la tabla comparativa de los costos unitarios propuestos por el Consultor, los costos actualización vigentes aprobados por Osinergmin y los costos propuestos por el Concesionario.

ACTIVIDADES CONSTRUCTIVAS ANALIZADAS					COSTOS PROPUESTOS POR EL CONCESIONARIO		COSTOS VIGENTES - OSINERGMIN			COSTOS DE MERCADO CONSULTOR		
					Dic-13		Set-13			Set-17		
N	DESCRIPCION				UNIDAD	COSTO DE INVERSION	COSTO DE INVERSION	DE		COSTO ACTUALIZADO DE INVERSION	TOTAL COSTO DE INVERSION	DE
1	Codigo	Codigo	TUBERIA									
1.1	VNR	VNR	ACERO									
1	1.1.1	010101020103	10101020103	Tuberia de Acero de 2" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	#N/A	172,61					
2	1.1.2	010102020102	10102020102	Tuberia de Acero de 2 1/2" Sch 40 Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A	219,16			185,55		122,56
3	1.1.3	010102020301	10102020301	Tuberia de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	217,77	215,91			235,60		137,15
4	1.1.4	010102020302	10102020302	Tuberia de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	235,37	240,49			232,09		132,46
5	1.1.5	010102020303	10102020303	Tuberia de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	253,99	256,58			258,52		153,10
6	1.1.6	010102020304	10102020304	Tuberia de acero de 2 1/2" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	249,28	254,29			275,82		142,68
7	1.1.7	010102020403	10102020403	Tuberia de Acero de 2 1/2" Sch 40 Terreno Rocoso Pavimento Rigido	USD/ml	#N/A	328,61			273,35		160,54
8	1.1.8	010103020301	10103020301	Tuberia de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	221,35	221,03			353,25		158,63
9	1.1.9	010103020302	10103020302	Tuberia de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	239,14	245,83			237,60		137,77
10	1.1.10	010103020303	10103020303	Tuberia de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	257,58	261,70			264,27		158,42
11	1.1.11	010103020304	10103020304	Tuberia de acero de 3" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	252,87	259,41			281,32		148,00
12	1.1.12	010103070301	10103070301	Tuberia de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	226,24	230,93			278,86		165,86
13	1.1.13	010103070302	10103070302	Tuberia de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	244,03	255,74			248,25		145,99
14	1.1.14	010103070303	10103070303	Tuberia de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	262,47	271,61			274,92		166,63
15	1.1.15	010103070304	10103070304	Tuberia de acero de 3" Sch160 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	257,76	269,32			291,97		156,21
16	1.1.16	010103070401	10103070401	Tuberia de Acero de 3" Sch 160 Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A	302,97			289,51		174,07
17	1.1.17	010104020301	10104020301	Tuberia de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	237,84	237,98			325,68		162,16
18	1.1.18	010104020302	10104020302	Tuberia de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	250,45	257,63			255,83		159,16
19	1.1.19	010104020303	10104020303	Tuberia de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	269,06	273,72			276,94		179,81
20	1.1.20	010104020304	10104020304	Tuberia de acero de 4" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	269,62	276,68			294,24		169,39
21	1.1.21	010104060301	10104060301	Tuberia de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	262,82	269,23			297,42		187,25
22	1.1.22	010104060302	10104060302	Tuberia de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	280,61	294,04			289,42		175,07
23	1.1.23	010104060303	10104060303	Tuberia de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	294,04	304,96			316,08		195,71
24	1.1.24	010104060304	10104060304	Tuberia de acero de 4" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	294,60	307,93			327,83		185,29
25	1.1.25	010105020301	10105020301	Tuberia de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	246,22	253,66			331,01		203,15
26	1.1.26	010105020302	10105020302	Tuberia de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	258,82	273,30			272,68		203,79
27	1.1.27	010105020303	10105020303	Tuberia de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	282,44	294,33			293,79		228,56
28	1.1.28	010105020304	10105020304	Tuberia de acero de 6" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	278,00	292,35			316,40		216,06
29	1.1.29	010105060301	10105060301	Tuberia de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	283,83	305,20			314,27		237,49
30	1.1.30	010105060302	10105060302	Tuberia de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	301,62	330,01			328,09		237,56
31	1.1.31	010105060303	10105060303	Tuberia de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	320,05	345,88			354,75		262,33
32	1.1.32	010105060304	10105060304	Tuberia de acero de 6" Sch120 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	315,61	343,90			371,81		249,82
33	1.1.33	010106020301	10106020301	Tuberia de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	336,49	302,62			369,68		271,26
34	1.1.34	010106020302	10106020302	Tuberia de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	354,89	328,03			325,31		255,75
35	1.1.35	010106020303	10106020303	Tuberia de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rigido	USD/ml	373,32	343,90			352,63		280,53
36	1.1.36	010106020304	10106020304	Tuberia de acero de 8" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	402,79	342,50			369,69		268,02
										368,18		289,45

37	1.1.37	010106040301	10106040301	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	377,56	400,22	430,23	274,66
38	1.1.38	010106040302	10106040302	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	395,96	425,63	457,55	299,43
39	1.1.39	010106040303	10106040303	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	414,39	441,50	474,60	286,92
40	1.1.40	010106040304	10106040304	Tubería de acero de 8" Sch60-80 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	428,83	440,10	473,10	308,36
41	1.1.41	010106150301	10106150301	Tubería de acero de 8" e=12.70 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	516,19	421,70	453,32	284,43
42	1.1.42	010107020301	10107020301	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	385,17	409,93	440,67	296,11
43	1.1.43	010107020302	10107020302	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	403,07	435,07	467,69	320,89
44	1.1.44	010107020303	10107020303	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	421,50	450,75	484,55	308,38
45	1.1.45	010107020304	10107020304	Tubería de acero de 10" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	450,98	449,35	483,04	329,81
46	1.1.46	010107030301	10107030301	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	414,89	443,49	476,74	311,23
47	1.1.47	010107030302	10107030302	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	432,49	468,63	503,77	336,01
48	1.1.48	010107030303	10107030303	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	451,22	484,31	520,62	323,50
49	1.1.49	010107030304	10107030304	Tubería de acero de 10" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	480,69	482,91	519,12	344,94
50	1.1.50	010107180301	10107180301	Tubería de acero de 10" e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	593,27	625,61	672,51	348,78
51	1.1.51	010107180302	10107180302	Tubería de acero de 10" e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	608,66	649,38	698,07	373,55
52	1.1.52	010107030401	10107030401	Tubería de Acero de 10" Sch 40-60 Terreno Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A	556,56	598,28	329,97
53	1.1.53	010107030402	10107030402	Tubería de Acero de 10" Sch 40-60 Terreno Rocoso Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A	581,69	625,31	354,75
54	1.1.54	010108020301	10108020301	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	432,12	463,43	498,18	367,11
55	1.1.55	010108020302	10108020302	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	450,15	488,92	525,58	400,14
56	1.1.56	010108020303	10108020303	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	468,59	504,42	542,24	383,47
57	1.1.57	010108020304	10108020304	Tubería de acero de 12" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	465,04	503,46	541,21	412,04
58	1.1.58	010108030301	10108030301	Tubería de Acero de 12" Sch 40-60 Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A	547,95	589,03	390,32
59	1.1.59	010108030302	10108030302	Tubería de acero de 12" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	685,99	575,08	618,20	423,35
60	1.1.60	010108030303	10108030303	Tubería de Acero de 12" Sch 40-60 Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	USD/ml	#N/A	588,94	633,10	406,67
61	1.1.61	010108030304	10108030304	Tubería de acero de 12" Sch40-60 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	700,87	589,62	633,83	435,25
62	1.1.62	010109020301	10109020301	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	464,26	504,26	542,07	424,56
63	1.1.63	010109020302	10109020302	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	482,29	529,76	569,48	461,72
64	1.1.64	010109020303	10109020303	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	500,73	545,26	586,14	442,96
65	1.1.65	010109020304	10109020304	Tubería de acero de 14" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	497,18	544,30	585,11	475,11
66	1.1.66	010110020301	10110020301	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	530,34	580,62	624,15	507,46
67	1.1.67	010110020302	10110020302	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	548,67	606,59	652,08	548,75
68	1.1.68	010110020303	10110020303	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	567,10	622,00	668,63	527,90
69	1.1.69	010110020304	10110020304	Tubería de acero de 16" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	564,01	621,56	668,16	563,62
70	1.1.70	010110140301	10110140301	Tubería de acero de 16" e=11.13 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	508,80	552,05	593,45	488,16
71	1.1.71	010111020301	10111020301	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	860,29	708,10	761,19	667,29
72	1.1.72	010111020302	10111020302	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	879,04	734,56	789,63	716,83
73	1.1.73	010111020303	10111020303	Tubería de acero de 20" Sch40 Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	897,48	749,78	805,99	691,82
74	1.1.74	010112180201	10112180201	Tubería de acero de 30" e=15.90 mm Terreno arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	841,68	975,38	1.048,51	998,16
75	1.1.75	010112180202	10112180202	Tubería de acero de 30" e=15.90 mm Terreno arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	829,13	972,80	1.045,73	1.068,36
76	1.1.76	010112180301	10112180301	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	916,19	1.046,02	1.124,44	1.066,41
77	1.1.77	010112180302	10112180302	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	933,78	1.072,02	1.152,39	1.136,61
78	1.1.78	010112180303	10112180303	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	952,22	1.086,78	1.168,26	1.101,17
79	1.1.79	010112180304	10112180304	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	950,15	1.087,50	1.169,03	1.161,90
80	1.1.80	010112180401	10112180401	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno rocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	1.083,36	1.227,50	1.319,53	1.126,73
81	1.1.81	010112180402	10112180402	Tubería de acero de 30" API5L X60 e=15.90 mm Terreno rocoso Pavimento Flexible	USD/ml	1.100,95	1.253,50	1.347,48	1.196,92

	1.2			POLIETILENO	USD/ml							
82	1.2.1	010201010101	10201010101	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		48,12		51,73		37,17
83	1.2.2	010201010102	10201010102	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A		68,09		73,19		51,24
84	1.2.3	010201010103	10201010103	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	#N/A		81,45		87,56		47,21
85	1.2.4	010201010104	10201010104	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	#N/A		79,90		85,88		61,95
86	1.2.5	010201010201	10201010201	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		48,12		51,73		42,29
87	1.2.6	010201010202	10201010202	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A		68,09		73,19		56,36
88	1.2.7	010201010204	10201010204	Tuberia de Polietileno de 20 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	USD/ml	#N/A		79,90		85,88		67,06
89	1.2.8	010201010301	10201010301	Tuberia de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Afirmado	USD/ml	51,94		49,47		53,18		47,40
90	1.2.9	010201010302	10201010302	Tuberia de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Flexible	USD/ml	65,96		69,43		74,64		61,47
91	1.2.10	010201010303	10201010303	Tuberia de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Rigido	USD/ml	55,80		53,41		57,42		57,43
92	1.2.11	010201010304	10201010304	Tuberia de polietileno de 20 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Mixto	USD/ml	77,92		81,24		87,33		72,18
93	1.2.12	010203010101	10203010101	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		48,89		52,56		38,71
94	1.2.13	010203010102	10203010102	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A		68,86		74,02		52,77
95	1.2.14	010203010103	10203010103	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	#N/A		82,22		88,38		48,74
96	1.2.15	010203010104	10203010104	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	#N/A		80,66		86,72		63,48
97	1.2.16	010203010201	10203010201	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		48,89		52,56		43,90
98	1.2.17	010203010202	10203010202	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A		68,86		74,02		57,97
99	1.2.18	010203010203	10203010203	Tuberia de Polietileno de 32 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Rigido	USD/ml	#N/A		82,22		88,38		53,94
100	1.2.19	010203010301	10203010301	Tuberia de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Afirmado	USD/ml	52,84		50,24		54,00		49,10
101	1.2.20	010203010302	10203010302	Tuberia de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Flexible	USD/ml	62,57		65,27		70,17		63,17
102	1.2.21	010203010303	10203010303	Tuberia de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Rigido	USD/ml	65,28		64,05		68,86		59,13
103	1.2.22	010203010304	10203010304	Tuberia de polietileno de 32 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Mixto	USD/ml	78,82		82,01		88,16		73,87
104	1.2.23	010206010101	10206010101	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		53,00		56,97		50,32
105	1.2.24	010206010102	10206010102	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A		72,97		78,44		66,99
106	1.2.25	010206010103	10206010103	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	#N/A		86,32		92,80		62,21
107	1.2.26	010206010104	10206010104	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	#N/A		84,77		91,12		79,68
108	1.2.27	010206010201	10206010201	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		53,00		56,97		56,74
109	1.2.28	010206010202	10206010202	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A		72,97		78,44		73,41
110	1.2.29	010206010204	10206010204	Tuberia de Polietileno de 63 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Mixto	USD/ml	#N/A		84,77		91,12		86,10
111	1.2.30	010206010301	10206010301	Tuberia de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Afirmado	USD/ml	58,71		54,34		58,41		63,16
112	1.2.31	010206010302	10206010302	Tuberia de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Flexible	USD/ml	69,35		70,36		75,63		79,83
113	1.2.32	010206010303	10206010303	Tuberia de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Rigido	USD/ml	79,63		77,69		83,51		75,05
114	1.2.33	010206010304	10206010304	Tuberia de polietileno de 63 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Mixto	USD/ml	84,69		86,11		92,56		92,52
115	1.2.34	010207010101	10207010101	Tuberia de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		59,26		63,70		56,70
116	1.2.35	010207010102	10207010102	Tuberia de Polietileno de 90 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A		79,23		85,18		74,42
117	1.2.36	010207010301	10207010301	Tuberia de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Afirmado	USD/ml	60,78		60,60		65,15		70,82
118	1.2.37	010207010302	10207010302	Tuberia de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Flexible	USD/ml	74,80		80,57		86,62		88,53
119	1.2.38	010207010303	10207010303	Tuberia de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Rigido	USD/ml	90,41		93,94		100,97		83,45
120	1.2.39	010207010304	10207010304	Tuberia de polietileno de 90 mm alta densidad Terreno semirrocso Pavimento Mixto	USD/ml	86,76		92,38		99,30		102,01
121	1.2.40	010208010101	10208010101	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		63,01		67,73		64,64
122	1.2.41	010208010102	10208010102	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A		82,98		89,20		83,92
123	1.2.42	010208010103	10208010103	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rigido	USD/ml	#N/A		96,33		103,55		78,39
124	1.2.43	010208010104	10208010104	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	#N/A		94,78		101,89		98,59
125	1.2.44	010208010201	10208010201	Tuberia de Polietileno de 110 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A		63,01		67,73		72,24

126	1.2.45	010208010301	10208010301	Tubería de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	66,28	64,35	69,17	79,83
127	1.2.46	010208010302	10208010302	Tubería de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	80,30	84,32	90,64	99,11
128	1.2.47	010208010303	10208010303	Tubería de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	95,91	97,68	105,00	93,58
129	1.2.48	010208010304	10208010304	Tubería de polietileno de 110 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	92,26	96,12	103,33	113,78
130	1.2.49	010209010101	10209010101	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A	77,97	83,82	79,04
131	1.2.50	010209010102	10209010102	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A	97,94	105,29	98,32
132	1.2.51	010209010202	10209010202	Tubería de Polietileno de 160 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A	97,94	105,29	106,38
133	1.2.52	010209010301	10209010301	Tubería de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	77,29	79,32	85,26	95,16
134	1.2.53	010209010302	10209010302	Tubería de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	91,31	99,29	106,73	114,43
135	1.2.54	010209010303	10209010303	Tubería de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	103,93	109,15	117,33	108,91
136	1.2.55	010209010304	10209010304	Tubería de polietileno de 160 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	103,28	111,09	119,42	129,11
137	1.2.56	010210010101	10210010101	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Afirmado	USD/ml	#N/A	94,39	101,46	99,45
138	1.2.57	010210010102	10210010102	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A	114,36	122,93	121,33
139	1.2.58	010210010103	10210010103	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Rígido	USD/ml	#N/A	127,72	137,29	115,05
140	1.2.59	010210010104	10210010104	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Normal Pavimento Mixto	USD/ml	#N/A	126,16	135,61	137,99
141	1.2.60	010210010202	10210010202	Tubería de Polietileno de 200 mm Alta Densidad Terreno Arenoso Pavimento Flexible	USD/ml	#N/A	114,36	122,93	130,90
142	1.2.61	010210010301	10210010301	Tubería de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Afirmado	USD/ml	94,33	95,73	102,91	118,58
143	1.2.62	010210010302	10210010302	Tubería de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Flexible	USD/ml	108,35	115,70	124,37	140,46
144	1.2.63	010210010303	10210010303	Tubería de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Rígido	USD/ml	123,96	129,06	138,74	134,19
145	1.2.64	010210010304	10210010304	Tubería de polietileno de 200 mm alta densidad Terreno semirrocoso Pavimento Mixto	USD/ml	120,32	127,50	137,06	157,12
146	1.2.65	010201010401	10201010401	Tendido de Tubería PE 20 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	81,31	111,89	120,28	67,85
147	1.2.66	010201010402	10201010402	Tendido de Tubería PE 20 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	98,59	131,85	141,74	81,92
148	1.2.67	010201010403	10201010403	Tendido de Tubería PE 20 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	104,76	145,21	156,10	77,89
149	1.2.68	010201010404	10201010404	Tendido de Tubería PE 20 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	115,60	133,54	143,56	92,63
150	1.2.69	010203010401	10203010401	Tendido de Tubería PE 32 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	83,27	112,66	121,10	69,89
151	1.2.70	010203010402	10203010402	Tendido de Tubería PE 32 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	100,41	132,63	142,57	83,96
152	1.2.71	010203010403	10203010403	Tendido de Tubería PE 32 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	107,47	145,99	156,93	79,92
153	1.2.72	010203010404	10203010404	Tendido de Tubería PE 32 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	120,95	144,43	155,26	94,66
154	1.2.73	010206010401	10206010401	Tendido de Tubería PE 63 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	108,99	116,76	125,51	88,82
155	1.2.74	010206010402	10206010402	Tendido de Tubería PE 63 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	131,20	136,73	146,98	105,50
156	1.2.75	010206010403	10206010403	Tendido de Tubería PE 63 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	139,47	150,09	161,34	100,71
157	1.2.76	010206010404	10206010404	Tendido de Tubería PE 63 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	156,18	148,53	159,66	118,19
158	1.2.77	010207010401	10207010401	Tendido de Tubería PE 90 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	118,12	123,02	132,25	99,04
159	1.2.78	010207010402	10207010402	Tendido de Tubería PE 90 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	140,04	143,00	153,72	116,75
160	1.2.79	010207010403	10207010403	Tendido de Tubería PE 90 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	148,35	156,36	168,07	111,67
161	1.2.80	010207010404	10207010404	Tendido de Tubería PE 90 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	165,02	154,80	166,40	130,24
162	1.2.81	010208010401	10208010401	Tendido de Tubería PE 110 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	138,33	126,77	136,27	110,21
163	1.2.82	010208010402	10208010402	Tendido de Tubería PE 110 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	169,80	146,74	157,74	129,48
164	1.2.83	010208010403	10208010403	Tendido de Tubería PE 110 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	173,75	160,10	172,10	123,95
165	1.2.84	010208010404	10208010404	Tendido de Tubería PE 110 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	193,70	158,54	170,43	144,16
166	1.2.85	010209010401	10209010401	Tendido de Tubería PE 160 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	178,86	141,74	152,36	127,39
167	1.2.86	010209010402	10209010402	Tendido de Tubería PE 160 mm Alta Densidad Rocoso Flexible	USD/ml	202,62	161,71	173,84	146,66
168	1.2.87	010209010403	10209010403	Tendido de Tubería PE 160 mm Alta Densidad Rocoso Rígido	USD/ml	217,87	175,07	188,19	141,13
169	1.2.88	010209010404	10209010404	Tendido de Tubería PE 160 mm Alta Densidad Rocoso Mixto	USD/ml	242,21	173,51	186,52	161,34
170	1.2.89	010210010401	10210010401	Tendido de Tubería PE 200 mm Alta Densidad Rocoso Afirmado	USD/ml	201,98	158,15	170,01	156,85

171	1.2.90	010210010402	10210010402	Tendido de Tubería PE 200 mm Alta Densidad Rocos Flexible	USD/ml	230,63	178,12	191,47	178,73
172	1.2.91	010210010403	10210010403	Tendido de Tubería PE 200 mm Alta Densidad Rocos Rígido	USD/ml	240,55	191,48	205,84	172,45
173	1.2.92	010210010404	10210010404	Tendido de Tubería PE 200 mm Alta Densidad Rocos Mixto	USD/ml	263,12	189,93	204,16	195,38
2				ESTACION DE REGULACION					
174	2.1	020101040203	20101040203	ERP - 10/5 10,0005m3/h Subterranea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,41	0,37	0,40	0,470
175	2.2	020101040303	20101040303	ERP - 10/5 10,0005m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,05	0,37	0,40	0,390
176	2.3	020101050103	20101050103	ERP - 10/5 - 20.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,75	#N/A	#N/A	0,490
177	2.4	020101050303	20101050303	ERP - 10/5 20,0005m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,69	0,43	0,46	0,470
178	2.5	020101050203	20101050203	ERP - 10/5 - 20.000 Sm3/h - Subterranea - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,89	#N/A	#N/A	0,550
179	2.6	020103040303	20103040303	ERP - 19/5 10,0005m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,49	0,37	0,39	0,390
180	2.7	020103050203	20103050203	ERP - 19/5 - 20.000 Sm3/h - Subterranea - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,04	#N/A	#N/A	0,580
181	2.8	020103030303	20103030303	ERP - 19/5 - 5.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,56	0,34	0,36	0,390
182	2.9	020102050303	20102050303	ERP - 19/10 20,0005m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,79	0,42	0,45	0,510
183	2.10	020106030103	20106030103	ERP - 50/5 - 5.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,57	0,50	0,53	0,470
184	2.11	020106030303	20106030303	ERP - 50/5 - 5.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,65	0,34	0,37	0,450
185	2.12	020106040303	20106040303	ERP - 50/5 - 10.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,75	0,37	0,40	0,450
186	2.13	020106050103	20106050103	ERP - 50/5 20,0005m3/h Semi subterranea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,92	0,44	0,47	0,560
187	2.14	020106050203	20106050203	ERP - 50/5 20,0005m3/h Subterranea Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,98	0,47	0,50	0,620
188	2.15	020106050303	20106050303	ERP - 50/5 20,0005m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,06	0,43	0,46	0,550
189	2.16	020106080303	20106080303	ERP - 50/5 50,0005m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,05	0,59	0,64	0,600
190	2.17	020105030303	20105030303	ERP - 50/10 - 5.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,63	0,43	0,46	0,450
191	2.18	020105040303	20105040303	ERP - 50/10 - 10.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,80	0,37	0,40	0,450
192	2.19	020105060103	20105060103	ERP - 50/10 - 30.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,92	0,59	0,64	0,560
193	2.20	020105060303	20105060303	ERP - 50/10 - 30.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,02	0,48	0,52	0,550
194	2.21	020105080103	20105080103	ERP - 50/10 - 50.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,01	0,60	0,65	0,620
195	2.22	020105080303	20105080303	ERP - 50/10 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,59	0,59	0,64	0,600
196	2.23	020104060103	20104060103	ERP - 50/19 - 30.000 Sm3/h - Semi- Subterranea - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,01	0,52	0,56	0,560
197	2.24	020104080302	20104080302	ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/Estacion	1,08	0,59	0,64	0,600
198	2.25	020104080203	20104080203	ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Subterranea - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,50	#N/A	#N/A	0,670
199	2.26	020104080303	20104080303	ERP - 50/19 - 50.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,11	0,59	0,64	0,600
200	2.27	020111080303	20111080303	ERP - 150/50 - 50.000 Sm3/h - Superficial Semirrocoso	MMUSD/Estacion	1,52	#N/A	#N/A	1,190
201	2.28	020110090303	20110090303	ERP - 150/100 - 75.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	6,24	#N/A	#N/A	1,480
202	2.29	020110090302	20110090302	ERP - 150/100 - 75000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/Estacion	#N/A	6,70	7,20	1,440
203	2.30	020103050303	20103050303	ERP - 19/5 - 20.000 Sm3/h - Superficial - Semirrocoso	MMUSD/Estacion	0,71	0,42	0,45	0,510
3				CITY GATE					
204	3.1	020311090303	20311090303	City Gate - 150/50 - 75,0005m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/City Gate	13,86	4,82	5,18	3,82
205	3.2	020311110302	20311110302	City Gate - 150/50 - 150.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/City Gate	15,24	9,87	10,61	4,25
206	3.3	020311130302	20311130302	City Gate - 150/50 - 250.000 Sm3/h - Superficial - Arenoso	MMUSD/City Gate	14,88	12,21	13,12	6,15
207	3.4	020311140303	20311140303	City Gate - 150/50 - 250.0005m3/h Superficial Terreno semirrocoso	MMUSD/City Gate	20,45	13,02	14,00	6,37
4				VALVULAS					
4.1				Valvulas de Acero					
208	4.1.1	040102000501	40102000501	Válvula de Acero de 2.5" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	3.102,46	2.389,00	2.568,11	1.322,97
209	4.1.2	040102000601	40102000601	Válvula de Acero de 2.5" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	3.102,46	2.389,00	2.568,11	1.322,97
210	4.1.3	040103000501	40103000501	Válvula de Acero de 3" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	3.757,84	2.830,00	3.042,17	1.675,05
211	4.1.4	040103000601	40103000601	Válvula de Acero de 3" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	3.757,84	2.830,00	3.042,17	1.675,05

212	4.1.5	040103000801	40103000801	Válvula de Acero de 3" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	6.746,83	2.830,00	3.042,17	1.811,77
213	4.1.6	040104000501	40104000501	Válvula de Acero de 4" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	4.429,54	3.349,00	3.600,08	2.446,52
214	4.1.7	040104000601	40104000601	Válvula de Acero de 4" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	4.429,54	3.349,00	3.600,08	2.446,52
215	4.1.8	040104000801	40104000801	Válvula de Acero de 4" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	7.397,04	3.349,00	3.600,08	2.478,79
216	4.1.9	040105000501	40105000501	Válvula de Acero de 6" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	11.724,77	8.058,00	8.662,13	2.801,80
217	4.1.10	040105000601	40105000601	Válvula de Acero de 6" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	11.724,77	8.058,00	8.662,13	2.801,80
218	4.1.11	040105000401	40105000401	Válvula de Acero de 6" de Acero de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	11.724,77	8.058,00	8.662,13	2.801,80
219	4.1.12	040105000801	40105000801	Válvula de Acero de 6" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	12.369,83	8.058,00	8.662,13	3.335,82
220	4.1.13	040106000501	40106000501	Válvula de Acero de 8" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	14.440,18	10.135,00	10.894,85	3.315,22
221	4.1.14	040106001101	40106001101	Válvula de Acero de 8" de Acero de 153 bar de tipo Bola	USD/valvula	18.697,57	10.135,00	10.894,85	7.771,74
222	4.1.15	040106000601	40106000601	Válvula de Acero de 8" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	14.440,18	10.135,00	10.894,85	3.315,22
223	4.1.16	040106000801	40106000801	Válvula de Acero de 8" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	15.601,29	10.135,00	10.894,85	5.728,58
224	4.1.17	040107000501	40107000501	Válvula de Acero de 10" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	14.440,18	12.224,00	13.140,47	7.762,79
225	4.1.18	040107001101	40107001101	Válvula de Acero de 10" de Acero de 153 bar de tipo Bola	USD/valvula	21.517,71	12.224,00	13.140,47	9.452,10
226	4.1.19	040107001001	40107001001	Válvula de Acero de 10" de Acero de 100 bar de tipo Bola	USD/valvula		12.224,00	13.140,47	9.979,74
227	4.1.20	040107000601	40107000601	Válvula de Acero de 10" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	16.228,23	12.224,00	13.140,47	7.762,79
228	4.1.21	040107000801	40107000801	Válvula de Acero de 10" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	17.647,36	12.224,00	13.140,47	8.924,45
229	4.1.22	040108000501	40108000501	Válvula de Acero de 12" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	19.410,49	13.923,00	14.966,85	8.718,78
230	4.1.23	040108000401	40108000401	Válvula de Acero de 12" de Acero de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	19.410,49	13.923,00	14.966,85	8.718,78
231	4.1.24	040108000601	40108000601	Válvula de Acero de 12" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	19.410,49	13.923,00	14.966,85	8.718,78
232	4.1.25	040109000601	40109000601	Válvula de Acero de 14" de Acero de 19 bar de tipo Bola	USD/valvula	22.203,78	21.674,00	23.298,97	10.328,84
233	4.1.26	040109000801	40109000801	Válvula de Acero de 14" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	29.428,53	21.674,00	23.298,97	13.001,99
234	4.1.27	040110000501	40110000501	Válvula de Acero de 16" de Acero de 10 bar de tipo Bola	USD/valvula	27.815,42	28.182,00	30.294,89	14.677,85
235	4.1.28	040110000801	40110000801	Válvula de Acero de 16" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	39.039,45	28.182,00	30.294,89	18.538,94
236	4.1.29	040111000801	40111000801	Válvula de Acero de 20" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	85.791,76	69.194,00	74.381,68	31.301,98
237	4.1.30	040112000801	40112000801	Válvula de Acero de 30" de Acero de 50 bar de tipo Bola	USD/valvula	115.042,12	88.491,58	95.126,06	84.106,58
	4.2			Valvulas de Polietileno					
238	4.2.1	040203010401	40203010401	Válvula de Polietileno de 32 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	764,15	68,00	73,10	146,00
239	4.2.2	040206010401	40206010401	Válvula de Polietileno de 63 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	795,14	129,00	138,67	173,05
240	4.2.3	040207010401	40207010401	Válvula de Polietileno de 90 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	857,34	293,00	314,97	279,46
241	4.2.4	040208010401	40208010401	Válvula de Polietileno de 110 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	926,64	546,00	586,94	371,96
242	4.2.5	040209010401	40209010401	Válvula de Polietileno de 160 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	1.082,47	769,00	826,65	702,73
243	4.2.6	040210010401	40210010401	Válvula de Polietileno de 200 mm de Alta densidad de 5 bar de tipo Bola	USD/valvula	1.442,34	1.035,00	1.112,60	877,42
	5			Obras Especiales					
245	4.2.1		301	Cruce de Ríos	USD/Unid		198.282,00	213.147,80	188.259,21
246	4.2.2		303	Hot Tap	USD/Unid		14.778,00	15.885,95	17.405,81
247	4.2.3		304	Cruce de Vías	USD/Unid		8.650,48	9.299,03	12.134,01
248	4.2.4		305	Otros	USD/Unid		205.836,18	221.268,35	134.150,13

9.4.3 Resultados detallados del cálculo de los costos unitarios de inversión provenientes del mercado estimados por el consultor

A continuación, se presenta los cálculos detallados de los costos unitarios a nivel de partidas estimados por el consultor, para mayor detalle de los costos, ver las hojas de cálculo adjuntas.

9.5 Información recopilada sobre impuestos, tasas, permisos y otros cobros municipales

9.5.1 Cartas enviadas a las municipalidades

Ver CD Adjunto - Tasas constructivas.

9.5.2 TUPAs de diversas municipalidades de Lima y Callao

Ver CD Adjunto - Tasas constructivas.

9.6 Respuesta absoluciones Cálidda

A continuación, se presentan las respuestas y comentarios por parte del consorcio “LATIN ENERGY/QUANTUM” a las absoluciones realizadas por el concesionario Cálidda a las observaciones de diversos agentes interesados al plan quinquenal de inversiones y la propuesta tarifaria presentados por la distribuidora con motivo del proceso de determinación TUD de la Concesión de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao para el Periodo 2018-2021.

Las mismas se encuentran segmentadas por ítem y responder a la numeración entregada por Cálidda.

9.6.1 Observaciones Generales – Contenido de la Propuesta

1) Observación N° 1.- Tipo de cambio

En la Propuesta Tarifaria se señala que el tipo de cambio corresponde a diciembre de 2016 (numeral 4.2 Consideraciones Metodológicas). Sin embargo, en el Modelo Tarifario (Archivo Excel de cálculos, adjunto a la Propuesta Tarifaria) se emplea otro tipo de cambio. En consecuencia, se solicita especificar y sustentar el tipo de cambio a ser utilizado.

Respuesta de la Concesionaria

Se procede a uniformizar el tipo de cambio a diciembre 2016, tanto en la propuesta tarifaria como en el modelo tarifario.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado.

El concesionario se ajustó a lo solicitado uniformizando el tipo de cambio en la propuesta y modelo tarifario.

2) Observación N° 2.- Capacidad de transporte y los volúmenes de gas

El concesionario no ha presentado los contratos de capacidad de transporte y los volúmenes de gas pactados con el Transportista y el Proveedor de gas. Asimismo, no se ha sustentado, de ser el caso, las restricciones en las solicitudes de capacidad de transporte y suministro de volúmenes de gas como lo indica en la sección 3.6.2 de la Propuesta Tarifaria.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice A se presentan los contratos suscritos con el Consorcio Pluspetrol y la empresa Transportadora de Gas del Perú. Con relación al punto 3.6.2 de la propuesta Tarifaria, en dicho punto se sustenta que la estimación de la demanda presentada está sujeta a la disponibilidad de suministro de gas natural por parte del productor y de la capacidad de transporte efectivamente contratada con el transportista.

Análisis

Se ajusto a lo solicitado.

El concesionario adjunta el Apéndice A con información solicitada junto con la propuesta tarifaria.

3) Observación N° 3.- Actualización del cálculo del valor presente

La Propuesta Tarifaria considera el cálculo del valor presente, la actualización al final de cada año, sin embargo, en concordancia con la metodología aplicada en regulaciones anteriores, se requiere que la actualización se realice a la mitad del periodo anual.

Respuesta de la Concesionaria

Se procede a ajustar la actualización del cálculo de los valores presentes a la mitad de periodo anual.

Análisis

Se ajusto a lo solicitado.

El concesionario acató a lo solicitado y traslado los cambios al modelo tarifario. El cálculo del valor presente a mitad de periodo anual fue realizado afectando el cálculo por el factor $(1+t)^n$ donde t : la tasa de remuneración de capital dado en 12% y n : periodo de tiempo a corregir a mitad de periodo dado por 0,5. Como los cálculos mediante este factor representan una forma aproximada del valor regulatorio, recomendamos recalcular los valores presentes del modelo tarifario sin considerar el factor $(1+t)^n$, no obstante recalcularlos como el valor presente de la suma de la mitad de los años calendarios consecutivos. Es decir, Año 1: correspondiente a la suma de la mitad de los años 2018 y 2019, Año 2: correspondiente a la suma de la mitad de los años 2019 y 2020, y así sucesivamente. De esta manera, se calcula de una manera más aproximada el valor presente del periodo correspondiente de mayo del 2018 a mayo del 2022.

4) Observación N° 4.- Competencia de Osinergmin para evaluar e incorporar un valor residual tarifario

El Concesionario solicita la incorporación de un valor residual tarifario con la finalidad que le permita, a su juicio, garantizar la rentabilidad de sus inversiones, es necesario precisar que Osinergmin no es el órgano competente para aprobar dicha solicitud. Para efectos de la fijación de las tarifas de distribución de gas natural de Lima y Callao, para el Periodo 2018-2022, dicha "problemática, no constituyen condicionantes para la revisión y determinación de tarifas. Por ello, no resulta pertinente exponer dicha problemática como parte de la Propuesta Tarifaria y Plan Quinquenal de Inversiones.

Respuesta de la Concesionaria

Se está trabajando junto al Ministerio de Energías y Minas el reconocimiento del valor residual de inversiones al final de la concesión.

Análisis

Pendiente.

El concesionario aún no ha enviado la memoria de cálculo para el reconocimiento del valor residual de inversiones. Se continúa a la espera de dicho análisis.

5) Observación N° 5.- Incorporar cuadros y gráficos del PQI y la Propuesta Tarifaria en el Modelo Tarifario

Los cuadros y gráficos del Plan Quinquenal de Inversiones y la Propuesta Tarifaria, deben formar parte del Modelo Tarifario, a efectos de comparar los resultados presentados tanto en el mencionado plan como en la Propuesta Tarifaria.

Respuesta de la Concesionaria

Se ajusta el modelo a lo solicitado por el Osinergmin.

Análisis

Se ajusta a lo solicitado.

El concesionario procedió colocar en el modelo tarifario los cuadros y gráficos del Plan Quinquenal de Inversiones y la Propuesta Tarifaria.

6) Observación N° 6.- Rectificación de periodo tarifario

El Concesionario presentó su Propuesta Tarifaria señalando en el título de esta, revisión tarifaria 2018 – 2021. Sin embargo, es conveniente observar que el siguiente periodo tarifario cuyo análisis nos ocupa corresponde al periodo 7 de mayo del 2018

al 6 de mayo del 2022; en concordancia con lo establecido en el Anexo C.2 de la Resolución Osinerghmin N° 080-2012-OS/CD y en el Artículo 121° del Reglamento de Distribución.

Respuesta de la Concesionaria

Se procede con lo solicitado por el Osinerghmin.

Análisis

Se ajusta a lo solicitado.

El concesionario procedió a cambiar el título de su Propuesta Tarifaria de “Revisión Tarifaria 2018-2021” a “Revisión Tarifaria mayo de 2018 a mayo de 2022”.

9.6.2 Observaciones sobre la Estimación de la Demanda

7) Observación N° 7.- Rectificación de periodo tarifario

La Propuesta Tarifaria debe ser presentada de tal forma que permita evaluar claramente la demanda base (producto de clientes actuales) y la que corresponda a la demanda proyectada que ingresaría en el periodo regulatorio 2018-2022. De igual forma, se debe mostrar lo referido al número de clientes durante el periodo regulatorio. En ambos casos (demanda y clientes) la presentación debe estar segmentada por cada categoría tarifaria, en cumplimiento del Artículo 17° y 18° de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta de la Concesionaria

Se muestra el número de clientes y volumen de demanda, considerando la demanda base y la proyectada conforme lo solicitado. Con respecto al requerimiento de segmentar por categoría tarifaria, esta clasificación ya se encuentra en la propuesta tarifaria presentada.

Análisis

Se ajusta a lo solicitado

8) Observación N° 8.- Demanda proyectada a 20 años para sustentar capacidad de diseño de red

La Propuesta Tarifaria debe contener la demanda proyectada a 20 años utilizada para sustentar la capacidad del diseño de la red de distribución, tal como lo establece el Artículo 21° de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta de la Concesionaria

En la propuesta tarifaria presentada por Cálidda durante el proceso tarifario del periodo 2010-2014, se propuso la necesidad de ampliar el sistema de distribución de 255 MMPCD hasta los 540 MMMPCD. El sustento de la determinación de la ampliación se basó en un estudio de la proyección de la demanda de largo plazo (20 años), que tomó como horizonte el periodo del año 2008 hasta el año 2030. En Apéndice B, se presenta el Informe Técnico del Diseño de la Ampliación de la Red Principal, en el cual se detalla la demanda proyectada para el diseño y cálculos hidráulicos.

Análisis

Se ajusta a lo solicitado

9) Observación N° 9.- Problemática suscitada con las municipalidades en la estimación de la demanda

El concesionario debe presentar en la Propuesta Tarifaria de manera sustentada, el impacto de la problemática relacionada con las municipalidades en la estimación de la demanda, considerando que se hace referencia manera concreta a hechos vinculados con la Municipalidad Distrital de San Juan de Lurigancho y la de Lince, hechos que pueden ser tomados como aislados y que no se han presentado en los otros gobiernos locales o regionales de la concesión. Se debe señalar que las situaciones descritas en la Propuesta Tarifaria están asociadas a los riesgos regulatorios que son asumidos por el concesionario, como parte del desarrollo de la actividad constructiva.

Respuesta de la Concesionaria

La problemática sobre la obtención de autorizaciones fue incorporada a manera de ejemplo, dado que al momento de elaboración del Plan Quinquenal se toma en consideración como uno de los factores para la definición de los distritos propuestos, las dificultades y problemáticas ello con la finalidad de atenuar los riesgos existentes en la afectación de los tiempos de ejecución de los proyectos.

Análisis

Acató.

10) Observación N° 10.- Contar con un análisis muestral del mercado para determinar las áreas de mayor y menor consumo

La Propuesta Tarifaria debe contar con un análisis muestral del mercado de consumidores para determinar las áreas de mayor y menor consumo potencial de consumo de gas natural, tal como está establecido en el numeral 18.2 del Artículo 18° de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta de la Concesionaria

No se dispone de la información necesaria para realizar el análisis solicitado.

Análisis

No acató.

El concesionario debe encontrar la manera de elaborar un análisis de mercado de los consumidores y explicar el método de cálculo para determinar las áreas de mayor y menor consumo potencial de gas natural, con la que fueron definidos los clientes potenciales por distrito.

11) Observación N° 11.- Solicitudes de factibilidad de suministro de nuevos clientes

El Concesionario debe presentar la ubicación georreferenciada de cada uno de los nuevos clientes propuestos en estaciones de GNV, industrial y Generación Eléctrica en el nuevo periodo regulatorio, así como las Solicitudes de Factibilidad de Suministro (SFS) de cada uno de ellos y el diseño hidráulico de los ramales de extensión de red hacia cada uno de los clientes.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice C se adjunta la información requerida.

Análisis

Se ajusta a lo solicitado.

El concesionario adjunta el Apéndice C con información solicitada junto con la propuesta tarifaria.

12) Observación N° 12.- Presentación de las SFS de las categorías B, C, IP, D, GNV, E y GE, señalando qué demandas fueron atendidas

El Concesionario no presenta como parte de su Propuesta Tarifaria el total de las SFS de las categorías B, C, IP, D, GNV, E y GE señalando las demandas solicitadas del 2014 en adelante, indicando cuáles fueron atendidas y cuáles están pendientes

de atención. La Propuesta Tarifaria deberá contener la información solicitada en archivo Excel.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice C se adjunta la información requerida.

Análisis

Se ajusta a lo solicitado.

El concesionario adjunta el Apéndice D con información solicitada junto con la propuesta tarifaria.

9.6.2.1 Demanda del sector residencial

13) Observación N° 13.- Concordancia en el número de clientes residenciales, entre la Propuesta Tarifaria y el PQI

Respecto al número de clientes residenciales, se observa que lo presentado en la Propuesta Tarifaria y en el Modelo Tarifario no es concordante con la cantidad de clientes propuestos en el documento definido como PQI adjunto a la Propuesta Tarifaria. La cantidad de clientes utilizados para evaluar la demanda residencial es menor que lo señalado en el mencionado plan, en ese sentido, se debe reevaluar el cálculo de la demanda residencial, a efectos de ajustarlo con las cantidades de clientes que se propone el Plan Quinquenal de Inversiones.

Respuesta de la Concesionaria

Se procede a corregir la tabla del Plan Quinquenal 2018-2022 de manera que coincida con la información de la Propuesta Tarifaria y del modelo tarifario.

Análisis

Se ajusta a lo solicitado.

El concesionario procedió a modificar la propuesta tarifaria y el modelo tarifario de manera tal que coincidan los cuadros con la información correspondiente.

14) Observación N° 14.- Concordancia en el número de clientes residenciales, entre la Propuesta Tarifaria y el PQI

La Propuesta Tarifaria señala que los clientes no solo son segmentados por distrito, sino también por el número de puntos de suministros, (de 1 a 4 puntos) y se ha asignado a cada uno de ellos consumos unitarios específicos. Sin embargo, no se ha adjuntado la base de datos que permita evaluar dichos consumos unitarios. Por lo que deberán presentar dicha información a efectos de reproducir los consumos

medios y validar la segmentación por número de puntos de conexión, ya que la base de datos comercial que envía el concesionario mensualmente no permite corroborar dicha segmentación.

Respuesta de la Concesionaria

Adjuntan en el escrito de levantamiento de observaciones, una Tabla que muestra una extracción de la base de facturación de clientes residenciales por puntos de suministro y categoría tarifaria.

Análisis

No acató.

El concesionario solo se limita a describir lo que se presentó en la Propuesta Tarifaria, sin embargo, no envía como se solicitó la memoria de cálculo ni bases de facturación como así tampoco las fuentes utilizadas que corresponden para definir los consumos unitarios por punto de suministro.

15) Observación N° 15.- Definir la metodología y sustento para determinar la cantidad de clientes residenciales potenciales en cada distrito

La Propuesta Tarifaria no presenta la metodología ni el sustento de cómo se determinó la cantidad de clientes residenciales potenciales en cada distrito, solo se ha limitado a presentarlos como valores. En sentido, el concesionario deberá explicar la metodología empleada y sustentar los resultados de las cantidades de clientes potenciales en cada distrito, a efectos que el Regulador pueda validar tanto la cantidad de clientes potenciales como los factores de uso que alcanzarían en el 2022 en cada distrito.

Respuesta de la Concesionaria

La definición de los clientes potenciales se realizó con una metodología diferente de acuerdo al sector geográfico de la zona de distribución a analizar. En el caso de las zonas con redes existentes se estimaron mediante un relevamiento georreferenciado de viviendas. En el caso de los proyectos de expansión, el nivel de potenciales fue estimado considerando una relación empírica del sector comercial de Cálidda de un cliente cada 10 metros de red de polietileno de 32 y 63 mm, que son las redes utilizadas en los mallados de las zonas residenciales o comerciales.

Análisis

Acató parcialmente a lo solicitado.

Si bien el concesionario se limita a explicar cómo fueron definidos los clientes potenciales, lo solicitado por el Regulador en su momento fue además de la explicación el sustento mediante memoria de cálculo de la metodología descrita para obtener los resultados de las cantidades de clientes potenciales en cada distrito, a efectos que el Regulador pueda validar tanto la cantidad de clientes potenciales como los factores de uso que alcanzarían en el 2022 en cada distrito.

16) Observación N° 16.- Porcentajes por nivel de ingreso per cápita del hogar para los clientes residenciales a ser incorporados en cada distrito

La Propuesta Tarifaria debe presentar los porcentajes por nivel de ingreso per cápita del Hogar (Alto, Medio Alto, Medio, Medio Bajo y Bajo) para los clientes residenciales a ser incorporados en cada distrito.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice E, presentamos la desagregación de hogares según los estratos socioeconómicos por distrito del INEI.

Análisis

Se ajusta a lo solicitado.

El concesionario adjunta el Apéndice E con información solicitada junto con la propuesta tarifaria.

17) Observación N° 17.- La demanda residencial es través de tasas de penetración diferenciadas por distrito y no utilizar una única curva de penetración

El Concesionario debe proyectar la demanda residencial utilizando tasas de penetración diferenciadas según el distrito en el que se desarrolla el proyecto y no utilizar una única curva de penetración, como lo especifica en su Propuesta Tarifaria. El concesionario debe calcular los factores de penetración para los años intermedios, entre el 2018 y el 2022, cuyos niveles fueron calculados a partir de una estimación lineal, siendo posible ajustarlos a la realidad del plan de expansión.

Respuesta de la Concesionaria

se probó, entre otras, las alternativas propuestas por el regulador, no obteniendo resultados satisfactorios, razón por la cual se aplicó una única curva de penetración cuyo modelo se adjunta en el Apéndice F.

Análisis

No acató.

El factor de penetración tiene mucho que ver con el nivel socioeconómico que predomina en cada de los distritos, siendo aquellos de mayor penetración aquellos con niveles medios, medio-bajos y bajos, por lo que suponer una tasa por distrito sería lo más óptimo a la hora de utilizar dicho factor para estimar la demanda global. Por ende, se solicita realizar el estudio de penetración por distrito conforme a los solicitado.

18) Observación N° 18.- Alcanzar un factor de penetración del 70% en las áreas dentro de los distritos propuestos

El Concesionario debe considerar alcanzar un factor de penetración del 70% en las áreas dentro de los distritos propuestos a desarrollar

Respuesta de la Concesionaria

Conforme a lo dispuesto por este comentario, se aplicará la curva de penetración propuesta por Cálidda y se asumirá como techo el porcentaje de penetración del 70%.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado.

El Concesionario considera un factor de penetración del 70% a nivel global considerando el total de distritos bajo análisis.

9.6.2.2 Demanda del sector comercial

19) Observación N° 19.- Adjuntar el estudio sobre número de comercios

En el punto 3.2.2 de la Propuesta Tarifaria se señala que para determinar el número de comercios se ha realizado un estudio previo. Al respecto, se solicita se adjunte como parte de la Propuesta Tarifaria el mencionado estudio.

Respuesta de la Concesionaria

Adjunta en su escrito de levantamiento de observaciones, imágenes que presentan los resultados del estudio sobre número de comercios.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado.

En las absoluciones el Concesionario adjunta la explicación y la fuente de donde se han tomado la información.

20) Observación N° 20.- Comercios potenciales y sustento de los consumos unitarios de los comercios en las categorías A1, A2 y B.

En razón del punto anterior, se debe desarrollar con mayor detalle el modo de determinación de los comercios potenciales sobre las redes existentes y proyectadas, asimismo, sustentar la determinación de los consumos unitarios de los comercios dentro de las categorías A1, A2 y B.

Respuesta de la Concesionaria

La proyección de los comercios potenciales se estimó considerando el promedio histórico entre las conexiones de clientes comerciales respecto a los clientes residenciales. Haciendo el análisis desde el año 2013 hasta el año 2017, se observa que el porcentaje resulta en 1%.

De esta manera, se aplicó este porcentaje sobre el total de clientes residenciales potenciales acumulados 2017 para determinar a los comercios (considerar que el porcentaje es acumulado por eso se toma el último valor). Adjunta cuadro que muestra dicho detalle.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado.

En las absoluciones el Concesionario adjunta la explicación y la fuente de donde se ha tomado la información y su procedimiento del cálculo en cuestión.

21) Observación N° 21.- Comercios potenciales y sustento de los consumos unitarios de los comercios en las categorías A1, A2 y B

Se observa que la proyección de la demanda comercial se realiza considerando la demanda del último año. Sin embargo, consideramos que dicho criterio tiene en cuenta un valor puntual que no reflejaría el comportamiento real del consumo de los comercios. En ese sentido, la referida proyección deberá considerar el promedio de los consumos unitarios de los clientes de las categorías respectivas, ya que dicho criterio se ajusta a las condiciones del sector comercial que puedan presentarse durante el periodo regulatorio. Es sentido, deberán ajustar el cálculo de la demanda del sector comercial.

Respuesta de la Concesionaria

Cálidda considera que la demanda del último año es lo más representativo de la demanda comercial actual y la proyectada para el periodo tarifario.

Análisis

No acató.

Una de las maneras para la estimación de la demanda es el análisis retrospectivo donde se evalúa lo histórico para poder estimar valores lo más próximo a la realidad. La proyección puede carecer de robustez en el caso de considerar solo un año (el ultimo) siendo que se cuenta con información histórica de casi 10 años para atrás, por ende al considerar un promedio de los últimos 3 o 4 años de datos históricos, la proyección de la demanda comercial tiende a ser más sustentable y robusta. Por lo que el regulador solicita concretar la proyección por esta vía.

22) Observación N° 22 – La cantidad de clientes residenciales y comerciales de la Propuesta, difiere de la señalada en el PQI

Respecto al número de clientes residenciales, se observa que lo presentado en la Propuesta Tarifaria y en el Modelo Tarifario no es concordante con la cantidad de clientes propuestos en el documento definido como Plan Quinquenal de Inversiones adjunto a la Propuesta Tarifaria. Se debe reevaluar el cálculo de la demanda del sector comercial, a efectos de ajustarlo con las cantidades de clientes que propone el Plan Quinquenal de Inversiones.

Respuesta de la Concesionaria

Se procedió con el ajuste propuesto por el regulador.

Análisis

Acató parcialmente a lo solicitado.

El concesionario asegura realizar el ajuste conforme a lo solicitado por el Regulador, sin embargo, no se observa dicho cambio en el Plan Quinquenal de Inversiones. Por lo que se solicita nuevamente reevaluar el cálculo de la demanda del sector comercial, a efectos de ajustarlo con las cantidades de clientes que propone el Plan Quinquenal de Inversiones.

23) Observación N° 23 – Se ha subestimado la cantidad de clientes comerciales

El Modelo Tarifario presenta una evaluación subestimada de los clientes comerciales (para el 2017 se proyecta sólo 2118 clientes). Según la información comercial, el número de clientes de la categoría B (a julio de 2017) es 2395 clientes. En ese sentido, se debe ajustar la proyección de la demanda comercial a efectos de estar acorde con la realidad.

Respuesta de la Concesionaria

Se procedió con el ajuste propuesto por el regulador considerando que se estima que el número de clientes comerciales, categoría B al cierre del año 2017, será de 2261.

Análisis

Acató parcialmente a lo solicitado.

El Concesionario procedió a ajustar, en el Modelo Tarifario, los clientes de la categoría B en 2261 clientes a fines del 2017, sin embargo, aun con este cambio sigue presentando una evaluación subestimada según lo solicitado por el Regulador, dado que la información comercial presentada por el Concesionario presenta un diferente número de clientes de la categoría B (a julio de 2017), que es de 2395 clientes. En ese sentido, se solicita nuevamente ajustar la proyección de la demanda comercial a efectos de estar acorde con la realidad.

24) Observación N° 24 – Se ha subestimado la cantidad de clientes comerciales

Los resultados del cuadro 3-14 de la Propuesta Tarifaria no concuerdan con los valores establecidos en el Modelo Tarifario. Corregir el mencionado cuadro.

Respuesta de la Concesionaria

Se procederá con el ajuste propuesto por el regulador.

Análisis

No acató.

Si bien El concesionario asegura realizar los ajustes correspondientes propuesto por el regulador, los resultados del cuadro 3-15 no concuerdan con los valores del Modelo Tarifario, tal cual se lo solicita en dicha observación.

9.6.2.3 Demanda en Instituciones Públicas**25) Observación N° 25 – Identificar los clientes existentes y los clientes que ingresarán a la demanda**

En el Cuadro 3-11 de la Propuesta Tarifaria se presenta un número de consumidores de instituciones públicas, sin embargo, es necesario se identifique cuáles son los clientes existentes y cuáles son los clientes que ingresarían al cálculo de la demanda.

Respuesta de la Concesionaria

Se muestra un cuadro de las instituciones públicas como clientes existentes. Asimismo, señaló que proyecta conectar 6 instituciones públicas, dado que existen demoras en lo concerniente a la contratación pública, así como por cuestiones presupuestarias.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado.

El concesionario identifica de manera detallada cuáles son los clientes existentes y cuáles son los clientes que ingresarían al cálculo de la demanda.

26) Observación N° 26 – Ajustar la proyección de la demanda de Instituciones Públicas a lo existente

El Modelo Tarifario presenta una evaluación subestimada de los clientes Instituciones Públicas (para el 2017 se proyecta sólo 14 clientes). Según la información comercial, el número de clientes de la categoría IP (a julio de 2017) es 15 clientes. En ese sentido, se debe ajustar la proyección de la demanda de Instituciones Públicas a efectos de estar acorde con la realidad.

Respuesta de la Concesionaria

Efectivamente, se listaron los 14 clientes IP actuales, dado que por error se consideró a la clínica San Juan de Dios como una Institución Pública en los reportes comerciales presentados.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado.

El concesionario, a partir de la observación, encontró un error en las bases comerciales de Cálidda, en la que se mal informo a la clínica San Juan de Dios como una Institución Pública.

9.6.2.4 Demanda del sector industrial Regulado**27) Observación N° 27 – Definir concepto Valor de Ajuste y sustentar los valores**

Se requiere que el Concesionario defina el concepto de “Factor de Ajuste” utilizado en Modelo Tarifario (Hoja de Cálculo: “Lógica Proyectos GNVInd”) y sustente los valores presentados de 28% y 35%, que impacta significativamente en el volumen solicitado por los nuevos clientes, en las proyecciones de demanda y en la

categorización de los clientes industriales. Además, deberán sustentar la asignación de 0% de factor de ajuste a proyectos que estarían ingresando en el 2018.

Respuesta de la Concesionaria

El "Factor de Ajuste" es un factor que se calcula como la razón entre la capacidad utilizada respecto de la capacidad solicitada en la SFS. El valor promedio histórico observado para el industrial es de 15.76%, valor que es considerado en el modelo ajustado, lo cual se muestra en la Tabla adjunta al escrito de levantamiento de observaciones.

Análisis

Acato.

El Factor de Ajuste presentado por el Concesionario engloba a todos los clientes en Industriales sin distinción de categorías, asimismo presenta datos dispersos, ambos factores generan distorsiones en el análisis de demanda del segmento industrial.

Para efectos de la propuesta del Consultor se utiliza la base de datos presentada por el Concesionario la cual se segmenta por categorías y se filtra los datos que muestran mayor dispersión, ambos criterios definen los nuevos factores de ajuste para cada una de las categorías tarifarias del segmento industrial, con ello se re categorizan a los nuevos clientes en base a la SFS y se definen el número de clientes a conectarse por categoría tarifaria.

28) Observación N° 28 – Sustentar a detalle la metodología y el cálculo con la que se agrupó la demanda base conformada por los clientes industriales

Se requiere que la Propuesta Tarifaria sustente con mayor detalle la metodología y el cálculo con la que agrupó la demanda base conformada por los clientes actuales en los sectores Construcción, Manufactura no Primaria, Pesca, Recursos Primarios e Hidrocarburos; referidos en la hoja Excel "DatosDemandaInd" del Modelo de Cálculo.

Respuesta de la Concesionaria

Cálidda clasifica a sus clientes Industriales según el sector económico. En base a esa información se agrupa a todas las industrias que participan en un mismo sector. Para efectos de la proyección se ha planteado un crecimiento a todas las categorías según la proyección sectorial del PBI.

Análisis

Acato con presentar la información.

29) Observación N° 29 – Sustentar con mayor detalle la utilización del PBI para proyectar la demanda del sector industrial

La Propuesta Tarifaria debe sustentar con mayor detalle la utilización del PBI para proyectar la demanda del sector industrial, desarrollada en la sección 3.3.2.1 estimación de la demanda base.

Respuesta de la Concesionaria

En la respuesta referida a la observación 28, se detalla cómo se utilizó el PBI para la proyección de la demanda industrial.

Análisis

Acato con presentar la información.

30) Observación N° 30 – Sustentar a detalle la metodología y el cálculo con la que se agrupó la demanda base conformada por los clientes industriales

Se debe tener una estimación más real del periodo de ingreso de los clientes industriales, en el sentido que el Concesionario debe estar en la capacidad de proyectar el mes en el que el cliente contará con el suministro y no solo limitarse a definirla como una media semestral de la demanda, como se ha modelado en Propuesta Tarifaria.

Respuesta de la Concesionaria

No es posible precisar el mes de ingreso de una nueva Industria en un periodo futuro de 5 años, debido a que hay varias condiciones y factores que afectan la decisión final de conexión de un cliente. En ese sentido, el proceso de conexión de un cliente está determinado por su decisión de firma del contrato de suministro, la condición financiera y garantía de llevar a cabo el proyecto por medio del pago del derecho de conexión, y finalmente la condición más incierta y difícil de estimar relacionada a la ejecución y terminación de las obras internas de cada cliente. De acuerdo a lo anterior, no es posible proyectar el mes específico en que se conectará.

Análisis

No Acato.

El Concesionario por la experiencia con la que cuenta debe definir la fecha de ingreso del cliente industrial con mayor exactitud de preferencia mensual o trimestral.

31) Observación N° 31 – Presentar un estudio de clientes potenciales en las zonas donde se planea expandir las redes

Para fines de verificar la demanda propuesta en sector industrial, adicionalmente a las SFS, se debe presentar un estudio de clientes potenciales en las zonas donde se planea expandir las redes, ya que es posible que potenciales clientes de dichas zonas no hayan presentado SFS por falta de infraestructura.

Respuesta de la Concesionaria

No se dispone del estudio de clientes potenciales.

Análisis

No acato.

Es necesario que el concesionario presente un Estudio de Clientes Potenciales con ello el Concesionario podrá proyectar con mayor precisión la capacidad y expansión de redes de acero.

32) Observación N° 32 – Diferencias entre el VNREG y la Propuesta Tarifaria respecto a las redes de Acero

A partir de la información GIS que acompaña la Propuesta Tarifaria, se observan que la red de acero, se han incluido alrededor de 70 nuevas extensiones de red a nuevos clientes. Sin embargo, de la Propuesta Tarifaria señala que son 43 clientes (industriales y generadores). Al respecto, la concesionaria deberá incorporar la demanda de los clientes no considerados, o en su defecto retirar la red excedente.

Respuesta de la Concesionaria

Se procedió a ajustar el Plan Quinquenal y Propuesta Tarifaria conforme la observación formulada.

Análisis

Acato parcialmente.

Se ha observado que se mantiene las diferencias numéricas entre el Informe de la Propuesta Tarifaria, el archivo Excel que sustenta la tarifa y los archivos TXT, de acuerdo con la última comunicación del Concesionario vía carta remitida a Osinergmin, para todos los efectos de metraje de la infraestructura del sistema de distribución prevalecerá la información presentada en los archivos TXT.

9.6.2.5 Observaciones sobre la demanda del sector transporte (GNV)

33) Observación N° 33 – Sustento de los valores de "Factor de Ajuste" utilizado para la estimación de la demanda del GNV

Adicionalmente a lo señalado en la observación 27), se requiere que el Concesionario sustente los valores presentados de 28% y 35% de "Factor de Ajuste" utilizado para la estimación de la demanda del GNV.

Respuesta de la Concesionaria

De la misma forma que lo indicado en la observación 27, para el caso del GNV se realizó una revisión del "Factor de Ajuste" calculado como la razón entre la capacidad utilizada respecto de la capacidad solicitada en la SFS, y resulta en un factor de ajuste de 0.71, según lo mostrado en la Tabla del escrito de levantamiento de observaciones.

Análisis

Acato.

34) Observación N° 34 – Presentar estudio de clientes potenciales referidos a la demanda de GNV

Para fines de verificar la demanda propuesta en sector GNV, se debe presentar un estudio de clientes potenciales en las zonas donde se planea expandir las redes, ya que es posible que potenciales clientes de dichas zonas no hayan presentado SFS por falta de infraestructura.

Respuesta de la Concesionaria

La demanda propuesta en el sector GNV está basada en los vehículos activos que registran consumo por un consumo promedio, data que tiene como fuente al Sistema de Control de Carga de COFIDE (Infogas), por lo que no se requiere presentar un estudio de clientes potenciales de la zona para verificar demanda, pues a pesar de que se agreguen más estaciones de servicio, lo único que incrementará es la cobertura más no la demanda. La demanda calculada se repartiría entre más estaciones, reduciendo el volumen por estación. Incluir más estaciones encarece más la tarifa por las mayores inversiones sin incrementar volumen asociado.

Análisis

El Concesionario debe presentar dicho estudio para sustentar la expansión de la infraestructura, de tal forma que las redes de acero se proyecten para soportar una capacidad futura.

35) Observación N° 34 – Sustentar los porcentajes definidos como “Participación Vehículos GNV Lima [%]” y “Vehículos GNV que Registran Consumo Perú [%]”

Se debe sustentar cómo se han obtenido los porcentajes definidos como “Participación Vehículos GNV Lima [%]” y “Vehículos GNV que registran consumo Perú [%]”, en la Hoja de cálculo “DatosDemanda GNV” del Modelo Tarifario.

Respuesta de la Concesionaria

La “Participación Vehículos GNV Lima %” se obtienen de la información del Sistema de Control de Carga de COFIDE (Infogas) y se halla de la división de las conversiones que se tienen en Lima, entre las conversiones totales. Por su parte “Vehículos GNV que registran consumo Perú %” se obtienen de la información del Sistema de Control de Carga de COFIDE (Infogas) y se halla de la división de los vehículos que registran consumo entre total vehículos activos.

Análisis

Acato.

Sin embargo, la proyección del consumo unitario por cliente debe llevar a un mayor análisis.

36) Observación N° 36 – Presentar valores reales del consumo unitario vehicular de gas natural, acordes con el tráfico de Lima

El Concesionario proyecta un consumo unitario vehicular de gas natural de hasta 6.49 m³/día (que representa una reducción del 40% del consumo unitario actual), con el argumento que los vehículos ligeros son más eficientes y que el recorrido de los mismos ha mejorado por la incursión de aplicativos de optimación de rutas. Al respecto, se debe señalar que el argumento planteado por el concesionario no resulta consistente, pues la mejora que pueda presentarse se debe a diversos factores, pero en ningún caso, puede llegar al nivel de consumo unitario señalado. En ese sentido, se deberá el corregir el cálculo a efectos que se presenten valores acordes con la realidad del tráfico de Lima y con las condiciones de operación de los vehículos.

Respuesta de la Concesionaria

Se ha desagregado el análisis del consumo unitario vehicular por tipo (pesado y liviano) sobre la base de información del sistema de control de carga de COFIDE. Señala que el promedio del consumo unitario para el año 2017 resulta en 7.63 m3/día y 102.56 m3/día para los vehículos livianos y pesados, respectivamente. Sobre la base de la tendencia de crecimiento mostrada durante los últimos meses del año 2017, se proyectó el consumo unitario para el periodo 2018-2022 para los vehículos livianos y pesados.

Los cálculos presentados reflejan la evolución estadística de este mercado, que se encuentra en periodo de franca contracción. El argumento planteado por nuestra empresa con relación al impacto negativo en el consumo unitario de los vehículos menores debido al uso de dispositivos de optimización de rutas no pretende ser el factor determinante de esta situación, la cual se explicaría por factores más estructurales referidos a los costos de conversión (barreras de entrada) y costos de uso de GNV que la hacen perder competitividad frente al G1-P. Los detalles de las cifras se muestran en cuadro incluido en su escrito de levantamiento de observaciones.

Análisis

No acato.

La proyección del consumo unitario por cliente debe llevar a un mayor análisis.

37) Observación N° 37 – El número de clientes GNV presentado en la Propuesta Tarifaria no concuerda con lo evaluado en el Modelo Tarifario

Respecto al número de clientes GNV, se observa que lo presentado en la Propuesta Tarifaria no concuerda con lo evaluado en el Modelo Tarifario. Se debe corregir el cuadro 3-22 de la Propuesta Tarifaria.

Respuesta de la Concesionaria

Se procederá con el ajuste propuesto por el regulador.

Análisis

Acato con realizar la corrección.

38) Observación N° 38 – Separar los consumos de vehículos ligeros de aquellos considerados como mayores

La Propuesta Tarifaria no expresa claramente la demanda de GNV para vehículos mayores (buses, ferrocarril y camiones) ni para los existentes ni para los

proyectados, por lo que se debe separar los consumos de vehículos ligeros de aquellos considerados como mayores. La estimación de la demanda debe separar cada uno de los mercados vehiculares, determinando los ratios respectivos en cada caso. Se deberá recalcular la demanda de GNV.

Respuesta de la Concesionaria

Se procederá con el ajuste propuesto por el regulador.

Análisis

Acato con presentar mayor detalle.

9.6.2.6 Demanda de los Generadores Eléctricos

39) Observación N° 39 – Recalcular la demanda de los GE, ajustando los casos definidos como generadores eléctricos “regulados”

El Concesionario ha definido un Factor de Ajuste para evaluar la demanda de los generadores eléctricos “regulados” (utiliza 28% y 35%), reduciendo la demanda de dichos clientes. Se debe señalar cualquier generador eléctrico pertenecen a la categoría GE (categoría especial), por lo que son independientes del nivel de consumo y los cargos son por capacidad. En ese sentido, deberán recalcular la demanda de los generadores eléctricos, ajustando los casos definidos como generadores eléctricos “regulados”.

Respuesta de la Concesionaria

El "Factor de Ajuste" es un factor que se calcula como la razón entre la capacidad utilizada respecto de la capacidad solicitada en la SFS. El valor promedio histórico observado es de 31.71%, valor que es considerado en el modelo ajustado, conforme se puede apreciar en la tabla incluida en su escrito de levantamiento de observaciones

Análisis

Acato con presentar sustento.

Sin embargo, el Concesionario debió considerar un universo mayor de clientes regulados para el cálculo del factor de ajuste indicado.

40) Observación N° 40 – Incorporar la demanda de EDEGEL S.A.A-SANTA ROSA 1-2-3 a partir del año 2020 y de Kallpa Generación S.A (LAS FLORES)

En la proyección de demanda de generadores eléctricos base, el concesionario a retirado de la demanda de EDEGEL S.A.A. - SANTA ROSA 1-2-3 a partir del año

2020 y ha reducido la capacidad contratada de "KALLPA GENERACIÓN S.A. (LAS FLORES)", generando una reducción 8.2% la demanda de la generación eléctrica. Ese sentido, se deberá proceder a incorporar dicha demanda faltante y corregir la demanda de generación eléctrica.

Respuesta de la Concesionaria

La proyección de demanda colocada para los generadores eléctricos corresponde expresamente a los términos que se encuentran recogidos en cada uno de los contratos vigente. En ese sentido, el Contrato de Distribución Firme de Gas Natural suscrito con la empresa Edegel S.A.A. Santa Rosa 1-2-3 tiene como vencimiento el 31 de diciembre de 2019. Asimismo, el Contrato de Kallpa Generación S.A. (Las Flores) establece las siguientes Cantidades Contractuales correspondientes al servicio firme según el cuadro incluido en el escrito de levantamiento de observaciones.

De acuerdo a lo establecido en el numeral 17.3 1 del "Procedimiento para Elaborar Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural" aprobado mediante Resolución Osinergmin No. 659-2008-OSCE, para el caso de los Consumidores Independientes con contratos de capacidad firme, como es el caso de Kallpa y Edegel, las demandas a estimar estarán basadas en función de dichos valores.

En este sentido, Cálidda se encuentra obligada a consignar en su exacta incidencia lo dispuesto en los mismos y sin poder hacer proyecciones y/o considerar supuesto de incremento o renovación. En ese sentido de acuerdo a la Constitución y el Código Civil, Cálidda se encuentra imposibilitada de suplir la voluntad de las partes.

Adicionalmente cabe señalar que, como es de su conocimiento, la regulación eléctrica viene siendo objeto de un análisis riguroso que devendrá, muy probablemente, en la modificación de las reglas aplicables a la generación eléctrica. En concreto en relación al cobro de potencia en este mercado. Por lo cual, actualmente no se podría proyectar una continuidad en el requerimiento de servicio firme de parte de las empresas generadoras dado que no habría incentivo para ello en la industria. En ese sentido, lo indicado por Cálidda en la propuesta responde a proyecciones de demanda tangibles.

Análisis

El Concesionario debe acompañar sus argumentos con los contratos de la Generadora Eléctrica en análisis.

41) Observación N° 41 – Corregir modelo y recalcular la demanda de generación porque el rango de cálculo está errado

41) Se observa que el rango para el conteo de clientes y suma de demanda del tipo generación eléctrica “regulada” (hoja de cálculo “Lógica Proyectos GNVInd”) no cubre todos los datos que se proponen. En ese sentido, se debe corregir el modelo y recalcular la demanda de generación.

Respuesta de la Concesionaria

Consideran correcta la apreciación del Osinergmin y se está procediendo con la rectificación de dicho error material.

Análisis

Acato con la corrección.

42) Observación N° 42 – Presentar un estudio de clientes potenciales referido al sector Generadores Eléctrico

Para fines de verificar la demanda propuesta en sector GEN, Se debe presentar un estudio de clientes potenciales en las zonas donde se planea expandir las redes, ya que es posible que potenciales clientes de dichas zonas no hayan presentado SFS por falta de infraestructura.

Respuesta de la Concesionaria

No se cuenta con un estudio de clientes potenciales para evaluar a posibles clientes generadores eléctricos. No obstante lo anterior, con relación a los potenciales clientes generadores eléctricos independientes, el estudio "Estimación del consumo de gas natural de Camisea de las Centrales Térmicas de Generación termoeléctrica para el periodo 2017-2026", para el periodo 2018-2022, sólo considera en el año 2018, la conversión a ciclo combinado de la CT de Termochilca, lo cual tendrá como efecto una reducción del consumo de gas natural. Por otro lado, con relación a los posibles clientes generadores regulados, se están considerando los siguientes clientes: ETNA, ILKO PERU, INDUSTRIAS PLASTICAS REUNIDAS, PERUANA DE MOLDEADOS, PODER PANADERO, PRECOTEX, SURPACK, ZTRATEK, SOLPACK y AJEPER.

Análisis

No acato.

43) Observación N° 43 – Presentar la evaluación de la proyección de la demanda, simulando el despacho eléctrico que se tendría durante el periodo regulatorio

En la Propuesta Tarifaria no se presenta un estudio de demanda de gas natural para el sector eléctrico basado en la simulación del despacho hidrotérmico, limitándose a presentar la demanda sólo en base a los contratos a firme con los generadores eléctricos. Se debe presentar adicionalmente, la evaluación de la proyección de la demanda, simulando el despacho eléctrico que se tendría durante el periodo regulatorio.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice G del escrito de levantamiento de observaciones se presenta el estudio de la "Estimación del consumo de gas natural de Camisea de las Centrales Térmicas de Generación termoeléctrica para el periodo 2017-2026", elaborado por el Estudio Laub y Quijandria Energy Group. Resulta pertinente recordar que de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 17.3 del Procedimiento para la Elaboración de Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados de Distribución de Gas Natural, en la determinación de la demanda de este sector, se debe considerar la contratación firme de los consumidores.

Análisis

Acato en presentar el estudio.

Sin embargo, el Regulador entre sus funciones tiene la potestad de analizar el mercado de generación eléctrica y determinar en base a las proyecciones de demanda del mercado eléctrico la demanda incremental de gas natural que supera la capacidad en firme en este sector e incluirla como demanda interrumpible.

44) Observación N° 44 – Sustentar la asignación de la demanda de la Refinería La Pampilla dentro de la categoría Generador Eléctrico.

Se debe sustentar el motivo por el cual se asigna la demanda de la Refinería La Pampilla dentro de la categoría Generador Eléctrico. Además, se deberá adjuntar el SFS respectivo.

Respuesta de la Concesionaria

En Apéndice H del escrito de levantamiento de observaciones se presenta el contrato de Refinería La Pampilla que como cliente Independiente tiene declarado el uso de Gas Natural para generación eléctrica. Adjuntan la SFS y el Contrato de Suministro.

Análisis

Acato con presentar.

45) Observación N° 45 – Difiere el número de clientes generadores eléctricos entre la Propuesta Tarifaria y el modelo de cálculo

Se requiere que el Concesionario precise cuál es el número de clientes generadores eléctricos proyectados dado que, en la Propuesta se indican que son 6, mientras que el Modelo Tarifario se indican que son 9 (Ztratek, Votorantim, Industrias Plásticas Reunidas, Poder Panadero, Peruana de Moldeados, Solpack, Precotex, Ilko Perú y Surpack).

Respuesta de la Concesionaria

Procedieron a ajustar el número de generadores eléctricos proyectados. Los clientes eléctricos proyectados son los siguientes: ETNA, ILKO PERU, INDUSTRIAS PLASTICAS REUNIDAS, PERUANA DE MOLDEADOS, PODER PANADERO, PRECOTEX, SURPACK, ZTRATEK, SOLPACK y AJEPER

Análisis

Acato.

46) Observación N° 46 – Corregir el Cuadro 3.28 de la Propuesta Tarifaria, precisando el valor de la demanda en términos de volumen firme

En el cuadro 3.28 de la Propuesta Tarifaria, se desprende que por la magnitud de los valores presentados para la demanda de los generadores eléctricos “independientes”, estos están expresados en términos de capacidad, correspondiendo estar expresado en términos de volumen firme [000 m3]. En ese sentido se deberá corregir el cuadro respectivo.

Respuesta de la Concesionaria

Las demandas de los generadores eléctricos independientes deben ser expresadas en términos de volumen firme debido a que estos consumidores contratan servicio firme (capacidad), según lo dispuesto en el numeral 17.3 del Procedimiento para la Elaboración de Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados de Distribución de Gas Natural.

Análisis

No acato.

47) Observación N° 47 – Sustentar la no inclusión del cliente Ferrosalt S.A.

El Concesionario debe revisar y sustentar la no inclusión del cliente Ferrosalt S.A.

Respuesta de la Concesionaria

El cliente Ferrosalt SA se encuentra actualmente habilitado

Análisis

El Concesionario no lo incluye en el análisis.

9.6.2.7 Demanda de los Consumidores Categoría E o Independientes

48) Observación N° 48 – Presentar estudio de clientes potenciales referidos a los clientes de la categoría E e Independientes

A efectos de validar los consumidores de la categoría E, se debe presentar un estudio de clientes potenciales en las zonas donde se planea expandir las redes, ya que es posible que potenciales clientes no hayan presentado las SFS por falta de infraestructura.

Respuesta de la Concesionaria

No se dispone del estudio de clientes potenciales de los consumidores de la Categoría E. Asimismo, se debe tener presente lo dispuesto en el numeral 17.3 del Procedimiento para la Elaboración de Estudios Tarifarios.

Análisis

No acato.

El Concesionario debe presentar un estudio donde se sustente la utilización del volumen interrumpible de las generadoras eléctricas.

49) Observación N° 49 – Sustentar la demanda de PROTISA

Se deberá sustentar la demanda de gas natural determinada para PROTISA establecida como categoría E. Adjuntar también el SFS respectivo.

Respuesta de la Concesionaria

De acuerdo con la información suministrada en la primera SFS enviada por PROTISA, su consumo sería de 30,000 sm³/día. En el Apéndice 1 se presenta la SFS del cliente y documentación de respaldo.

Análisis

Acato con presentar sustento.

50) Observación N° 50 – Considerar en el análisis de la demanda de los clientes independientes, los contratos interrumpibles.

En el caso de los consumidores independientes, Cálidda solo contempla las Capacidades Reservadas Diarias (CRD) que tienen contratados sus clientes por servicio firme. Dicho criterio aplicado, no cumple lo establecido en el numeral 17.3 de la Norma de Estudios Tarifarios, que señala: “Para el caso de los Consumidores Independientes con contratos firme y/o interrumpible, las demandas a estimar estarán basadas en función de dichos valores.”. Por lo tanto, Cálidda debe considerar en el análisis de demanda de los clientes independientes también los contratos interrumpibles que ha suscrito.

Respuesta de la Concesionaria

La proyección de la demanda de los consumidores independientes y de los generadores eléctricos, se elaboró considerando lo establecido en el “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios”.

Como en todas las instancias de cálculo se debe utilizar la misma demanda, y de acuerdo a lo establecido por los artículos 17.3 y 28.3 de la citada resolución, la proyección de la demanda de los consumidores independientes y de los generadores eléctricos que cuenten con contratos de servicio firme suscritos, será la demanda contratada, metodología usada por el regulador en las anteriores revisiones tarifarias.

Análisis

No acato.

El Concesionario no analiza la demanda interrumpible de las Generadoras Eléctricas solo se basa su análisis en la Capacidad en Firme de las mismas.

51) Observación N° 51 –Se requiere un análisis basado en información histórica de los Consumidores independientes.

Se observa que el consumo unitario proyectado para los consumidores independientes presentados en la Propuesta Tarifaria, mantiene el mismo valor utilizado en el periodo regulatorio 2014-2018. En ese sentido, se solicita analizar dicho consumo unitario y evaluarlo en base a la información histórica de consumo.

Respuesta de la Concesionaria

Los consumos unitarios de los consumidores independientes presentados en la Propuesta Tarifaria se calculan en función de la capacidad reservada diaria que tengan contratada conforme el Contrato Firme vigente, de acuerdo a lo dispuesto por

los artículos 17.3 y 28.3 del "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios".

Análisis de Osinergmin

El Concesionario debe analizar los clientes que no cuenten con capacidad reservada.

9.6.3 Observaciones respecto al Costo del Servicio

9.6.3.1 Calculo del costo del Capital

52) Observación N° s/n – Factor de recupero de capital activo (FRC) errada.

La fórmula de Factor de recupero de capital activo (FRC) del numeral 5.2.2 está errada, dicha fórmula deberá ser reemplazada por la siguiente:

$$FRC = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^{vu}}}$$

Respuesta de la Concesionaria

Se procederá con el ajuste al informe propuesto por el regulador.

Análisis

Acato con el ajuste.

9.6.3.2 Incobrables

53) Observación N° 52 – Ajustar el ratio de incobrabilidad incluyéndolo como un costo de operación y mantenimiento.

En la Propuesta tarifaria, los incobrables son calculados como un porcentaje adicional aplicado al pliego tarifario propuesto. Sin embargo, dicho planteamiento no se ajusta a la metodología aplicada en regulaciones anteriores, cuyo valor forma debe formar parte de los costos de operación y mantenimiento. Por ello, se solicita al concesionario que ajuste la metodología de determinación del ratio de incobrabilidad incluyéndolo como un costo de operación y mantenimiento (0,5% de ingreso de los regulados), como ha sido reconocido en periodos regulatorios anteriores.

Respuesta de la Concesionaria

Los costos operativos, por definición, no pueden ser considerados incobrables, por el contrario, estos últimos guardan estricta relación con una contribución la misma que no es gerenciable por la administración y que es de obligatorio cumplimiento.

La incorporación de la tasa como un factor aplicado sobre la tarifa final blindo a la distribuidora, y al consumidor final, del riesgo de no poder cubrir un costo de naturaleza variable con un reconocimiento fijo o tener un costo reconocido que supera lo finalmente transferido al regulador y al ministerio. La práctica usual regulatoria es que estas tasas tengan una naturaleza independiente del margen de distribución y comercial del distribuidor.

Análisis

No acató.

La propuesta presentada por el concesionario no se ajusta a prácticas anteriores. En la absolución el concesionario indica que la práctica planteada por ellos de uso habitual, sin embargo, solo indica tres antecedentes del mismo país (Brasil), por lo que el mismo no puede ser considerado una generalización.

En lo que respecta a la incobrabilidad, su traslado a la tarifa final elimina cualquier incentivo que podría tener el concesionario a implementar programas o acciones tendientes a reducir los niveles de incobrabilidad. Por el contrario, su incorporación en el costo de servicio permitiría al concesionario obtener rentabilidades adicionales si logra reducir las tasas reconocidas en el período regulatorio.

En lo que respecta al aporte regulatorio, OSINERGMIN evaluará la propuesta presentada por el concesionario.

9.6.3.3Capital de Trabajo

54) Observación N° 53 – Considerar al capital de trabajo como costo operativo del área comercial y no como un elemento de la base de los activos.

El Concesionario a través de su Propuesta Tarifaria propone que el capital de trabajo sea considerado como un elemento de la base de los activos. Sin embargo, conforme establece la Norma de Estudios Tarifarios en el Artículo 25°, los costos por financiamiento de ventas (capital de trabajo), son costos operativos del área comercial. Por este motivo el capital de trabajo debe considerarse como un costo de financiamiento de las ventas y no como lo plantea el Concesionario. Adicionalmente, conforme a lo establecido en dicho artículo, el capital de trabajo esta únicamente

conformado por el costo del financiamiento de las ventas, por lo que la inclusión del ítem caja y bancos no corresponde y debe ser excluido del análisis.

Respuesta de la Concesionaria

Conceptualmente, la utilización de la concepción contable del capital de trabajo es de naturaleza análoga a la generación del flujo de fondos y se realiza sobre el período tarifario. De hecho, el modelado del activo corriente y pasivo corriente representa una condición promedio operativa de la distribuidora.

En este sentido, y por la naturaleza del capital de trabajo, es la opinión de Cálidda que debe ser tratado como costo de capital y no como costo de operar y mantener. En virtud de esto consideramos que la definición contenida en el artículo 25° del procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios, respecto del tratamiento contable como costos operativos es un error conceptual que debe ser corregido en su implementación. Por esta razón, al entender de Cálidda, el capital de trabajo queda excluido de cualquier modelado de costo operativo.

Con relación a la inclusión en el ítem caja bancos, esto encuentra su fundamento en la necesidad de contar con un flujo dinerario necesario para la operatividad recurrente y ordinaria de la distribuidora. En este sentido, consideramos que los mismos se deben mantener.

Análisis

No acató.

El artículo 25.1 del procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios en actividades reguladas de distribución, establece que:

“Los costos de comercialización involucran los costos operativos del área comercial como, por ejemplo:

- a) Costos del área comercial (oficina, equipos, personal);
- b) Costos por pérdidas comerciales;
- c) Costos por financiamiento de ventas (capital de trabajo);
- d) Costos por gestión de clientes (conexión y corte);
- e) Costos por medición, facturación y cobranza.....”

Por lo tanto, OSINERGMIN considera inadecuada la propuesta realizada por el concesionario.

9.6.3.4 Derecho de Conexión

55) Observación N° 54 – Presentar la relación de cobros efectuados por Derecho de Conexión desde 2014 hasta la fecha

Se deberá presentar la relación de cobros efectuados por Derecho de Conexión desde 2014 hasta la fecha, incluyendo los cobros por las variaciones del Derecho de Conexión efectuados en ese mismo periodo. Esto, a efectos de evaluar otros ingresos tarifarios en concordancia con lo señalado en el numeral 12.3 del Artículo 12° de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice 3 presenta el detalle de los cobros efectuados por derecho de conexión desde el año 2014 a la fecha.

Análisis

Acato con presentar.

9.6.3.5 Diseño de la Red de distribución

56) Observación N° 55 – Incorporar en la Propuesta Tarifaria el desarrollo del diseño de la Red, adjuntando los sustentos técnicos.

La concesionaria debe incorporar en la Propuesta Tarifaria el desarrollo del Diseño de la Red, adjuntando los sustentos técnicos, recorridos de los ductos, diámetros y presiones nominales de operación, la planimetría de la infraestructura existente y proyectada, entre otros, de acuerdo a los criterios establecidos en el Artículo 21° de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice K se adjunta informe técnico 1NF2017-0001 y anexos.

Análisis

Acato con presentar la información solicitada, sin embargo, no presenta los archivos fuente de las simulaciones hidráulicas.

57) Observación N° 56 – Incorporar en la Propuesta Tarifaria el desarrollo del diseño de la Red, adjuntando los sustentos técnicos.

El concesionario no ha presentado el sustento técnico para las ampliaciones de las redes de acero, que incluye las redes para las zonas nuevas, las redes denominadas

refuerzos y las tuberías de conexión para clientes de tipo industrial, GNV y generador eléctrico, por lo que se solicita que presente dicha información.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice L se adjunta el informe técnico 1NF2017-0002 y anexos que sustentan técnicamente la ampliación de las redes del Plan Quinquenal.

Análisis

Acato con presentar la información solicitada, sin embargo, no presenta los archivos fuente de las simulaciones hidráulicas.

58) Observación N° 57 – Entregar los archivos que contengan las corridas del modelamiento hidráulico de las ampliaciones de las redes de acero.

Se deberá entregar los archivos que contengan las corridas del modelamiento hidráulico de las ampliaciones de las redes de acero, que incluye las redes para las zonas nuevas, las redes denominadas refuerzos y las tuberías de conexión para clientes de tipo industrial, GNV y generador eléctrico, que hacen referencia en el documento adjunto como Plan Quinquenal de Inversiones y la Propuesta Tarifaria. Los archivos deberán estar en GasWorks 9.0 preferentemente.

Respuesta de la Concesionaria

Las corridas de modelamiento hidráulico se encuentran en Apéndice L.

Análisis

Acato con presentar la información solicitada, sin embargo no presenta los archivos fuente de las simulaciones hidráulicas.

9.6.3.6 Determinación de las inversiones (CAPEX)

9.6.3.6.1 Información de Sustento de la Inversión

59) Observación N° 58 – Inconsistencia de la información de la inversión del VNRGN

La información de sustento de la inversión (existentes y proyectadas) mediante el Portal de Remisión de Información Energética (PRIE) de Osinergmin y que se encuentra bajo la estructura del Procedimiento VNRGN (Resolución Osinergmin N° 188-2012- OS/CD y modificatorias), presenta inconsistencias, en la Tablas 05, 07, 09, 10 ,11,12,13 y 14

Respuesta de la Concesionaria

Sobre el particular se cargaron nuevamente las informaciones al Portal WEB de Osinergmin y se validó la información. Todos los errores detallados en este punto han sido subsanados.

Análisis

Acato con presentar la información solicitada.

60) Observación N° 59 – Desagregación de las actividades de los elementos que conforma la inversión

Presentar el desagregado de las actividades que conforman cada elemento de inversión (gasoductos de Acero y Polietileno; tuberías de conexión de acero, polietileno; City Gate, ERPs, válvulas y Obras especiales) y los rendimientos que hayan sido utilizados en la construcción de las instalaciones requeridas en el sistema de distribución de gas natural.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice N se entregan los soportes de diseño de los costos unitarios de Cálidda.

Análisis

El Concesionario debe presentar su propio análisis y sustento de costos recogidos del mercado actual.

9.6.3.6.2 Redes Existentes

61) Observación N° 60 – Verificar los metrados presentados con relación a las instalaciones existentes

En el numeral 4.3.1 de la Propuesta Tarifaria, el concesionario presenta un resumen del VNR Vigente y el VNR Preliminar. Sin embargo, dicha información al estar sustentada en la información que se remite por el PRIE, (observación 58) y al no estar correcta, imposibilita la comparación y verificación de los metrados y valorizaciones presentados por el concesionario en su Propuesta Tarifaria y el Modelo Tarifario. El concesionario debe subsanar las observaciones a efectos de poder verificar sus metrados presentados en las instalaciones existentes.

Respuesta de la Concesionaria

Ver respuestas de la observación 58.

Análisis

Acato con presentar.

Sin embargo, se han observado infraestructura incongruente como ductos en paralelo que no están conectados a la red o infraestructura proyectada sin ningún fin como es el caso de ERP la Molina 02 la cual no abastece a ningún cliente.

62) Observación N° 61 – No esta detallado el valor del "Reajuste VNR" y el "VNR Altas"

61) De acuerdo con lo mencionado por el Concesionario, la determinación del VNR de las instalaciones existentes tiene en cuenta lo dispuesto por el Artículo 111° del Reglamento de Distribución, sin embargo, no se indica el valor del "Reajuste VNR" y el valor de "VNR Altas" obtenido de la valorización de las instalaciones ejecutadas entre julio 2013 y junio 2017. En ese sentido, corresponde a la empresa detallar dicha información.

Respuesta de la Concesionaria

En el Modelo Tarifario presentado en la hoja denominada "CK Activos Distribución" se encuentren los cálculos del VNR Preliminar y VNR Actualizado, conforme lo dispone el artículo 111° del Reglamento de Distribución.

Análisis

Acato con presentar.

9.6.3.6.3 Redes Proyectadas**63) Observación N° 62 – Periodo tarifario diferente al que es materia del presente Proceso Regulatorio**

62) En el numeral 4.3.2 de su Propuesta Tarifaria, el concesionario hace referencia a un periodo tarifario diferente al que es materia del presente proceso regulatorio, por lo que se solicita corregir.

Respuesta de la Concesionaria

Se procederá con el ajuste al informe propuesto por el regulador.

Análisis

Acato con el ajuste.

64) Observación N° 63 – Información adecuada para verificar instalaciones Proyectadas

Similar al caso de las redes existentes, al presentar inconsistencias en su información de sustento, no es posible verificar y validar los metrados señalados en

su Propuesta Tarifaria, Modelo Tarifario y la concordancia con su Plan Quinquenal de Inversiones. El concesionario debe subsanar las observaciones a efectos de poder verificar sus metrados presentados para las instalaciones proyectadas.

Respuesta de la Concesionaria

Ver respuesta a la observación 58.

Análisis

Acato con presentar.

Sin embargo, se han observado infraestructura incongruente como ductos en paralelo que no están conectados a la red o infraestructura proyectada sin ningún fin como es el caso de ERP la Molina 02 la cual no abastece a ningún cliente.

65) Observación N° 64 – Instalaciones proyectadas deben tener plazos de ejecución semestrales

Se debe tener en cuenta que las instalaciones proyectadas deben tener plazos de ejecución semestrales, en concordancia con el numeral 10.2 de la Norma de Estudios Tarifarios.

Respuesta de la Concesionaria

Existen variables que inciden en la decisión de inversión de los clientes y el desarrollo de los proyectos (permisos de construcción, problemas sociales, entre otros), las cuales son ajenas al manejo de Cálidda, hecho que hace imposible definir con un grado aceptable de certeza periodos de ejecución de instalaciones inferiores al año.

Incluso la definición de las inversiones proyectadas para el periodo anual, está sujeto a gran incertidumbre, que se refleja en los ajustes del Plan Anual y Quinquenal que se realizan durante el periodo tarifario respectivos.

Análisis

No acato.

9.6.3.6.4 Valorización de Inversiones Proyectadas

66) Observación N° 65 – Impasibilidad de validar los resúmenes de lo metrados

En el numeral 4.3.3 de su Propuesta Tarifaria, el concesionario presenta la valorización del plan de inversiones empleado para el cálculo de la Propuesta Tarifaria a partir de sus costos unitarios. Se debe señalar que al existir

inconsistencias en su información de sustento de los metrados (observación número 58), no es posible validar los resúmenes presentados en la Propuesta Tarifaria, por lo que se reitera que es necesario se subsane primero las inconsistencias a la información de sustento.

Respuesta de la Concesionaria

Ver comentarios a la observación 58.

Análisis

Ver comentarios del punto 64.

67) Observación N° 66 – Sustentar las inversiones en obras especiales y existencia de duplicidad en las inversiones de obras especiales

El Concesionario debe sustentar las inversiones en obras especiales, las cuales fueron asignadas a cada uno de los clientes GNV, industrial y Generación Eléctrica, y que están señaladas en la hoja Excel "BDProyectosGNVInd". Además, se observa duplicidad en las inversiones de obras especiales.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice M se presenta el detalle de las Obras Especiales, el sustento correspondiente y un registro fotográfico de las mismas. Asimismo, se revisaron las inversiones de la hoja de Excel "BDProyectosGNVInd" y se corrigieron inconsistencias.

Análisis

Acato con presentar.

68) Observación N° 67 – Se ha detectado redes existentes que están siendo incluidas en su proyección

Se solicita al Concesionario revisar la expansión de las redes de distribución de gas natural, ya que se ha detectado redes existentes que están siendo incluidas en su proyección, tal es el caso de Cerámicas Lima en Punta Hermosa, que en la actualidad viene operando. Al respecto, Según la Propuesta Tarifaria, se proyecta realizar una red de acero y una ERP en el 2018.

Respuesta de la Concesionaria

Con respecto a esta observación se indica que el cliente Cerámicas Lima está en proceso de traslado de sus diversas plantas hacia Punta Hermosa, el caudal total que requerirá, sobrepasa el caudal máximo que puede entregar las redes de polietileno en donde actualmente se encuentra conectado, haciendo necesario el

desarrollo de una red de acero en media presión para poder atenderlo. Esta red de acero en el futuro se podrá interconectar con la red en media presión que actualmente se viene instalando en Chilca y permitirá atender la demanda futura de la zona sur de Lima.

Análisis

Acato con sustentar.

9.6.3.6.5 Tratamiento de la Tubería de Conexión:

69) Observación N° 68 – Sin detalle del procedimiento que se ha seguido para calcular las longitudes promedio de las tuberías de conexión

En el numeral 4.3.4 de su propuesta, la empresa presenta un resumen de metrados y valorización para las tuberías de conexión. Sin embargo, no señala el detalle del procedimiento que se ha seguido para calcular las longitudes promedio de las tuberías de conexión. En ese sentido, se solicita que se presente el detalle del procedimiento y cálculo empleado para determinar la valorización de las tuberías de conexión, debiendo tenerse en cuenta la información que se remite en la estructura del procedimiento VNRGN.

Respuesta de la Concesionaria

En el Modelo Tarifario presentado, en la hoja de cálculo "CK Activos de Distribución" se presenta con detalle el cálculo de la longitud de las tuberías de conexión.

Análisis

Acato con presentar, sin embargo, en los archivos TXT no presenta dichas redes.

9.6.3.6.6 Ampliación del City Gate

70) Observación N° 69 – Inversiones sin sustento

En el numeral 4.3.5 de la Propuesta Tarifaria se establecen inversiones para el City Gate que carecen de un sustento adecuado pues no se indican las razones técnicas de su necesidad. La ampliación debe estar debidamente sustentada y acorde con lo que exprese el estudio de demanda

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice K se presenta el Informe Técnico 1NF2017-0001 y anexos en donde se sustenta la ampliación del City Gate

Análisis

Acato con presentar.

9.6.3.6.7 Sobre la concordancia del Plan Quinquenal de Inversiones con la Propuesta Tarifaria por año

71) Observación N° 70 – Información de la Propuesta tarifaria diferente al PQI

Existe error en el cuadro N° 10 y 11 de la propuesta tarifaria, observando que la información no es concordante. Resulta necesario que la información presentada en su Plan Quinquenal de Inversiones, así como, lo presentado en la Propuesta Tarifaria, sea concordante y esté debidamente sustentada con la información que se presenta en la estructura del Procedimiento VNRGN.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice K se presenta el Informe Técnico 1NF2017-0001 y anexos en donde se sustenta la ampliación del City Gate

Análisis

Acato con presentar.

9.6.3.6.8 Sobre la concordancia del Plan Quinquenal de Inversiones con la Propuesta Tarifaria por año

72) Observación N° 71 – Información de la Propuesta tarifaria diferente al PQI

Redistribuir el plan de desarrollo de inversiones de la Propuesta Tarifaria y el Plan Quinquenal de Inversiones, la misma que deberá estar acorde con la velocidad de construcción alcanzados en los últimos años, dada la inconsistencia de los Gráficos N°1 y N°2 de la propuesta.

Respuesta de la Concesionaria

Las construcciones de Redes de Acero consideran las extensiones de redes para la conexión de nuevos clientes y la construcción de los refuerzos necesarios al sistema para asegurar la confiabilidad y operación del sistema de distribución.

Así, en el primer año de la propuesta presentada, se proyecta construir 56,9 km de acero, siendo 35,37 km de redes destinadas a refuerzos del sistema y 21.53 km destinadas a la conexión de extensiones de redes para conexión de clientes. Sobre el particular, Cálidda considera que la distribución de la ejecución de las redes de acero presentada es la adecuada para cumplir con la ejecución del Plan Quinquenal.

Análisis

Para todos los efectos se utilizará el metraje y la expansión progresiva de los archivos TXT presentados por el Concesionario.

9.6.3.6.9 Sobre la valorización de la Red Principal**73) Observación N° 72 – Información de la Propuesta tarifaria diferente al PQI**

El concesionario no ha cumplido con reportar el sustento del reporte de costos, solo se ha limitado a mostrar los valores finales. Dicha forma de presentación no está contemplada en la Norma de Estudios Tarifarios. En ese sentido, se solicita que le empresa remita su información de costos de inversión, según el detalle solicitado en el Procedimiento VNRGN.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice N se entregan los soportes de diseño de los costos unitarios de Cálidda. Adicionalmente, los nuevos códigos VNR fueron presentados a Osinergmin en la carta N° 2016-023227 de la fecha 07/07/2016.

Análisis

Acato con presentar.

9.6.3.6.10 Sobre la valorización de la Red Principal**74) Observación N° 73 – La red principal, deben ser descontadas de las inversiones existentes**

73) Es necesario precisar que los tramos de gasoducto que forman parte de la Red Principal tiene un tratamiento especial al momento de la determinación de las inversiones a ser consideradas en el cálculo tarifario, dichas instalaciones se pagan mediante los Ingresos Garantizados, por lo que en el cálculo final estas deben ser descontadas de las inversiones existentes.

Respuesta de la Concesionaria

Sobre el particular, Cálidda considera que los tramos de gasoducto que forman parte de la Red Principal, deben tener el mismo tratamiento que el resto de las inversiones que establece el "Procedimiento para la elaboración de Estudios Tarifarios", por las razones que se explican a continuación:

a) Extinción del Mecanismo de Garantía de la Red Principal: Conforme lo establece el numeral 14.8.1 del Contrato BOOT, el Mecanismo de la Garantía por Red Principal se extingue si la Garantía por Red Principal resultara menor o igual a cero por un periodo

de: i) Tres (3) Años de Cálculos consecutivos; o ii) Tres (3) años durante (5) Años de Cálculos consecutivos.

De acuerdo a lo anterior, la extinción del Mecanismo de la Garantía por Red Principal se dio en el año 2010, cuando la Garantía por Red Principal resultó en cero por tres años consecutivos.

Bajo esta situación, el Mecanismo de la Garantía por Red Principal se dejó de aplicar, y por tanto todos los conceptos asociados al mismo quedaron extinguidos también.

b) Establecimiento de la Tarifa Única: Mediante la Resolución Suprema N° 1037-2010-EM que aprueba la adenda al Contrato BOOT de la Concesión de Distribución de Lima y Callao se crea un nuevo marco tarifario que permite unificar la tarifa de la Red Principal de Distribución con las Otras Redes, dando paso un solo sistema integrado de distribución. Este nuevo sistema tarifario, denominado Tarifa única de Distribución, consiste en una sola tarifa aplicable a todos los usuarios de la concesión de Lima y Callao.

De acuerdo a lo expuesto, la tarifa de Red Principal junto con su Mecanismo de Garantía asociado dejó de aplicarse en vista que fue reemplazada por el esquema de la Tarifa única que sigue la regulación que establece el procedimiento de fijación tarifaria aprobada por la Resolución Osinergmin 659-2008-OS/CD.

Análisis

El Mecanismo de Garantía está establecida dentro del Contrato de Concesión y se mantendrá vigente durante toda la duración de dicho contrato, se realizarán los descuentos correspondientes en inversión y operación y mantenimiento de dicha infraestructura y se incluirán los Ingresos Garantizados Anuales por dicha infraestructura.

9.6.3.7 Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)

75) Observación N° 74 – Presentar la comparación de OPEX entre empresas nacionales y extranjeras de distribución de gas natural

Presentar la comparación con empresas nacionales o extranjeras de negocio de gas natural y la comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares, teniendo en cuenta la preponderancia en redes subterráneas.

Respuesta de la Concesionaria

Se desarrolló un modelo de empresa de referencia atendiendo los estándares de regulaciones de referencia en latino américa que busca cumplir con las observaciones referentes a los OPEX, lo cual se adjunta en el Apéndice N.

Análisis

Acató parcialmente

El concesionario acató la observación desarrollando un modelo de empresa de referencia. Sin embargo, la propuesta no presenta las comparativas con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares, ni la comparación con empresas nacionales o extranjeras de negocio de gas natural. A su vez, la propuesta de costos de explotación proyectados no se ajusta al criterio de eficiencia establecido en el artículo 112º del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

76) Observación N° 75 – Corregir propuesta tarifaria y realizar un modelamiento de los costos de explotación basado en empresa modelo

Corregir propuesta tarifaria y realizar un modelamiento de los costos de explotación, diseñando una empresa modelo tipo, con una estructura organizacional eficiente, en base al Manual de Organización y Funciones (MOF) y al Manual de Operación y Mantenimiento. Asimismo, Presentar la estructura organizacional (organigrama), de la empresa modelo y que tenga en cuenta las áreas en que son segmentados los costos de explotación.

Respuesta de la Concesionaria

Señala que fue absuelta en la Observación 74.

Análisis

Acató parcialmente

El concesionario desarrolló un modelo de empresa de referencia tal como lo indica el Procedimiento para la Elaboración de Estudios Tarifarios. Sin embargo, la propuesta de costos de explotación proyectados no se ajusta al criterio de eficiencia establecido en el artículo 112º del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

77) Observación N° 76 –Separar los costos contables, según los señalado en el Manual de Contabilidad Regulatoria

Los costos contables de Cálidda aplicados de manera directa no resultan justificados, desde que dichos costos consideran costos operativos y de inversión de una empresa en plena expansión. En este sentido, Cálidda debe separar ambos costos, según lo señalado en el Manual de Contabilidad Regulatoria. Asimismo, dichos costos operativos, deberán ser considerados de manera referencial teniendo en cuenta que no necesariamente son los más eficiente del mercado. En

consecuencia, se solicita al concesionario presentar el detalle de los costos operativos contables señalados.

Respuesta de la Concesionaria

La utilización de costos contables de manera directa fue reemplazada en función de lo indicado por Osinergmin en consecuencia no resulta necesario enviar el detalle de los costos operativos solicitados.

Análisis

Ídem comentarios a absolución 74.

78) Observación N° 77 – No se presentan los criterios para la selección de Drivers de costos de explotación

En el Cuadro 4.13 de la Propuesta Tarifaria, se presentan los diferentes Drivers de los costos utilizados en la proyección de los costos de explotación, sin embargo, no se presentan los criterios para la selección de dichos Drivers, ni el sustento de la información base (planillas de empleados, número de licencias, contratos de alquiler de locales, etc.). La empresa debe presentar los criterios mencionados y los sustentos respectivos.

Respuesta de la Concesionaria

La utilización de drivers para extrapolar de los costos operativos fue reemplazada por la Empresa de Referencia en función de lo indicado por Osinergmin.

Análisis

Ídem comentarios a absolución 74.

79) Observación N° 78 – Respecto a las pérdidas estándares, se debe presentar el balance del gas natural del sistema de distribución

En relación a los Drivers presentados en el Cuadro 4.13 de la Propuesta Tarifaria, se requiere que la empresa presente el detalle de las regresiones lineales realizadas para cada costo proyectado que conforma el Cuadro 4.14 de la Propuesta.

Respuesta de la Concesionaria

La utilización de drivers para extrapolar de los costos operativos fue reemplazada por la Empresa de Referencia en función de lo indicado por Osinergmin.

Análisis

Ídem comentarios a absolución 74.

80) Observación N° 79 – Respecto a las pérdidas estándares, se debe presentar el balance del gas natural del sistema de distribución

Conforme se señala en el numeral 24.6 de la Norma de Estudios Tarifarios, para el reconocimiento de las pérdidas estándares, el concesionario deberá presentar el balance del gas natural del sistema de distribución que considere el gas ingresado, el almacenado en ductos y las ventas en el sistema de distribución. Por lo que se requiere que la empresa presente el balance del gas natural mencionado.

Respuesta de la Concesionaria

Adjunta el balance de gas natural del año 2010 al 2016, conforme al cuadro que incluye en el escrito de levantamiento de observaciones.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado por OSINERGMIN

81) Observación N° 80 – Respecto a las pérdidas estándares, se debe presentar el balance del gas natural del sistema de distribución

Detallar los costos estimados referidos al: a) Mantenimiento de la acometida; b) Diseño de las instalaciones internas, c) Inspección supervisión y habilitación de las instalaciones internas; d) Revisión Quinquenal de las instalaciones internas; y, e) Gestión de la Promoción para los Consumidores Regulados con consumos menores a 300 m³/mes.

Respuesta de la Concesionaria

Los ítems a, b y d están desarrollado en la hoja Costos O&M de la empresa de Referencia. El costo de la gestión de la promoción y la orden de compra para del diseño estándar de las instalaciones internas está desarrollado en el Apéndice P.

Análisis

Acató parcialmente

El costo de gestión de la promoción se encuentra detallado en el apéndice P.

Los costos de mantenimiento de la acometida y Revisión quinquenal de las instalaciones internas están detallados en la Empresa de Referencia. Sin embargo, los mismos se encuentran modelados dos veces de manera diferenciada en el modelo y por ende considerado de manera duplicada en el OPEX.

Por último, no se observa información relacionada al diseño de las instalaciones internas tal como indica el concesionario.

82) Observación N° 81 – Sustento de las cotizaciones de mercado de materiales

Con relación a los costos de inspección de la red AP, se requiere que la empresa presente el sustento de las cotizaciones de mercado a que hace referencia en dicho numeral, y cuyo resumen de costos se presenta en el Cuadro 4.17.

Respuesta de la Concesionaria

El costo del ECDA del ducto de 20" se estimó a partir de los gastos realizados en los años anteriores que se resumen en la Tabla que incluyen en su escrito de levantamiento de observaciones. Finalmente señalan que el costo del ECDA y el ILI del ducto de 30" fue estimado considerando los costos del ducto de 20". Precisan que en el Apéndice Q del citado escrito se adjunta lo solicitado.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado por OSINERGMIN, pero no se modificó el Modelo Tarifario. El concesionario presenta un detalle de los costos por la Inspección de la Red AP tanto en el Apéndice Q, como en el informe con las respuestas a las observaciones de la Propuesta Tarifaria. Sin embargo, los valores indicados en la absolución a la observación 81, no coinciden con los incorporados al modelo tarifario.

83) Observación N° 82 – Sustento de las cotizaciones de mercado de materiales

Con relación a los costos por aplicación de la norma API 1162 (Resolución Osinergmin N° 306- 201 5-051CD), presentados en la sección 4.424, se requiere que la empresa presente el sustento del presupuesto anual mostrado en el Cuadro 4.18.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice R se adjunta lo solicitado.

Análisis

Acató parcialmente

El concesionario acató la observación presentando las cotizaciones de los costos y sus respectivas justificaciones. Sin embargo, en la propuesta de costos API 1162 proyectados hay partidas de costos que ya se encuentran consideradas dentro de los OPEX definidos en el modelo de Empresa de Referencia presentado por el concesionario.

84) Observación N° 83 – Sustentar las variaciones de los costos de operación y mantenimiento en la transición 2016-2017, o corregir la propuesta

Al analizar el comportamiento de los costos de operación y mantenimiento proyectados por actividad y naturaleza, puede observarse un comportamiento atípico en la transición 2016-2017. Resulta importante destacar que estas variaciones no se encuentran justificadas en la Propuesta Tarifaria, ni guardan relación con la trayectoria de costos del periodo regulatorio pasado. En ese sentido, se requiere que la Propuesta Tarifaria contenga el sustento técnico de lo antes mencionado, o en su defecto corregir la Propuesta Tarifaria.

Respuesta de la Concesionaria

La proyección de costos operativos fue corregida con la implementación de la Empresa de Referencia.

Análisis

No acató a lo solicitado por OSINERGMIN

El concesionario desarrolló un modelo de empresa de referencia tal como lo indica el Procedimiento para la Elaboración de Estudios Tarifarios. Sin embargo, puede observarse que el comportamiento atípico en la transición 2016-2017 se sigue manteniendo y no se es presentado el sustento técnico de lo antes mencionado como lo solicitó Osinergmin.

85) Observación N° 84 – Los ratios utilizados en la Propuesta Tarifaria deben recoger las eficiencias ganadas por efecto de la economía de escala

84) Se aprecia mediante el análisis efectuado a la Propuesta Tarifaria que los ratios históricos (periodo 2013-2016) para los cálculos de explotación resultan menores a los propuestos para proyectar los costos de explotación. En esa tendencia, sería de esperarse que en un mercado en donde se está incorporando gran cantidad de clientes sobre las redes existentes y las tasas de penetración del servicio van en aumento, el efecto de las economías de densidad sea reflejado en los ratios unitarios de costos explotación. En ese sentido, los ratios utilizados en la Propuesta Tarifaria deben recoger las eficiencias ganadas por efecto de la economía de escala.

Respuesta de la Concesionaria

La proyección de costos operativos fue corregida con la implementación de la Empresa de Referencia.

Análisis

No acató a lo solicitado por OSINERGMIN

El concesionario desarrolló un modelo de empresa de referencia tal como lo indica el Procedimiento para la Elaboración de Estudios Tarifarios. Sin embargo, puede observarse que los ratios resultantes de la propuesta de OPEX no cumplen con lo solicitado por Osinergmin, puesto que en el caso de los tres ratios (volumen, usuarios y km de red) tienen un crecimiento atípico en la transición 2017-2017 y luego considerado todo el periodo el ratio por volumen va en aumento.

86) Observación N° 85 – Se verifica que el Programa GNV carece de base legal para que se puedan incluir

Con respecto a la propuesta para la implementación del Programa GNV, el Reglamento de Distribución no ha previsto la inclusión de conceptos adicionales, por lo que se verifica que el Programa GNV carece de base legal para que se puedan incluir los costos que demande como parte de los costos de explotación.

Respuesta de la Concesionaria

Se absuelve conforme a la respuesta de la Observación 113.

Análisis

No acató a lo solicitado por OSINERGMIN

87) Observación N° 86 – Presentar la documentación de sustento de los ciclos de cobranza y pagos establecidos

Se solicita al concesionario que presente documentación de respaldo de los ciclos de cobranza y pago establecidos en los cuadros 4.9 y 4.10 del numeral 4.3.7. El concesionario especifica dichos valores sin ninguna justificación o descripción del origen.

Respuesta de la Concesionaria

Presentan adjunto al escrito de levantamiento de observaciones, las tablas a que resumen los ciclos de cobranza y pago y en el Apéndice S, se adjunta la documentación de respaldo de los ciclos de cobranza y facturación.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado por OSINERGMIN.

El concesionario presenta un detalle de los los ciclos de cobranza y facturación en el Apéndice S.

9.6.4 Observaciones al Modelo de Cálculo Tarifario

88) Observación N° 87 – Cálidda no realiza un análisis de tarifas decrecientes con el incremento de volumen típico de cada categoría.

El Concesionario en su propuesta tarifaria no realiza un análisis de tarifas decrecientes con el incremento de volumen típico de cada categoría, tal como lo establece el literal d) del numeral 29.1 del Artículo 29° de la Norma de Estudios Tarifarios. En ese sentido, se deberá presentar el análisis mencionado, a efectos de evaluar el decrecimiento de las tarifas y la gradualidad en la transición de pago entre categorías tarifarias

Respuesta de la Concesionaria

En el modelo tarifario se adicionó el análisis de tarifa decreciente solicitado.

Análisis

Acató correctamente.

89) Observación N° 88 – La Propuesta Tarifaria establece tres criterios para el diseño tarifario que incumplen con el Procedimiento de Estudios Tarifarios.

88) La Propuesta Tarifaria presentada por Cálidda establece tres criterios para la elaboración del diseño tarifario (5.1.1 Fundamentos de diseño), no cumpliendo con varias de las especificaciones establecidas en el Reglamento y en la Norma de Estudios Tarifarios. En ese sentido, a efectos de validar el diseño tarifario la Propuesta Tarifaria deberá ajustarse a lo establecido en las normas señaladas.

Respuesta de la Concesionaria

Los niveles relativos y distribución de cargos tarifarios existentes son adecuados para su actividad comercial. Este diseño tarifario fue originalmente presentado y resultante del anterior proceso de revisión por parte de Osinergmin, y, por lo tanto, es nuestro entender, que satisface las especificaciones establecidas en el Reglamento y en la Norma de Estudios Tarifarios.

La propuesta tarifaria de Cálidda se basa en conservar esta estructura y nivel relativo de tarifas que el regulador propuso en su momento, y solo modificarla en su nivel global de manera de ajustar el nivel requerido por la nueva tarifa media de distribución.

Luego, se verificaron en todas las categorías tarifarias un alto nivel de competitividad con respecto al alternativo más económico concurrente (en algunos mercados incluso se analizó la competitividad con dos alternativos) Se destaca que la única modificación sobre el ajuste simultaneo de los niveles tarifarios relativos fue mantener el mercado GNV con bajo impacto.

Por lo expuesto, se considera que se ha basado en el esquema tarifario actual, propuesto por el mismo regulador y que satisface las especificaciones establecidas en el Reglamento y en la Norma de Estudios Tarifarios.

Análisis

No acató.

Cálidda en su absolución argumenta que la propuesta tarifaria al estar basada en la vigente satisface las condiciones establecidas en el reglamento y en la norma de estudios tarifarios, sin embargo, la estructura tarifaria vigente proviene de la revisión tarifaria anterior y no necesariamente la situación actual de la concesionaria, del mercado y su estructura de costos sean las mismas de hace cuatro años.

Cálidda en la absolución indica que se verifica la competitividad del servicio con respecto a los combustibles alternativos, sin embargo, ese punto es solo una de las especificaciones establecidas en el reglamento y en la norma de estudios tarifarios. Por ejemplo, los artículos n°108 y n°116 del reglamento establecen que componentes de costos deben ser remunerados por los márgenes de distribución y comercialización respectivamente, sin embargo, la metodología propuesta por el concesionario no asegura el cumplimiento de dichos artículos.

En este sentido el concesionario debería incorporar al modelo una demostración del cumplimiento de los artículos mencionados.

90) Observación N° 89 – El mecanismo de cálculo de tarifas incumple con el Procedimiento de Estudios Tarifarios

El mecanismo de cálculo de tarifas propuestas por el Concesionario es un mecanismo de ajuste de las tarifas vigentes que no obedece el procedimiento de cálculo tarifario aprobado, según lo establecido en los Artículos 27° y 28° de la Norma de Estudios Tarifarios. En ese sentido, se deberá ajustar la evaluación conforme a los artículos señalados.

Respuesta de la Concesionaria

El mecanismo de cálculo y el modelo tarifario se ajusta en específico a los artículos 27 y 28 de la norma. Agregando en algunas instancias del cálculo inclusive, mayor detalle de desagregación que el requerido por ésta.

Análisis

No acató.

Tal como se indicó en la observación 88, el concesionario no verifica que las márgenes de distribución y comercialización remuneren los costos respectivos. La

verificación planteada por el concesionario es a nivel total, es decir verifica que las tarifas remuneran la totalidad del costo de prestación del servicio, pero no verifica la correcta remuneración de las actividades de distribución y comercialización.

El análisis marginal planteado por el concesionario es global y no por actividad, es decir cálculo un único porcentual incremental de todas las tarifas sin discriminar en las actividades mencionadas.

El concesionario tampoco especificó los costos medios de largo plazo de la red de polietileno, acero y el total. El concesionario solamente determinó los costos medios para “Alta Presión”, “Media Presión” y “Comercial”.

9.6.5 Impacto en Tarifa y Competitividad

91) Observación N° 90 – Determinar la existencia de uno o más combustibles sustitutos

En la sección 6, es utilizado un solo combustible sustituto para medir la competitividad del gas natural por categoría tarifaria, sin embargo, esta condición no se ve reflejada en las condiciones reales de mercado, ya que existen industrias que están en una misma categoría, cuyos combustibles sustitutos pueden ser distintos. En consecuencia, el concesionario debe realizar un análisis exhaustivo de lo señalado, con el fin de determinar la existencia de uno o más combustibles sustitutos (o combinación de ellos) que permitan evaluar la competitividad de las tarifas en cada categoría tarifaria.

Respuesta de la Concesionaria

Se incorpora en el análisis de competitividad e impacto, además del primer alternativo, otros alternativos en mercados específicos como son el Gas Oil en la generación eléctrica, el GLP industrial en grandes consumidores y la gasolina 90 en el caso del GNV.

Análisis

Acató

92) Observación N° 91 – Los combustibles sustitutos deben considerar un horizonte histórico de precios

91) En la sección 6 de la Propuesta Tarifaria se debe indicar las fuentes y fechas de las cuales fueron tomados los precios de los alternativos (combustibles sustitutos) de cada una de las categorías propuestas, y que son utilizados a fin de determinar el nivel de ahorro para los consumidores de gas natural. De manera específica se

sugiere que para el caso de combustibles sustitutos se considere un horizonte histórico de precios.

Respuesta de la Concesionaria

Los niveles de precio de los alternativos están tomados a setiembre de 2017 con moneda de diciembre de 2016. Presentan las fuentes y fechas de los precios de los alternativos utilizados conforme al cuadro adjunto que incluyen en el escrito de levantamiento de observaciones. Conforme se especifica en dicho cuadro, los archivos señalados se encuentran en el Apéndice T

Análisis

Acató

El concesionario especifica las fuentes requeridas.

93) Observación N° 92 – Se debe especificar y sustentar el nivel de ahorro esperado

92) No se especifica el nivel de ahorro que se busca alcanzar para cada una de las categorías propuestas respecto al combustible sustituto, al respecto, el concesionario debe especificar y sustentar dicho parámetro teniendo en cuenta la viabilidad de la conversión a gas natural.

Respuesta de la Concesionaria

El diseño de las tarifas propuestas sigue una distribución uniforme sobre la base de las actuales tarifas aprobadas por cada categoría, a excepción de la tarifa de la categoría GNV, el cual, por los motivos particulares de este mercado, requiere un apoyo adicional. Se verifica en una segunda instancia que se alcancen los niveles de competitividad

Análisis

Acató parcialmente

El propio concesionario especifica que el diseño tarifario no está orientado a generar tarifas competitivas, sino que tiene por objetivo mantener la estructura actual. De todas maneras, el concesionario verifica que las tarifas propuestas sean competitivas con respecto al combustible alternativo, aunque los ahorros presentan porcentajes dispares que van del -25% al -68%.

94) Observación N° 93 – No se indica a qué fecha corresponde la actualización de las tarifas actuales para realizar la comparación del impacto de la tarifa

En la sección 6 de la Propuesta Tarifaria se compara el impacto de la tarifa propuesta respecto de la tarifa actual, para cada una de las categorías; sin embargo, no se indica a qué fecha corresponde la actualización de las tarifas actuales para realizar dicha comparación. Se debe indicar la fecha mencionada.

Respuesta de la Concesionaria

La actualización de las tarifas corresponde a diciembre 2016,

Análisis

Resolvió la consulta.

95) Observación N° 94 – Falta el capítulo referido a la metodología de facturación

En la Propuesta Tarifaria no se ha incluido un capítulo referido a la metodología de facturación a ser empleada para calcular el monto de la factura para cada una de las categorías propuestas, por lo que la empresa debe incluir lo señalado.

Respuesta de la Concesionaria

En el punto 5.2.1 de la propuesta tarifaria presentada se incluye un capítulo donde se especifica las condiciones generales de aplicabilidad de las tarifas de distribución propuestas. No obstante, lo anterior, y dando respuesta a la presente observación se presenta con detalle la metodología de facturación para los clientes de las diferentes categorías. El concesionario muestra el cálculo para cada categoría

Análisis

Resolvió la consulta.

96) Observación N° 95 –El análisis de competitividad debe incluya las alternativas de financiamiento de la conexión

95) En el caso específico de las categorías en donde se tienen clientes de tipo residencial, A1 y A2, la empresa propone una reducción de la competitividad del gas natural de 40% a 27% y de 48% a 39%, respectivamente. Teniendo en cuenta la sensibilidad del precio del gas natural en estas categorías, la empresa debe desarrollar un análisis de competitividad que simule e incluya las alternativas de financiamiento que actualmente son utilizadas para los cargos de conexión como son el derecho de conexión, la acometida y las instalaciones internas. Esto, a fin de

reflejar los costos y la competitividad que realmente son asumidos por los usuarios de dichas categorías.

Respuesta de la Concesionaria

Cálidda entiende que el análisis de competitividad para las categorías sensibles de pequeños consumos no debe incluir la cuota de pago de interna, medidor y derecho de conexión, ya que estos conceptos están cubiertos en la actualidad, y serán cubiertos en el futuro, por el FISE (y eventualmente la promoción) para los potenciales clientes de bajos ingresos.

Análisis

No acató.

Tal como el propio concesionario especifica en su absolución, el análisis de competitividad planteado solo es válido para aquellos usuarios en los cuales el 100% de la interna, medidor y derecho de conexión son remunerados por el FISE o la promoción, sin embargo esto no aplica a la totalidad de los pequeños consumos ya que existe una porción de los mismos que no cuentan con el beneficio mencionado.

De esta manera es posible que para una determinada porción de usuarios actuales o potenciales el gas natural no sea competitivo con respecto al combustible alternativo. El concesionario debería simular en la competitividad todos los escenarios de interna, medidor y derecho de conexión, o por lo menos el peor caso.

De esta manera se tendría una real dimensión el potencial de ahorro que tendría el gas natural para todos los potenciales usuarios.

El concesionario está universalizando en la propuesta tarifaria un beneficio de carácter excepcional y que comprende a una porción de la sociedad y no a su totalidad.

97) Observación N° 96 – La posibilidad de incorporar una categoría tarifaria que distinga a los usuarios residenciales con menores ingresos de aquellos con mayores ingresos

Respecto de las categorías tarifarias orientadas a Consumidores Residenciales, consideramos que el Concesionario debe analizar, desde el punto de vista legal y técnico, la posibilidad de incorporar una categoría tarifaria que distinga a los usuarios residenciales con menores ingresos (estratos C, D y E) de aquellos con mayores ingresos (A y B). Esto, con el fin de dar señales tarifarias a estas últimas categorías, y así incentivar la masificación y la ejecución de inversiones en estos segmentos de ingresos económicos alto y medio alto.

Respuesta de la Concesionaria

El desarrollo de una tarifa que distinga los clientes residenciales de menores ingresos presenta los siguientes problemas:

- El catastramiento continuo para detectar errores de inclusión o exclusión implicaría un gran esfuerzo por parte de la distribuidora y una fuente de conflicto.
- La distribuidora quedaría implicada en la definición del NSE de los clientes que no es de su competencia.
- No es potestad del distribuidor establecer un mecanismo de reasignación de costos para incentivar diferencialmente a ciertos niveles socio económicos.
- En el caso que exista un interés en este sentido por parte del gobierno central, esto debería implicar una partida subsidiaria específica para este fin y así evitar una potencial condición de subsidio cruzado.
- El gas natural es altamente competitivo en la condición postulada, se debe recordar que un potencial cliente de bajo o medio ingreso no debe pagar derecho de conexión, medidor ni interna ya que estos conceptos son absorbidos por la promoción o el FISE. En los clientes de NSE alto, por su mayor consumo y el intangible de la mejora de calidad de vida la competitividad cuantitativa y cualitativa del gas natural es superior aún.

Por estas razones se entiende que la solicitud del regulador carece de sentido.

Análisis

No acató.

El concesionario no evaluó el requerimiento planteado por el OSINERGMIN y realizó ningún tipo de propuesta.

En cuanto a la argumentación del concesionario el catastramiento por nivel socioeconómico es actualmente empleado para la determinación de los beneficios del FISE o del mecanismo de promoción.

No necesariamente un interés de desarrollo del servicio debe traducirse en un subsidio por parte del gobierno central, la normativa de diseño tarifario da la suficiente libertad para elaborar una propuesta en línea con este objetivo.

Como se mencionó en la Observación 95, el gas natural no es altamente competitivo para todos los usuarios ya que el análisis de competitividad no consideró ningún pago en concepto de interna, medidor y derecho de conexión. Es decir, el análisis es válido para usuarios de nivel socioeconómico bajo (financiamiento del 100% sin devolución) o usuarios que ya tengan pagados los costos mencionados.

9.6.6 Observaciones al Cargos Extra Tarifarios

98) Observación N° 97 – Presentar el estudio de KORN FERRY

Respecto al Costo de Personal, en la sección 7.1, la Propuesta Tarifaria emplea como fuente de información, para el caso del Supervisor, Ingeniero y Técnico, la encuesta salarial de KORN FERRY de Hay Group. Al respecto, se solicita a la empresa concesionaria presentar el mencionado estudio de KORN FERRY en calidad de sustento a los costos propuestos.

Respuesta de la Concesionaria

Adjunta el informe de KORN FERRY en el Apéndice N junto con el modelo de Empresa de Referencia

Análisis

Acató parcialmente

El concesionario acató adjuntar el informe. Sin embargo, en el mismo no se especifica el contenido de la remuneración empleada en el “Sueldo Bruto”. Es decir, no se detalla si la remuneración bruta contempla las previsiones, tales como el bono de desempeño, participación de utilidades y demás cargas sociales.

99) Observación N° 98 – No se debe considerar participación de utilidades y/o bono de desempeño

98) Respecto al Costo de Personal, en la sección 7.1, como se indicó en el numeral precedente, la Propuesta Tarifaria, para el caso del Supervisor, Ingeniero y Técnico, emplea información de la encuesta salarial de KORN FERRY, la misma que considera dentro de sus previsiones, sección 7.1.2, el bono de desempeño y la participación de utilidades. Al respecto se solicita al concesionario, retirar estas previsiones del cálculo tarifario debido a que las mismas no corresponden en una evaluación de costos eficientes, sino a mecanismos e incentivos que las empresas tienen con sus trabajadores para mejorar su productividad o como estrategia de retención de profesionales. En el caso de la participación de utilidades si bien está regulado por las normas laborales, la misma está sujeta a la gestión económica financiera que esta tenga en el ejercicio de su actividad.

Respuesta de la Concesionaria

Conforme al TUO del Reglamento de Distribución, y la Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD, Para la determinación de los costos se siguen los criterios de: a) comparación con empresas nacionales o extranjeras de negocio de gas natural; b)

comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares, teniendo en cuenta la preponderancia en el desarrollo de redes subterráneas; y, c) la definición de una empresa modelo (tipo).

En virtud de lo expuesto, y teniendo en consideración que la participación en las utilidades es un beneficio social de los trabajadores, en tanto su pago tiene origen en una obligación legal que se deriva de la relación laboral, esta debe de reconocerse en la tarifa.

Con relación al bono de desempeño, este es parte de la estructura salarial de los Trabajadores, tiene naturaleza contractual y por ende es un costo laboral. Adicionalmente, el bono de desempeño es un costo eficiente, en la medida que dicho bono se entrega por una gestión eficiente del trabajador que redunde en eficiencias en la actividad de distribución de gas natural por red de ductos, lo que a su vez impacta positivamente en la determinación de eficiencias en la regulación tarifaria.

Asimismo, resulta pertinente señalar que estos conceptos no son desconocidos por el Osinergmin, puesto que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas y 150° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, los costos laborales son parte de la estructura tarifaria.

Resulta pertinente recordar que en aplicación del principio de predictibilidad o de confianza legítima contemplado en el numeral 1.15 del artículo IV del TUO LPAG, corresponde reconocer ambos conceptos cuestionados toda vez que ya son materia de reconocimiento por parte del regulador en estructuras tarifarias del sector energético.

En efecto, las actuaciones de la autoridad administrativa son congruentes con las expectativas legítimas de los administrados razonablemente generadas por la práctica y los antecedentes administrativos, salvo que por las razones que se expliciten, por escrito, decida apartarse de ellos. La autoridad administrativa se somete al ordenamiento jurídico vigente y no puede actuar arbitrariamente.

En este sentido, la justificación dada por Osinergmin no resulta sostenible en la medida que ambos conceptos sí constituyen costos laborales para la compañía y, como tales, deben ser parte de la tarifa.

Análisis

Ídem comentarios a observación 97.

100) Observación N° 99 – Retirar de los costos lo relacionado al interés intercalario, ya que su aplicación no corresponde a los cargos complementarios

99) Asimismo, para el caso de los operarios, la Propuesta Tarifaria emplea costos con información de CAPECO, a los que se le incrementa costos adicionales. Al respecto, se solicita al concesionario retirar de los costos lo relacionado al interés intercalario, ya que su aplicación no corresponde a los cargos complementarios, al no ser estas actividades constructivas. Asimismo, cabe señalar que como costos adicionales en global no se reconoce más del 30%, se solicita a la empresa concesionaria revisar los criterios que se han venido empleando en las recientes regulaciones de los cargos complementarios y realizar los ajustes pertinentes a su propuesta.

Respuesta de la Concesionaria

Se procede a retirar el componente de interés intercalario

Análisis

Si bien en la absolución el concesionario indica que va a retirar los intereses intercalares, finalmente en la propuesta tarifaria no retiro los mismos, tal como se puede verificar en el cuadro 8-5 “Adicionales considerados por OSINERGMIN en DEE” del informe Propuesta tarifaria modificada. A su vez, los costos adicionales utilizados por el concesionario superan los valores globales admitidos por el OSINERGMIN, siendo este del 30%.

101) Observación N° 100 – concesionaria emplear en su evaluación el uso de una furgoneta en lugar de una camioneta pick up

100) Respecto a los costos de vehículos, sección 7.2, la Propuesta Tarifaria presenta como fuente de información, costo horario de la revista Capeco para el caso de la camioneta pick up 4x2, y de un análisis de costos para el caso del uso de una motocicleta. Se solicita a la empresa concesionaria emplear en su evaluación el uso de una furgoneta en lugar de una camioneta pick up, ya que la misma reúne condiciones suficientes para realizar las actividades consideradas dentro de los cargos complementarios. Asimismo, el cálculo de hora – máquina para vehículos como camionetas, furgonetas, motocicletas, estos se deben calcular sobre la base de un análisis de costos de acuerdo los procesos tarifarios recientes llevados a cabo por Osinergmin, en base a facturas de adquisición de dichos vehículos y los costos asociados a su operación y mantenimiento, por lo que se deberá calcular los costos de hora – máquina correspondiente.

Respuesta de la Concesionaria

Se procede a calcular los costos basados en un análisis de costos conforme lo solicitado.

Análisis

No acató.

El concesionario no acató el reemplazo de la pick up por una furgoneta. En cuanto al cálculo hora-máquina de la motocicleta no presenta un sustento técnico de costos asociados a su operación y mantenimiento, ni factura de adquisición del vehículo.

102) Observación N° 101 – Se carece de una descripción, análisis y evaluación los recursos que se requieren para de tipos de cortes y reconexión por categoría tarifaria

En la sección 7.3 de la Propuesta Tarifaria se desarrolla la determinación de los cargos por corte y reconexión. Si bien se muestra una relación de tipos de cortes y reconexión por categoría tarifaria, asociadas a costos de personal, costos de vehículos, costos de materiales y otros costos, la propuesta carece de una descripción, análisis y evaluación los recursos que se requieren para dichas actividades. Por ello, se solicita a la empresa concesionaria, desarrollar en detalle cada una de las actividades y acciones que se realizan en cada de los tipos de corte y reconexión propuestas, sustentadas con un estudio de tiempos y movimientos que permita dimensionar los recursos (personal, vehículos, materiales y herramientas, entre otros) y determinar los cargos correspondientes. Se recomienda revisar los estudios que han sustentado las regulaciones recientes de dichos cargos en otras concesiones peruanas.

Respuesta de la Concesionaria

No se dispone de la información necesaria para la elaboración de estudios de tiempo y movimientos para el dimensionamiento de las actividades.

Análisis

No acató.

El concesionario no acató lo propuesto en la observación, argumentando no disponer con la información necesaria para dicho estudio.

103) Observación N° 102 – La Propuesta Tarifaria carece de una descripción, análisis y evaluación de los recursos requeridos relacionados con la acometida

En la sección 7.4 de la Propuesta Tarifaria se desarrolla los cargos correspondientes a la Acometida. Si bien se muestra una relación de tipos de acometidas, asociadas a

costos de personal, costos de vehículos, costos de materiales y otros costos, la propuesta carece de una descripción, análisis y evaluación los recursos que se requieren para dichas actividades. Por ello, se solicita a la empresa concesionaria, desarrollar en detalle cada una de las actividades, acciones y aplicación que viene realizando de los medidores según rango de consumo, en la ejecución de la instalación de cada uno de los tipos acometidas propuestas, sustentadas con un estudio de tiempos y movimientos que permita dimensionar los recursos (personal, vehículos, materiales y herramientas, entre otros) y determinar los cargos correspondientes.

Respuesta de la Concesionaria

No se dispone de la información necesaria para la elaboración de estudios de tiempo y movimientos para el dimensionamiento de las actividades

Análisis

No acató.

El concesionario no acató lo propuesto en la observación, argumentando no disponer con la información necesaria para dicho estudio.

104) Observación N° 103 – Deben desarrollar en detalle cada una de las actividades y acciones, en la ejecución de la Supervisión, inspección y habilitación

En la sección 7.5 de la Propuesta Tarifaria se desarrolla los cargos correspondientes a la Supervisión, Inspección y Habilitación para los consumidores con consumo mayor a 300 m3/mes. Si bien se muestra una breve descripción de la relación de actividades, asociadas a costos de personal, costos de vehículos, costos de materiales y otros costos, la propuesta carece de una descripción, análisis y evaluación los recursos que se requieren para dichas actividades. Por ello, se solicita a la empresa concesionaria, desarrollar en detalle cada una de las actividades y acciones, en la ejecución de la Supervisión, inspección y habilitación propuestas, sustentadas con un estudio de tiempos y movimientos que permita dimensionar los recursos (personal, vehículos, materiales y herramientas, entre otros) y determinar los cargos correspondientes.

Respuesta de la Concesionaria

No se dispone de la información necesaria para la elaboración de estudios de tiempo y movimientos para el dimensionamiento de las actividades.

Análisis

No acató.

El concesionario no acató lo propuesto en la observación, argumentando no disponer con la información necesaria para dicho estudio.

105) Observación N° 104 – Se solicita que la empresa sustente con detalle los cálculos y valores propuestos para determinar el Factor K

En la sección 7.6 de la Propuesta Tarifaria, la empresa concesionaria presenta los cargos por derecho de conexión. Al respecto, se solicita que la empresa sustente con detalle los cálculos y valores propuestos para determinar el Factor K para cada una de las categorías de consumo propuestas.

Respuesta de la Concesionaria

Los valores del Factor K propuestos por Cálidda en su propuesta tarifaria, corresponden a los mismos valores K que el Osinermin fijó conforme la Resolución Osinermin N° 261-2010-OS/CD, y cuyo sustento se encuentran en el cuadro N° 49 del Informe N° 555-2009- GART.

Análisis de Osinermin

El concesionario resolvió la consulta conforme a lo solicitado.

106) Observación N° 105 - Falta de modelo de cálculo de cargos complementarios

Se debe adjuntar a la Propuesta Tarifaria el Modelo de Cálculo empleado para determinar los cargos complementarios propuestos.

Respuesta de la Concesionaria

En el Apéndice U se adjunta el modelo de cálculo solicitado.

Análisis

El concesionario acató la consulta de acuerdo a lo solicitado.

107) Observación N° 106 - Incluir en su Propuesta Tarifaria, el informe de la encuesta salarial del mercado

Se solicita el Concesionario que incluya en su Propuesta Tarifaria el informe de la encuesta salarial del mercado utilizado para la definición de los costos de la mano de obra.

Respuesta de la Concesionaria

Se adjunta el informe de KORN FERRY en el Apéndice N junto con el modelo Empresa de Referencia

Análisis

Ídem comentarios a observación 97.

9.6.7 Actualización de Cargos

108) Observación N° 107 - Incluir en su Propuesta Tarifaria, el informe de la encuesta salarial del mercado

La Propuesta no considera los valores que se tomarán como base para los índices que componen el factor de actualización de las tarifas, por lo que se deberá indicar la fecha que se tomará como base para la actualización, a efectos de obtener los índices base correspondientes.

Respuesta de la Concesionaria

La fecha base para la actualización deberá ser el mes de diciembre de 2016.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado por OSINERGMIN.

El concesionario presenta como fecha base para la actualización el mes de diciembre de 2016. Sin embargo, Osinergmin evaluará otras fechas alternativas.

109) Observación N° 108 - El concesionario debe separar el VNR existente, según cada tipo de coeficiente de participación

Respecto a los coeficientes para la actualización de las tarifas calculados en el numeral 8.1.1, se observa que el concesionario ha asignado la totalidad del valor del VNR existente al coeficiente de participación existente "a". Sin embargo, se debe señalar que el VNR existente posea componentes asociados, no solo a componentes extranjeros, sino también a componentes nacionales que son identificables. En ese sentido, el concesionario debe separar el VNR existente según cada tipo de coeficiente de participación.

Respuesta de la Concesionaria

Propone mantener el coeficiente de participación aplicado por la Resolución No 086-2014-OS-CD para dar regularidad al criterio regulatorio.

Análisis

Se ajustó a lo solicitado por OSINERGMIN.

Osinergrmin evaluará el comentario y analizará los coeficientes de participación a aplicar.

9.6.8 Análisis de la Absolución de las Observaciones Planteadas por Osinergrmin al PQI

110) Observación N° 109 - Sobre Pronunciamiento de Minem al PQI

Corresponde a la empresa concesionaria adoptar todas las acciones necesarias a fin de que su propuesta de Plan Quinquenal de Inversiones se encuentre acorde con el pronunciamiento del Ministerio de Energía y Minas, ya que, de lo contrario, no resultará posible su aprobación por parte de este Organismo.

Respuesta de la Concesionaria

Cálidda ha absuelto todas las observaciones formuladas al Plan Quinquenal de Inversiones mediante escrito presentado a Osinergrmin y a la Dirección General de Hidrocarburos con fecha de recepción 24 de octubre de 2017.

En este sentido, conforme se manifestó en el escrito mencionado precedentemente, Plan Quinquenal de Inversiones presentado se encuentra acorde con los objetivos de la Política Energética Nacional vigente. En adición a lo expuesto, en una reunión efectuada en las oficinas de la Dirección General de Hidrocarburos con fecha 9 de noviembre de 2017, Cálidda expuso el levantamiento de las observaciones formuladas al Plan Quinquenal y los funcionarios de la mencionada dirección mostraron su aceptación al documento presentado.

Análisis

El Concesionario cumple con las cifras aprobadas por el MINEM, sin embargo, la metodología tarifaria aplicada por el Concesionario no está acorde con la normativa vigente y con las últimas regulaciones, por lo tanto, se requiere que el Regulador defina las tarifas aplicables.

111) Observación N° 110 - Sobre la no inclusión de Proyectos en el Plan Quinquenal de Inversiones 2018 – 2022

No se comprende las razones por las que no se incorporan en el Plan Quinquenal de Inversiones 2018 - 2022, determinados proyectos debido a que no son viables económicamente, ya que si dichos proyectos fueran incorporados en el Plan

Quinquenal de Inversiones 2018-2022, desaparecerían automáticamente las observaciones existentes, deviniendo en viables. La empresa debe sustentar y documentar las razones por las que no es posible incorporar dichos proyectos a la propuesta de Plan Quinquenal de Inversiones. En caso la empresa mantenga su propuesta de no incluir determinados proyectos (señalados en los apéndices 3 y 4) en la propuesta de Plan Quinquenal, se requiere remitir a este Organismo lo siguiente: Solicitud de Factibilidad de Suministro, Cargo de Carta Notarial enviada, Carta de respuesta de/interesado, cuando corresponda, Calculo hidráulicos que sustenten la inviabilidad técnica del suministro.

Respuesta de la Concesionaria

La información de sustento para aquellos clientes no incluidos en el Plan Quinquenal se encuentra en el Apéndice V. La información presentada se desagrega entre clientes industriales y GNV, presentándose una tabla resumiendo las razones por las cuales fueron excluidos, copias de sus respectivos SFS, y de ser el caso cartas notariales por las cuales Cálidda consulta sobre su interés de conectarse al sistema de Distribución.

Análisis

Acato con presentar.

112) Observación N° 111 – Revisión de las estaciones de servicio que no han sido atendidas

Realizar una revisión de todos los casos y que se confirme su inclusión o no en la propuesta tarifaria, dado que existen casos que aún no son atendidos tales como la Estación de Servicio VIPUSA

Respuesta de la Concesionaria

El cliente Estación de Servicio VIPUSA ubicada en el distrito de Lurín se encuentra incorporado en el Plan Quinquenal presentado, tal como lo muestra en la figura adjunta al escrito de levantamiento de observaciones. Lo mismo sucede con urbanizaciones del distrito de Carabayllo, como es el caso de la Urb. Torreblanca que no están siendo incluidos en su propuesta tarifaria.

Análisis

Acato con la inclusión de la Estación de Servicio.

113) Observación N° 112 – Existen zonas en las áreas ya consolidadas de redes existentes, donde no se está terminando de expandir la red de distribución

Existen zonas en las áreas ya consolidadas de redes existentes, donde existen vacíos y no se está terminando de expandir la red de distribución, como es el caso de la zona aledaña al parque zonal Huascar en el distrito de Villa el Salvador, donde a pesar de existir redes en los alrededores, no se termina de consolidar la expansión de redes

Respuesta de la Concesionaria

Sobre el particular cabe indicar que las zonas aledañas al parque zonal Huáscar en el distrito de Villa el Salvador no han podido ser incluidos en el Plan Quinquenal, en vista que la municipalidad de dicho distrito ha negado las autorizaciones para construcción de vías para dichas zonas, argumentando que las pistas y veredas se encuentran recién pavimentadas o resanadas.

Análisis

El Concesionario debe sustentar la negativa de las autorizaciones.

9.6.9 Análisis de la Absolución de las Observaciones Planteadas por Osinergmin al Plan de Promociones

114) Observación N° 113 –Respecto al Programa GNV

El Reglamento de Distribución no ha previsto el Programa GNV, por tanto, este carece de base legal para que se puedan incluir los costos que demande como parte de los costos de explotación. Se debe retirar dicho programa de la propuesta tarifaria.

Respuesta de la Concesionaria

Al igual que los inicios del mecanismo de promoción, no pretendemos que desde el inicio sea la solución a un claro problema de retracción de mercado, sino simplemente un impulso, que sumado a otros incentivos y recursos con los del FISE, puedan contribuir a incentivar un sector de mercado que, en su momento, fue ejemplo de un desarrollo exitoso y agresivo.

Si bien el artículo 112° del Reglamento de Distribución, no contempla expresamente un mecanismo como el planteado, la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, si lo hace. Es justamente el cumplimiento de lineamientos como el mencionado, lo que lleva a Cálidda a plantear mecanismos de promoción como el

propuesto. En virtud de lo expuesto, Cálidda considera que el Programa GNV debe ser considerado dentro de la propuesta tarifaria.

Análisis

No acató.

En respuesta a la absolución de Cálidda se debe indicar que el programa FISE ya contempla entre uno de sus beneficios el financiamiento del costo de la conversión a GNV de vehículos que presten servicio de transportes de pasajeros en las regiones de Lima, Callao e Ica. Por lo tanto, el programa GNV podría carecer de sentido o generar una duplicación de costos.

Por otro lado, del análisis histórico no evidencia que exista una clara y sostenida retracción del mercado como indica el concesionario.

115) Observación N° 114 –Respecto a la cobertura al 100% del Programa FISE

Dado que la cobertura de la totalidad de los costos de conexión por parte del FISE constituye una condición incierta, temporal (debido a la anualidad de los planes de promoción aprobados por el Minem) y condicionada a consideraciones políticas y expectativas de modificaciones normativas, se solicita replantear lo concerniente a la cobertura de los costos de conexión de la Propuesta Tarifaria, de modo que el desarrollo y expansión de la concesión y las conexiones residenciales, no se vea condicionada por factores ajenos a la regulación tarifaria, utilizando por ejemplo, el mecanismo de promoción contemplado en el Reglamento de Distribución.

Respuesta de la Concesionaria

Al respecto debemos precisar lo siguiente: (i) La propuesta no fue presentada bajo el condicionamiento de la misma a una modificación normativa, sino a manera de recomendación y no de condicionamiento; (ii) La propuesta se encuentra enteramente enmarcada en lo dispuesto en el marco normativo vigente. En efecto, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural, aprobado mediante Resolución N° 659-2008-OS-CD y sus modificatorias, y conforme se verifica a continuación, es facultad del Concesionario la presentación de un Plan de Promoción - Plan de Conexiones Residenciales que se beneficiarán con la promoción.

Señalan que conforme al D.S. N° 021-2016-EM que modificó el Reglamento del FISE, se permite dejar de lado la presentación de un Plan de Promoción, aplicación del Mecanismo de Promoción y aprovechar en su defecto el subsidio directo del

FISE, con lo que se evita cargar los gastos por promoción a la nueva Tarifa Única de Distribución, haciéndose ésta más competitiva.

En este sentido, el marco normativo vigente faculta a Cálidda a presentar la propuesta formulada y al Osinergmin a implementar la misma, bajo las condiciones actuales. En virtud de lo expuesto, se solicita reconsiderar su posición con relación a la necesaria implementación del Mecanismo de Promoción.

Sin perjuicio de lo indicado precedentemente, bajo el supuesto que vuestra institución decida apartarse de la propuesta efectuada, se presenta en la Propuesta Tarifaria adjunta al presente documento un Plan de Promoción asociado al Plan Quinquenal de Inversiones 2018 — 2022.

Análisis

No acató

Tal como el concesionario indica en su absolución, la propuesta es presentada en carácter de recomendación y por lo tanto será evaluada por OSINERGMIN. De todas maneras, es importante indicar que el mecanismo de promoción se encuentra vigente y por lo tanto su aplicación es totalmente válida.

Considerando la absolución a la observación 113, OSINERGMIN encuentra una discrepancia en los criterios del concesionario.

Mientras en la absolución a la observación 114 plantea la conveniencia de evitar la implementación del mecanismo de promoción para conseguir una mayor competitividad en las tarifas, en la absolución a la observación 113 plantea la propuesta de adoptar un mecanismo de características similares al mecanismo de promoción, pero destinado al mercado de GNV.

De esta manera el concesionario por un lado pretende evitar la aplicación del mecanismo de promoción, por otro lado, pretende que sea desarrollado uno de características similares para otro mercado.

9.6.10 Análisis de la Absolución de las Observaciones Planteadas por AGESP a la Propuesta Tarifaria

116) Observación N° 1 – Factor K” no contiene el sustento técnico suficiente para determinar la tarifa de distribución

En relación al "Factor K", el valor asignado a dicho factor no contiene el sustento técnico suficiente para determinar la tarifa de distribución, En tal sentido, consideramos que este valor no podría ser tomado como un criterio válido para la determinación de la tarifa propuesta. La concesionaria, deberá sustentar

técnicamente de manera detallada la asignación del valor del factor k utilizado en su propuesta.

Respuesta de la Concesionaria

El Factor "K" propuesto en la Propuesta Tarifaria es el mismo que estableció el Osinergmin en la Resolución Osinergmin N° 261-2009-OS/CD y N° 086-2010-OS/CD.

Análisis

No acato con presentar el sustento del Factor K.

117) Observación N° 2 – La elevación de las tarifas no va acorde con la propuesta señalada por el Estado

Respecto a las tarifas generales de distribución propuestas por Cálidda, consideramos que éstas deberían ajustarse a lo dispuesto en la Política Energética Nacional. En ese sentido, queda claro que la elevación de las tarifas no va acorde con la propuesta señalada por el Estado.

Respuesta de la Concesionaria

El Plan Quinquenal presentado al Ministerio de Energía y Minas está alineado con la política de masificación del Estado Peruano. Sobre la base de dicho Plan Quinquenal se calculó la tarifa de distribución que permite la viabilidad del mismo.

Análisis

La metodología aplicada por el Concesionario no es acorde con la normativa vigente por lo que las tarifas presentadas por el Concesionario deben revaluarse.

118) Observación N° 3 – Indicar el criterio que ha seguido para excluir a las Estaciones de Servicio de GNV del programa GNV

Es necesario que la concesionaria indique el criterio que ha seguido para excluir a las Estaciones de Servicio de GNV del programa GNV. En tal sentido, consideramos que las estaciones de servicio, como usuarios del gas natural, deberían contar con incentivos promovidos por la concesionaria, considerando que son un elemento clave para contribuir con los fines de masificación del gas.

Respuesta de la Concesionaria

El programa de GNV presentado busca lograr un impacto social directo en el usuario final, antes que promover un beneficio empresarial a los consumidores intermedios (estaciones de GNV).

Análisis

El Concesionario debe promover ambos mercados.

119) Observación N° 4 – No ha sustentado técnicamente su decisión sobre las zonas de expansión de las redes de distribución

No ha sustentado técnicamente su decisión sobre las zonas donde se desarrollará la expansión de nuevas redes, así como la exclusión de distritos periurbanos de dicho plan, lo cual tiene un impacto sustancial en la masificación del gas natural.

Respuesta de la Concesionaria

En el Plan Quinquenal 2018-2022 y en la Propuesta Tarifaria presentada se presentan los criterios y sustentos técnicos correspondientes a las zonas de expansión de las redes de distribución para el periodo 2018-2022.

Análisis

La expansión de redes del Concesionario debe fomentar el desarrollo en los estratos de menores recursos, ello se ha podido observar con el desarrollo de redes en distritos como Ate, San Juan de Lurigancho, Puente Piedra, entre otros distritos.

120) Observación N° 5 – Precisar los criterios que se utilizó para la determinación de las tarifas presentadas

Precisar los criterios que se utilizó para la determinación de las tarifas presentadas, toda vez que en las observaciones que formula Osinergmin y el Ministerio de Energía y Minas, ambas entidades señalaban que no ha presentado criterios objetivos que sustenten su propuesta, así como no se ha remitido información que sustente la proyección de demanda que debería sustentar dichas tarifas.

Respuesta de la Concesionaria

En la Propuesta y modelo tarifario presentado se establecen los criterios que utilizó para determinar la tarifa.

Análisis

La metodología aplicada por el Concesionario es distinta a la establecida en la normativa vigente y a la que se ha venido aplicando en las ultimas regulaciones.

9.6.11 Análisis de la Absolución de las Observaciones Planteadas por ETNA a la Propuesta Tarifaria

121) Observación N° 1 – Solicitan atención de su solicitud

Solicitan atención a la presente solicitud, a fin que su suministro, consignado por CALIDDA con el código AC-17-131 y referencia de respuestas RSF5/1 7/177/A y R5F5/17/178/A, sean incluidas en el plan quinquenal 2018-2022 y en la propuesta tarifaria de la concesionaria de distribución de gas natural de Lima y Callao.

Respuesta de la Concesionaria

El suministro de ETNA consignado con el código AC-17-131 está incluido en el Plan Quinquenal presentado oportunamente.

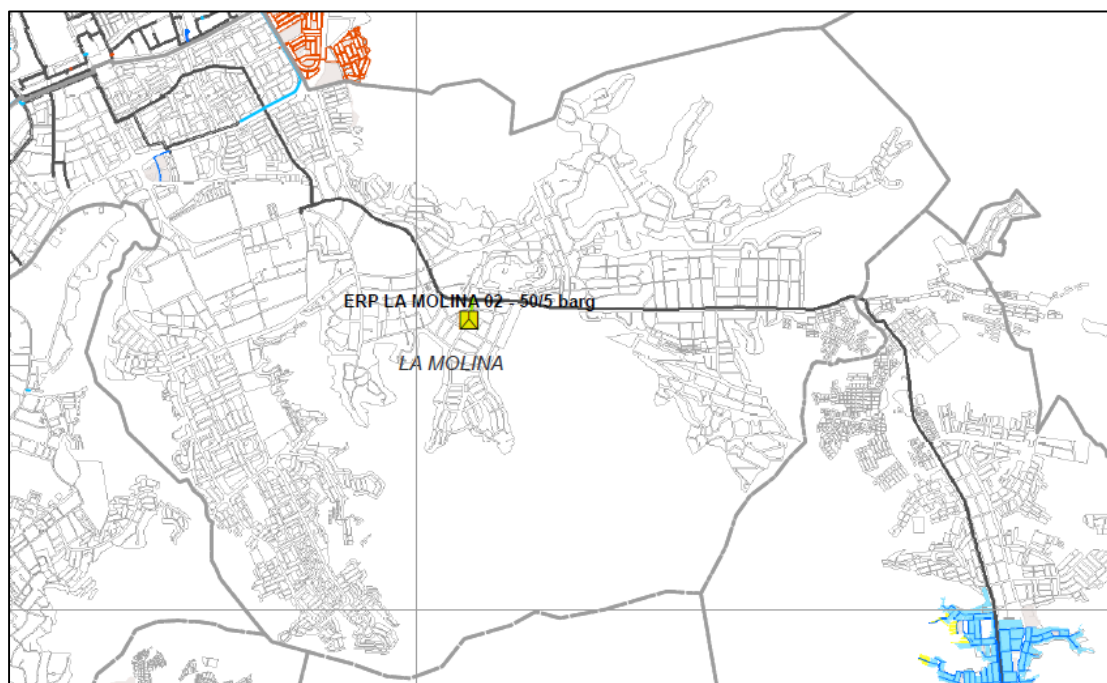
Análisis

El Concesionario acato con la inclusión.

9.7 Infraestructura Retirada

9.7.1 Estacion de Regulacion La Molina 02 e Infraestructura anexa

Se reviso y detecto una ERP denominada la Molina 02, dicha ERP proyectada no suministra a ningún cliente, por lo cual se retira de la infraestructura proyectada, asimismo se retira la infraestructura en redes de acero y obras especiales requerida para su suministro.



En la siguiente tabla de detalla la infraestructura retirada.

N	TraCodi-ObrCodi	Código VNR	Tipo de Infraestructura	Cantidad	Unidades
1	2474514	020106050203	ERP	1	Unidad
2	2328151	3040112	Obra Especial	1	Unidad
3	2328151	3030111	Obra Especial	1	Unidad

Fuente: Elaboracion propia, recopilado de Archivos GIS y TXT presentado por el Concesionario.