

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

Reajuste Tarifario por la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones de la Concesión de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao para el Periodo Regulatorio 2022-2026

Expediente N° 261-2023-GRT**26 de enero de 2024**

Elaborado por:
Jorge Luis Sánchez Paisig
Rodrigo Eduardo Carrillo Castillo
Eduardo Antonio Torres Morales

Revisado y aprobado por
[rmontoya]

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	3
2	OBJETIVO	5
3	ANTECEDENTES.....	6
4	RESPECTO DEL REAJUSTE DE LA TARIFA ÚNICA DE DISTRIBUCIÓN POR ACTUALIZACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL	9
4.1	APLICACIÓN DEL LITERAL E) DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y DEL PROCEDIMIENTO DE REAJUSTE	9
4.2	MONTO DE INVERSIÓN DE LA AMPLIACIÓN DEL PLAN QUINQUENAL	10
5	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN	11
6	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	14
6.1	CONSIDERACIONES GENERALES	14
6.2	CÁLCULO DE LA DEMANDA APLICABLE AL REAJUSTE.....	14
6.2.1	<i>Demanda de la Categoría A.....</i>	<i>15</i>
6.2.2	<i>Demanda de la Categoría GE.....</i>	<i>16</i>
6.2.3	<i>Demanda de las otras Categorías.....</i>	<i>17</i>
7	FACTORES DE AJUSTE DE LA INVERSIÓN (FAI) Y DE LA DEMANDA (FAD).....	19
7.1	FACTOR DE AJUSTE DE LA INVERSIÓN - FAI	19
7.2	FACTOR DE AJUSTE DE LA DEMANDA - FAD	21
7.3	FACTOR DE AJUSTE ASOCIADO A LA PROMOCIÓN – FA1	22
7.4	FACTOR DE AJUSTE DE EQUILIBRIO TARIFARIO – FA2	22
7.5	CÁLCULO DEL FACTOR DE AJUSTE TOTAL – FAT	22
8	DETERMINACIÓN DE LA NUEVA ALÍCUOTA	25
9	ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD	26
10	CONCLUSIONES.....	28

1 Resumen Ejecutivo

El presente informe se elabora con el fin de sustentar la determinación de los factores correspondientes al reajuste tarifario de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao. El referido reajuste se realiza como consecuencia del proceso de Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 solicitado por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. (“Cálidda”); ello, en aplicación a lo dispuesto por el literal e) del Artículo 63c del TUE del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Cabe mencionar que, para efectos de determinar los citados factores se tienen en cuenta las disposiciones del “Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao”, aprobado mediante Resolución N° 184-2012-OS/CD (en adelante “Procedimiento de Reajuste”).

Mediante el Informe Técnico N° 044-2024-OS/CD se sustenta los resultados para la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026. Estos resultados conforman las bases para la determinación de las variables de inversión y demanda a que refiere el artículo 7 del Procedimiento de Reajuste, y como consecuencia de ello, la determinación del Factor de Ajuste de Equilibrio Tarifario (FA2) y del Factor de Ajuste Total (FAT) aplicable a las Tarifas Únicas de Distribución.

La inversión adicional que forma parte de la evaluación del reajuste correspondiente a la Ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones, asciende a USD 66,80 millones. Asimismo, la evaluación del reajuste considera los volúmenes de demanda de gas natural asociados a las nuevas inversiones que se consideren parte de la citada ampliación.

Es en ese contexto que, en aplicación de lo dispuesto en el Procedimiento de Reajuste, se determina el Factor FAT igual a 1,0314, que es aplicable a la TUD vigente desde 07 de febrero de 2024 al 06 de febrero de 2025. Este factor resulta de la determinación de los siguientes factores:

- Factor de Ajuste Asociado a la Promoción (FA1): este factor resulta igual a 1,00, debido a que en el presente informe no se efectúa la revisión trimestral del Saldo del Balance de la Promoción.

- Factor de Ajuste de Equilibrio Tarifario (FA2): este factor resulta igual a 1,0352. Al respecto, es importante precisar que, en virtud del Procedimiento de Reajuste, se ha determinado un factor ponderado aplicable a todas las Categorías de Consumidores.

Finalmente, como consecuencia de la aplicación del FAT se determina la Alícuota¹. Esta corresponde a un porcentaje de la TUD y tiene como finalidad la recaudación de fondos para Mecanismo de Promoción. En ese contexto, la Alícuota aplicable para el periodo comprendido desde el 7 de febrero al 30 de abril del 2024, resulta 12,96%, siendo este valor menor respecto a la Alícuota vigente al 6 de febrero de 2024 (13,37%).

¹ Según la Resolución N° 005-2019-OS/CD, es el porcentaje de la TUD del servicio de distribución de gas natural destinado a los ingresos del Mecanismo de Promoción, la cual será actualizada en cada Periodo de Evaluación.

2 Objetivo

Determinar el factor de reajuste tarifario que resulta como consecuencia de la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao para el periodo 2022-2026, que fue solicitada por el Concesionario de Distribución en el marco de lo dispuesto en el Reglamento de Distribución.

3 Antecedentes

Los antecedentes que se tienen en cuenta para el desarrollo del presente documento son los siguientes:

- Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “Reglamento de Distribución”), el cual establece los lineamientos y criterios básicos para la fijación de las tarifas por el servicio público de distribución de gas natural.
 - 1) De conformidad con el artículo 63c del Reglamento de Distribución, el Concesionario de Distribución está obligado a definir su Plan Quinquenal de Inversiones atendiendo criterios de elaboración y un contenido mínimo; asimismo, Osinergmin debe aprobar el mencionado plan dentro del proceso tarifario, para lo cual se debe contar con el informe favorable del Ministerio de Energía y Minas (en adelante “Minem”) sobre la concordancia del mencionado plan con la Política Energética vigente.
 - 2) Además, de acuerdo con el literal e) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, cuando a partir de un determinado año del periodo tarifario se proyecte una variación mayor al 20% de las inversiones previstas acumuladas en redes para la atención de consumidores residenciales, corresponde actualizar el Plan Quinquenal de Inversiones de acuerdo con el procedimiento establecido en los literales a), b) y c) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, actualización que conllevará el correspondiente reajuste de la tarifa.
- Con fecha 23 de agosto de 2012 se publicó el “Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao”, aprobado por Resolución Osinergmin N° 184-2012-OS/CD (en adelante “Procedimiento de Reajuste”) y sus modificatorias.
- Mediante Resolución N° 188-2012-OS/CD (en adelante “Procedimiento VNRGN”), publicada el 04 mayo del 2022, se aprobó 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
- Mediante Resolución N° 079-2022-OS/CD (en adelante “Resolución 079”), publicada el 04 mayo del 2022, se fijó la Tarifa Única de Distribución para la concesión de Lima y

Callao correspondiente al periodo 2022-2026, se aprobó el Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 (en adelante “Plan Quinquenal”), el Plan de Conexiones de Clientes Residenciales con Costo de Promoción (en adelante “Plan de Promoción”) y demás conceptos establecidos en el Reglamento de Distribución.

- Mediante Resolución N° 136-2022-OS/CD, publicada el 07 de julio del 2022, se modificó la Resolución 079 en los extremos referidos, entre otros, al Plan Quinquenal y el Plan de Promoción.
- Mediante carta N° 2023-111809 de fecha 15 de mayo de 2023, la concesionaria Gas Natural de Lima y Callao S.A (en adelante “Cálidda” o “Concesionario de Distribución”) remitió copia de la propuesta de actualización del Plan Quinquenal (en adelante “Propuesta de Actualización del Plan Quinquenal”) presentado a la Dirección General de Hidrocarburos del Minem (en adelante “DGH”).
- Mediante Oficio N° 1094-2023-GRT de fecha 13 de junio de 2023, Osinerghmin remitió a la DGH el Informe Técnico Legal N° 459-2023-GRT donde se evaluó el cumplimiento de los criterios y contenido mínimo que debe contener la Propuesta de Actualización del Plan Quinquenal presentada por Cálidda, de acuerdo a lo previsto en los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.
- Mediante Oficio N° 1217-2023-MINEM-DGH de fecha 29 de agosto de 2023, la DGH remitió a Osinerghmin el Informe Técnico Legal N° 126-2023-MINEM/DGH-DGGN-DNH, mediante el cual se concluye, entre otros, que la Propuesta de Actualización del Plan Quinquenal presentado por Cálidda es concordante con la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM.
- Mediante Oficio N° 337-2023-OS-GG de fecha 27 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió al Calidda y al Minem, el Informe Técnico - Legal N° 655-2023-Osinerghmin que contiene el pronunciamiento respecto de los aspectos de regulación tarifaria y supervisión de la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, según lo dispuesto en el literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución. Asimismo, se remitió el cronograma del proceso de Aprobación de la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026.
- Mediante Carta N° 2023-129149 de fecha 3 de noviembre de 2023, Cálidda remitió las respuestas a las observaciones formuladas por Osinerghmin mediante el Informe Técnico - Legal N° 655-2023-Osinerghmin, así como la nueva versión de la Propuesta de Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 (v3.0), conforme lo señalado en el literal d) del Artículo 63c del Reglamento de Distribución, con lo cual, se dio inicio al proceso de Aprobación de la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 y el Reajuste Tarifario respectivo.
- El día 17 de noviembre de 2023 se llevó a cabo en la ciudad de Lima la audiencia pública para la sustentación y exposición de los criterios de la Propuesta de Actualización del Plan Quinquenal y el Reajuste Tarifario por parte de la empresa Cálidda, en la cual el Concesionario de Distribución respondió las consultas formuladas por los asistentes.

- En cumplimiento del ítem d) del Proceso de Aprobación de la Actualización del Plan Quinquenal, se estableció un plazo de diez (10) días hábiles para la recepción de opiniones y sugerencias de los interesados respecto a la Propuesta de Actualización del Plan Quinquenal presentada por Cálidda. Dentro del plazo señalado se recibió las comunicaciones de las empresas Andecorp S.A.C., Jevero S.A.C., Porcelanato Latino S.A.C. y Picorp Gerencia S.A.C., las cuales fueron trasladadas a la empresa Cálidda para su análisis vía correo electrónico el día 25 de noviembre de 2023 y mediante el Oficio N° 2178-2023-GRT el 28 de noviembre de 2023.
- Mediante Oficio N° 2187-2023-GRT del 29 de noviembre de 2023, se otorgó al Concesionario de Distribución un plazo adicional para remitir la absolución de observaciones, de acuerdo a lo solicitado mediante Carta N° 2023-131320 de fecha 29 de noviembre de 2023.
- Con Carta 2023-131909 del 5 de diciembre de 2023, Cálidda remitió su respuesta a las observaciones remitidas mediante Oficio N° 2178-2023-GRT.
- Mediante Resolución Osinerghmin N° 235-2023-OS/CD (en adelante “Resolución 235”), publicada el 23 de diciembre de 2023, se publicó el proyecto de resolución que aprueba la Actualización de Plan Quinquenal de Inversiones 2022 – 2026 de la Concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao y las variables utilizadas en el Reajuste Tarifario respectivo de la TUD.
- Mediante el Artículo 2 de la Resolución 235 se efectuó la convocatoria a Audiencia Pública con la finalidad de que el Regulador sustente los criterios y metodología utilizados en el Proyecto de resolución que aprueba la Actualización de Plan Quinquenal de Inversiones 2022 – 2026 de la Concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao y las variables utilizadas en el Reajuste Tarifario respectivo de la TUD. Dicha Audiencia se realizó el 04 de enero de 2024, en el Auditorio Osinerghmin Sede Miraflores.
- Dentro del plazo otorgado hasta el 08 de enero de 2024, Osinerghmin recibió las observaciones y comentarios a la Resolución 235 de Gas Natural de Lima y Callao - Cálidda, mediante Carta N° 2024-100470 recibida el 08 de enero de 2024, según Registro GRT N° 000163-2024.

4 Respecto del Reajuste de la Tarifa Única de Distribución por Actualización del Plan Quinquenal

4.1 Aplicación del literal e) del Reglamento de Distribución y del Procedimiento de Reajuste

Las inversiones que conforman la Ampliación del Plan Quinquenal ascienden a USD 66,80 millones y lo correspondiente a redes residenciales asciende a USD 61,53 millones, este último valor representa el 40,09% (mayor a 20%²) de las inversiones previstas acumuladas para el Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 vigente.

Por tanto, tal como ha sido analizado en el Informe Técnico - Legal N° 655-2023-Osinergmin y el Informe N° 044-2024-GRT, atendiendo a lo dispuesto en el literal e) del Artículo 63c del Reglamento de Distribución, procede la Actualización del Plan Quinquenal y el consecuente reajuste tarifario.

De acuerdo al cronograma del Proceso de Actualización de Plan Quinquenal de Inversiones, los resultados del reajuste tarifario entrarán en vigencia el 07 de febrero del año en curso. Cabe precisar que, según la Segunda Disposición Complementaria del Procedimiento de Reajuste, el proceso de reajuste se realiza de forma directa (sin evaluar las variaciones significativas) y en base a la información real ejecutada hasta su fecha de aplicación.

En ese sentido, el Factor de Ajuste Total que será aplicado directamente a la TUD, se determina de acuerdo a lo siguiente:

$$FAT = \%PTD \times FA2 + \%PGP \times FA1$$

² Valor mínimo considerado para actualizar el Plan Quinquenal de Inversiones según el literal e) del Artículo 63c del Reglamento de Distribución. Corresponde a la variación de las inversiones para la atención de consumidores residenciales, respecto de las inversiones previstas acumuladas en un periodo tarifario.

Donde:

FAT: Factor de Ajuste Total.

FA2: Factor de Ajuste de Equilibrio Tarifario.

FA1: Factor de Ajuste Asociado a la Promoción.

%PGP: Proporción de la tarifa media base que cubre el gasto total de promoción.

%PTD: Proporción de la tarifa media base que cubre el costo total del sistema de distribución (1-%PGP).

El Factor FA1 se determina según el Artículo 6° del Procedimiento de Reajuste, de acuerdo a lo siguiente:

$$FA1 = 1 + \frac{\text{Valor Absoluto del Saldo de Balance}}{\text{Ingreso Proyectado}}$$

Por otro lado, el Factor FA2 se evalúa según lo dispuesto en la Segunda Disposición Complementaria del Procedimiento de Reajuste, de acuerdo a lo siguiente:

$$FA2 = \frac{FAI}{FAD}$$

Donde:

FAI: Factor de Ajuste de la Inversión (numeral 7.3 del Procedimiento de Reajuste).

FAD: Factor de Ajuste de Demanda (numeral 7.2 del Procedimiento de Reajuste).

4.2 Monto de Inversión de la Ampliación del Plan Quinquenal

En el marco de la evaluación del cumplimiento de los criterios y contenido mínimo indicados, así como la evaluación de los aspectos de regulación tarifaria y supervisión de la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, definidos en los literales a) y b) del Artículo 63c del Reglamento de Distribución (contenido en el Informe Técnico - Legal N° 459-2023-GRT e Informe Técnico - Legal N° 655-2023-GRT), se debe determinar el monto de inversión asociado a la Ampliación del Plan Quinquenal, el mismo que será considerado como parte del presente proceso de reajuste.

De acuerdo a lo desarrollado en el Informe Técnico N° 044-2024-OS/CD, las inversiones que conforman la Ampliación del Plan Quinquenal ascienden a USD 66,80 millones.

5 Determinación de los costos de inversión

La determinación de los costos de inversión a considerarse en el presente anexo, en virtud de lo dispuesto en los numerales 4.1 y 7.3 del Procedimiento de Reajuste, tiene en cuenta los siguientes criterios:

- 1) Para la valorización de las instalaciones se utilizaron los costos unitarios de la regulación tarifaria vigente, 2022-2026.
- 2) Para la proyección de instalaciones se ha considerado como base, la información que fue remitida por Cálidda mediante carta N° 2023-129149 y su correspondiente absolución de observaciones.
- 3) A partir de las inversiones propuestas por Cálidda, se descontaron todas aquellas inversiones previamente aprobadas, es decir, aquellas que corresponden al Plan Quinquenal vigente.
- 4) Para efectos de evaluar la inversión acumulada y su correspondiente anualidad, se retira la inversión asociada a la Red Principal, ver Cuadro N° 1, y se incorpora el IGA asociado a esta.
- 5) A efectos de mantener el compromiso de inversión propuesto por el Concesionario en el Plan Quinquenal vigente, las inversiones no ejecutadas en el 2022, están siendo incorporadas en los siguientes años. Sin embargo, para efectos de liquidaciones futuras, el referido traslado de inversiones no debe ser considerado como una reprogramación de las inversiones dejadas de ejecutar en su oportunidad.

En aplicación de los criterios indicados, la inversión que se considera para la Actualización del Plan Quinquenal resulta como sigue:

Cuadro N° 1
Inversiones Existentes de la Red Principal en Miles de USD

RED PRINCIPAL	Existente 2021
Gasoducto	
Acero	79 475
Tubería de Conexión	
Acero	171
Estaciones de Regulación	
City Gate	10 464
ERP	1 527
Obras Especiales	
Cruce de Río	1 298
Tunnel Liner	2 708
Cruce Cond. Especial	-
Válvulas	972
Inversiones Complementarias	1 327
Total Red Principal	97 941

Elaboración propia.

Cuadro N° 2
Inversión Existente y Plan Quinquenal de Inversiones Vigente, en Miles de USD
(sin Red Principal)

OTRAS REDES	Existente 2021	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025
Gasoducto					
Acero	205 278	1 325	1 304	7 442	0
PE	945 246	46 129	33 485	21 879	11 806
Tubería de Conexión					
Acero	2 061	9	2	0	0
PE	187 412	15 068	12 205	9 779	8 882
Estaciones de Regulación					
City Gate	31 533	0	0	0	0
ERP	36 861	1 037	0	1 215	0
Obras Especiales					
Cruce de Río	3 284	0	0	182	182
Hot Tap	9 019	78	195	97	0
Cruce de vías	6 093	42	189	189	95
Otras	21 854	684	684	1 368	684
Válvulas	8 563	105	74	77	21
Inversiones Complementarias	13 358	0	0	0	0
Total Otras Redes	1 470 561	64 478	48 138	42 228	21 669

Elaboración propia.

Cuadro N° 3
Inversión a Considerar en el Reajuste Tarifario, en Miles de USD
(sin Red Principal)

OTRAS REDES	Existente	1	2	3	4
	2021	2022	2023	2024	2025
Gasoducto					
Acero	205 278	3 197	1 304	8 478	639
PE	945 246	108 416	34 907	42 072	43 689
Tubería de Conexión					
Acero	2 061	54	2	6	4
PE	187 412	32 310	12 205	13 187	12 922
Estaciones de Regulación					
City Gate	31 533	0	0	0	0
ERP	36 861	0	1 037	1 215	0
Obras Especiales					
Cruce de Río	3 284	368	0	182	908
Hot Tap	9 019	585	214	131	25
Cruce de vías	6 093	228	189	500	405
Otras	21 854	1 181	684	1 995	1 881
Válvulas	8 563	409	76	128	95
Inversiones Complementarias	13 358	0	0	0	0
Total Otras Redes	1470 561	146 747	50 619	67 892	60 567

Elaboración propia.

6 Determinación de la demanda de distribución de gas natural

6.1 Consideraciones Generales

La Actualización del Plan Quinquenal conlleva a la ampliación de los niveles de inversión proyectados, y como consecuencia de ello, la ampliación de las zonas de cobertura inicialmente aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026. Esta condición, por tanto, genera variaciones en la demanda producto de la presencia de nuevos clientes potenciales no considerados en el plan original o en las proyecciones iniciales.

La demanda total aplicable al reajuste tarifario será determinada considerando: i) la variable de demanda de acuerdo a lo dispuesto por el literal b)³ del numeral 4.1.4 del Procedimiento de Reajuste, y, ii) la demanda de gas natural asociada a las nuevas inversiones que se consideren parte de la Ampliación del Plan Quinquenal.

6.2 Cálculo de la demanda aplicable al reajuste

En lo que respecta a la proyección de la demanda de gas natural, requerida para el cálculo de los factores de reajuste, se utilizan los valores utilizados en la fijación de la TUD para el Periodo Regulatorio 2022-2026:

³ “b) Variable de demanda de gas natural: Con excepción de la categoría A se utilizará las demandas por categorías tarifarias efectivamente ocurridas en los años 1 y 2. Asimismo, se utilizará las demandas proyectadas para los años 3 y 4, según la nueva tendencia de crecimiento de los dos años anteriores, con excepción de la Categoría A y GE. Para el caso de la Categoría A, se utilizará como mínimo el valor de las demandas proyectadas consideradas en el cálculo tarifario. Para el caso de la Categoría GE, la proyección de la demanda para los años 3 y 4, se hará en función del número de clientes proyectados y de sus consumos individuales estimados para dichos años. El período de evaluación de la Demanda debe ser el mismo que el considerado para la evaluación de las inversiones. (...)”

Cuadro N° 4
Demanda Base de Gas Natural, en Miles de m³

CATEGORÍA	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de la Demanda	Valor Presente de la Demanda
A1	163 568	180 633	194 341	205 976	744 518	591 878
A2	51 990	56 177	59 733	62 752	230 652	183 722
B	60 972	64 902	68 692	71 907	266 473	212 475
IP	5 209	5 209	5 209	5 209	20 835	16 743
C	346 801	366 309	387 130	409 903	1 510 143	1 204 045
GNV	591 570	621 939	654 890	693 006	2 561 406	2 043 102
D	328 644	348 110	368 223	392 355	1 437 333	1 145 490
E	801 120	802 814	817 061	819 636	3 240 631	2 601 033
GE	5 870 369	5 874 100	5 877 611	5 881 561	23 503 640	18 886 010
TOTAL	8 220 244	8 320 192	8 432 890	8 542 304	33 515 630	26 884 498

Elaboración propia.

En el siguiente cuadro se presenta la demanda realmente ocurrida para el año 1 del Periodo Regulatorio 2022-2026; y la demanda proyectada para los años restantes del mencionado periodo que incluye la demanda adicional producto de la Ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones.

Cuadro N° 5
Demanda Actualizada de Gas Natural, en Miles de m³

CATEGORÍA	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de la Demanda	Valor Presente de la Demanda
A1	163 568	190 577	201 985	213 083	769 213	610 805
A2	51 990	56 177	59 733	62 752	230 652	183 722
B	55 984	66 276	70 177	73 537	265 974	211 137
IP	4 108	4 336	4 339	4 347	17 130	13 732
C	290 447	386 914	409 135	434 015	1 520 511	1 200 972
GNV	651 003	743 854	799 366	817 224	3 011 447	2 394 491
D	328 207	367 123	379 713	402 283	1 477 326	1 176 450
E	828 561	815 492	857 522	896 125	3 397 701	2 719 582
GE	5 820 708	5 848 385	5 619 338	5 696 649	22 985 080	18 498 473
TOTAL	8 194 577	8 479 133	8 401 309	8 600 014	33 675 033	27 009 363

Elaboración propia.

Para evaluar la demanda actualizada se ha tomada en consideración lo señalado en el literal b) del numeral 4.1.4 del Procedimiento de Reajuste.

6.2.1 Demanda de la Categoría A

En base a la infraestructura proyectada de redes de polietileno en zonas residenciales y al potencial de clientes eléctricos residenciales en dichas zonas, se estimó el número de clientes adicionales de la Categoría A que serían incorporados en la base tarifaria (ver cuadros siguientes). Asimismo, a partir de la información real de consumo del año 2022, se estimaron los nuevos consumos unitarios de gas natural para las categorías A1 y A2: 10,32 m³/mes y 46,84 m³/mes, respectivamente.

A continuación, se presentan los resultados de demanda de la proyección de nuevos clientes de las categorías A1 y A2:

Cuadro N° 6
Demanda estimada acumulada categoría A1, en Miles m³

Demanda	2022	2023	2024	2025
	Base	Proyectado		
Nuevos*	163 568	0	2 656	3 149
Base**		190 577	199 329	209 934
Total	163 568	190 577	201 985	213 083

* Demanda de nuevos clientes provenientes de las nuevas áreas a desarrollar por el concesionario.

** Demanda base ajustada por el nuevo consumo unitario.

Cuadro N° 7
Demanda estimada acumulada categoría A2, en Miles m³

Demanda	2022	2023	2024	2025
	Real	Proyectado		
Nuevos	51 990	0	857	1 017
Base		56 177	58 876	61 735
Total	51 990	56 177	59 733	62 752

6.2.2 Demanda de la Categoría GE

Respecto a la demanda de categoría generación eléctrica, se ha determinado según lo especificado en el literal b) del numeral 4.1.4 del Procedimiento de Reajuste⁴, es decir para efectos de revisar los niveles de demanda de gas natural que se debe considerar en el cálculo del reajuste de la TUD, se debe revisar la estimación de los consumos de la categoría GE con base en el número de clientes proyectados (considera la incorporación o retiro de clientes) y de sus consumos individuales estimados para dichos años (considerar las capacidades contratadas con el distribuidor).

A continuación, se presentan los resultados de demanda de la proyección de la categoría de generación eléctrica:

Cuadro N° 8
Demanda estimada acumulada categoría GE, en Miles m³

Categoría	2022	2023	2024	2025
	Real*	Proyectado		
GE	5 820 708	5 848 385	5 619 338	5 696 649

(*) Real, es la Capacidad Contratada Firme de clientes GE más el consumo medio proveniente de la demanda real del 2022 de los consumidores pequeños de GE.

⁴ "b) Variable de demanda de gas natural: (...) Asimismo, se utilizará las demandas proyectadas para los años 3 y 4, según la nueva tendencia de crecimiento de los dos años anteriores, con excepción de la Categoría A y GE.

(...) Para el caso de la Categoría GE, la proyección de la demanda para los años 3 y 4, se hará en función del número de clientes proyectados y de sus consumos individuales estimados para dichos años. (el subrayado y remarcado es nuestro)

(...)"

6.2.3 Demanda de las otras Categorías

Respecto a la Categoría B, se estimaron a los clientes adicionales producto de las nuevas áreas de desarrollo, agregándolos al número de clientes proyectados en el Periodo Regulatorio 2022-2026. Asimismo, se estimó el nuevo consumo unitario por cliente de 1 169,65 m³/mes en base a la demanda real sucedida en el año 2022.

Cuadro N° 9
Demanda estimada acumulada categoría B, en Miles m³

Demanda	2022	2023	2024	2025
	Real	Proyectado		
Nuevos	55 984	0	1 055	1 234
Base		66 276	69 122	72 303
Total	55 984	66 276	70 177	73 537

Respecto a las categorías IP y D se mantuvo a los clientes proyectados en la fijación de la TUD del Periodo Regulatorio vigente, debido a que el Concesionario no ha reportado nuevos clientes en las nuevas áreas a desarrollar. Asimismo, se estimó el nuevo consumo unitario por cliente de 18 006,61 m³/mes y 515 765,29 m³/mes respectivamente, en base a la demanda real sucedida en el 2022.

Cuadro N° 10
Demanda estimada acumulada categoría IP y D, en Miles de m³

Demanda	2022	2023	2024	2025
	Real	Proyectado		
IP	4 108	4 336	4 339	4 347
D	328 207	367 123	379 713	402 283
Total	332 314	371 460	384 052	406 630

Respecto a la categoría C, se incluyó al cliente Jevaro - GNL producto del análisis realizado a su solicitud de inclusión. Se debe señalar que la demanda de la empresa Andecorp, se ha trasladado al año 2026.

Cuadro N° 11
Demanda estimada acumulada categoría C, en Miles de m³

Demanda	Real	2023	2024	2025
	Real	Proyectado		
Nuevos	290 447	-	-	24 112
Base		386 914	409 135	409 903
Total	290 447	386 914	409 135	434 015

Respecto a la demanda GNV, se debe señalar que dicha demanda se evalúa considerando los vehículos a gas natural existentes que consumen gas natural, sus consumos medio por día y el crecimiento vehicular que el mercado actual puede presentar. En ese sentido, para efectos de evaluar el reajuste tarifario por Ampliación del Plan Quinquenal de Inversiones se evalúa la tendencia de los valores aprobados en la regulación tarifaria.

Se debe señalar que, si bien se está incluyendo 2 estaciones de servicio producto del desarrollo de redes en las nuevas áreas, siendo estas Jevaro-GNV y Picorp, la demanda de gas natural por GNV está evaluada en función del mercado vehicular y no influyen en la proyección de demanda las nuevas estaciones de servicio que están adicionándose.

Cuadro N° 12
Demanda estimada acumulada categoría GNV, en Miles m³

Demanda	2022	2023	2024	2025
	Real	Proyectado		
GNV	651 003	666 268	747 488	831 785

Respecto a la categoría E, en la propuesta de Concesionario de Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones no se han reportado nuevos clientes en dicha categoría. Sin embargo, como consecuencia de las solicitudes de inclusión a la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones en la etapa de comentarios al mencionado plan, se adiciona la demanda de la empresa Porcelanato Latino S.A.C, el cual, según lo señalado por representantes de dicha empresa, esta ingresaría a operar el año 2024. Cálidda en sus observaciones y comentarios a la Resolución 235 manifiesta que el citado Consumidor ingresará el año 2024.

Cuadro N° 13
Demanda estimada acumulada categoría E, en Miles m³

Demanda	2022	2023	2024	2025
	Real	Proyectado		
Nuevos	828 561	0	25 281	60 707
Base		815 492	832 242	835 418
Total	828 561	815 492	857 522	896 125

(*) Es la Capacidad Contratada Firme de clientes de la Categoría E más el interrumpible correspondiente. Asimismo, se adiciona el consumo medio de los consumidores regulados asignados a dicha categoría.

7 Factores de ajuste de la inversión (FAI) y de la demanda (FAD)

7.1 Factor de Ajuste de la Inversión - FAI

Este factor se calcula en base a los costos totales del Concesionario, considerando la inversión acumulada ejecutada respecto de los valores base de inversión aprobados en la fijación de la TUD del Periodo de Regulación 2022-2026. La metodología de cálculo corresponde al numeral 7.3 del Procedimiento de Reajuste.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Cuadro N° 14
Valorización de Ingresos Base, en Miles de USD

INGRESOS	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de Ingresos	Valor Presente de Ingresos
Derecho de Conexión	7 204	5 709	4 574	4 203	21 690	17 896
Pago Adelantado (PAT)	-	-	-	-	-	-
TOTAL	7 204	5 709	4 574	4 203	21 690	17 896
DC + PAT	7 204	5 709	4 574	4 203	21 690	17 896

Cuadro N° 15
Valores Base para el cálculo del FAI, en Miles de USD

Componentes del Sistema de Distribución	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de Ingresos	Valor Presente de Ingresos
IGA	11933	11933	11966	11933	47 766	38 383
Ampliación Red Principal					0	0
Otras Redes	190565	196541	201784	204474	793 364	635 405
Red Acero	31 002	31 296	32 450	32 568		
City Gate	3 915	3 915	3 915	3 915		
ERP	4 705	4 705	4 856	4 856		
Red PE	149 286	154 967	158 906	161 477		
Inv. Complementarias	1 658	1 658	1 658	1 658		
INGRESOS TOTALES ANUALES	202 499	208 475	213 750	216 407	841 130	673 788
% COyM sobre la anualidad de la inversión	27,7%	28,0%	27,9%	27,6%		
COyM sobre la anualidad de la inversión	52 765	54 938	56 351	56 414	220 468	176 598
COSTO TOTALES DE LA DISTRIBUCIÓN						850 387
α	4 729	6 224	7 392	7 730	26 076	20 487
Inversión	243 331	251 479	258 135	260 888	1 013 832	812 003

Cabe indicar que la inversión del Derecho de Conexión de los años 2023 al 2025 indicado en el cuadro anterior, fue determinado en base a los nuevos Consumidores residenciales e industriales a incorporarse en dicho periodo.

Cuadro N° 16
Derecho de conexión por Ampliación del Plan Quinquenal, en Miles de USD

Clientes	2023	2024	2025	2026
Categorías A1, A2	0	1 153	1 367	0
Categoría B	0	19	22	0
Andecorp	0	0	0	11
Jevaro - GNV-C	0	0	60	0
Jevaro - GNV-L	0	0	94	
Picorp - GNV	0	0		42
Porcelanato Latino	0	177	0	0
Total	0	1 349	1 543	53

Cuadro N° 17
Valorización de Ingresos Actualizados, en Miles de USD

INGRESOS	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de Ingresos	Valor Presente de Ingresos
Derecho de Conexión	11 830	5 709	5 923	5 746	29 208	24 321
Pago Adelantado (PAT)	-	-	-	-	-	-
TOTAL	11 830	5 709	5 923	5 746	29 208	24 321
DC + PAT	11 830	5 709	5 923	5 746	29 208	24 321

Cuadro N° 18
Valores Actualizados para el cálculo del FAI, en Miles de USD

Componentes del Sistema de Distribución	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de Ingresos	Valor Presente de Ingresos
IGA	11 933	11 933	11 966	11 933	47 766	38 383
Ampliación Red Principal	-	-	-	-	-	-
Otras Redes	200 779	207 063	215 491	223 010	846 342	676 725
Red Acero	31 433	31 729	33 132	33 611		
City Gate	3 915	3 915	3 915	3 915		
ERP	4 576	4 705	4 856	4 856		
Red PE	159 196	165 054	171 930	178 970		
Inv. Complementarias	1 658	1 658	1 658	1 658		
INGRESOS TOTALES ANUALES	212 712	218 996	227 457	234 944	894 109	715 109
% COYM sobre la anualidad de la inversión	27,7%	28,0%	27,9%	27,6%		
% COYM sobre la anualidad de la inversión	55 593	57 879	60 179	61 529	235 179	188 075
COSTO TOTALES DE LA DISTRIBUCIÓN	105.4%	105.4%	106.8%	109.1%		903 184
α	104	6 224	6 043	6 187	18 558	14 063
Inversión	256 372	264 941	275 670	284 538	1 081 521	864 799

Considerando los resultados de α y de la *Inversión* y, en aplicación de la Fórmula N° 12 del Procedimiento de Reajuste, el resultado del FAI es el siguiente: **FAI = 1,0557**

7.2 Factor de Ajuste de la Demanda - FAD

Este factor se calcula en base a los ingresos por categoría tarifaria, considerando las variaciones ocurridas en los volúmenes de demanda reales respecto los volúmenes de demanda aprobados en la fijación de la TUD del Periodo de Regulación 2022-2026. La metodología de cálculo corresponde al numeral 7.2 del Procedimiento de Reajuste.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Cuadro N° 19

FACTOR K_{CAT}

Categorías	Años			
	2022	2023	2024	2025
A1	7,634	7,634	7,634	7,634
A2	5,846	5,846	5,846	5,846
B	3,222	3,222	3,222	3,222
IP	1,498	1,498	1,498	1,498
C	1,498	1,498	1,498	1,498
GNV	1,301	1,301	1,301	1,301
D	1,078	1,078	1,078	1,078
E	0,791	0,791	0,791	0,791
GE	0,572	0,572	0,572	0,572

Cuadro N° 20

Denominador del Factor de Ajuste por Demanda, en Miles de m³

CATEGORÍA	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de la Demanda	Valor Presente de la Demanda
A1	1 248 748	1 379 026	1 483 675	1 572 504	5 683 953	4 518 636
A2	303 927	328 400	349 190	366 835	1 348 352	1 074 004
B	196 483	209 146	221 359	231 720	858 707	684 701
IP	7 803	7 803	7 803	7 803	31 212	25 082
C	519 538	548 762	579 955	614 070	2 262 325	1 803 763
GNV	769 708	809 221	852 095	901 688	3 332 712	2 658 333
D	354 285	375 269	396 952	422 966	1 549 472	1 234 860
E	633 686	635 026	646 296	648 333	2 563 341	2 057 419
GE	3 359 851	3 361 986	3 363 995	3 366 256	13 452 088	10 809 231
TOTAL	7 394 028	7 654 640	7 901 319	8 132 176	31 082 162	24 866 030

Cuadro N° 21

Numerador del Factor de Ajuste por Demanda, en Miles de m³

CATEGORÍA	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2018	2 2019	3 2020	4 2021	Valor Nominal de la Demanda	Valor Presente de la Demanda
A1	1 248 748	1 454 940	1 542 033	1 626 760	5 872 482	4 663 134
A2	303 927	328 400	349 190	366 835	1 348 352	1 074 004
B	180 409	213 573	226 145	236 974	857 101	680 387
IP	6 154	6 496	6 500	6 512	25 662	20 572
C	435 115	579 630	612 920	650 191	2 277 857	1 799 160
GNV	847 037	967 847	1 040 076	1 063 312	3 918 271	3 115 535
D	353 813	395 766	409 338	433 668	1 592 585	1 268 235
E	655 392	645 055	678 301	708 835	2 687 583	2 151 191
GE	3 331 428	3 347 268	3 216 175	3 260 424	13 155 295	10 587 428
TOTAL	7 362 023	7 938 976	8 080 678	8 353 512	31 735 189	25 359 646

Aplicando la Formula N° 10 del Procedimiento de Reajuste, el resultado del FAD es el siguiente:
FAD = **1,0199**.

7.3 Factor de Ajuste Asociado a la Promoción – FA1

En relación al Factor FA1, se debe señalar que para fines del presente informe no se efectúa la revisión trimestral del Saldo del Balance de la Promoción. La última revisión trimestral tiene vigencia del 01 al 06 de febrero de 2024.

7.4 Factor de Ajuste de Equilibrio Tarifario – FA2

En base a los resultados obtenidos para los factores FAD y FA1, en aplicación de la Fórmula N° 19 del Procedimiento de Reajuste, el resultado obtenido para el factor FA2 es el siguiente:
FA2 = **1,0352**.

7.5 Cálculo del Factor de Ajuste Total – FAT

De acuerdo a la normativa vigente (numeral 40.7 de la Resolución N° 659-2009-OS/CD⁵), los Gastos de Promoción deberán ser asignados a las categorías tarifarias no residenciales. En consecuencia, en el caso de la concesión de Lima y Callao, las categorías A1 y A2 están exceptuadas de la aplicación del factor %PGP, que corresponde a la Proporción de la tarifa media base que cubre el gasto total de promoción. Con ello el %PTD (Proporción de la tarifa media base que cubre el costo total del sistema de distribución) para dichas categorías es igual al 100%, lo que significa que se obtendrían dos factores FAT, uno aplicable a las categorías tarifarias no residenciales y otro distinto aplicable las categorías tarifarias residenciales.

Ahora bien, en observancia de lo señalado en el numeral 7.5 del Procedimiento de Reajuste, que dispone que *“(…) En el cálculo del % PGP y % PTD, se podrán aplicar factores que permitan garantizar los ingresos respecto a la aplicación de proporciones por categoría tarifaria. (...)”*, se considera conveniente establecer un único factor FAT para todas las categorías tarifarias a efectos de facilitar la aplicación de las tarifas de distribución. En este punto es importante mencionar que el factor FAT ponderado se determina teniendo en cuenta que los ingresos del Concesionario no se vean afectados.

En ese contexto, el resultado del FAT ponderado aplicable a todas las Categorías de Consumidores es igual a FAT = 1,0314, cuya vigencia será del 07 de febrero al 30 de abril de 2024. Ver Cuadro N° 22 siguiente:

⁵ Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural.

Cuadro N° 22
FAT ponderado aplicable a las Categorías de Consumidores

Categorías	FAT	FEI (factor de ponderación)
A1 y A2	$FAT_{A1yA2} = 1,0352$	$FEI_{A1yA2} = 0.99637758962$
No residenciales	$FAT_{Resto} = 1,0305$	$FEI_{Resto} = 1,00105877150$
Todas las categorías	FAT Ponderado	
	FAT = 1,0314	

Dado que los factores de ponderación están evaluados en función de la Fórmula N° 17 del Procedimiento de Reajuste, el valor inicial del %PGP es aquel determinado en la regulación tarifaria. Sin embargo, dicho porcentaje se actualiza en cada revisión trimestral del saldo del balance de la promoción del presente periodo regulatorio 2022-2026, por lo que el %PGP actualizado es igual a la Alícuota vigente al 06 de febrero de 2024 (13,37%). Asimismo, el %PTD es igual a 86,63%.

Verificación de los ingresos del Concesionario por la aplicación del FAT ponderado

Para efectos de comprobar que los ingresos del Concesionario no han sido afectados por la determinación del FAT ponderado, se procede a evaluar los ingresos que se obtendrían sin aplicar los factores señalados (se excluyen los ingresos por Mecanismo de Promoción). En el Cuadro N° 23 se muestran los resultados para los ingresos que ascienden a USD 907,07 millones.

Cuadro N° 23
Cálculo de Ingresos sin la aplicación del Factor A y el Factor FEI_{A1yA2} y FEI_{Resto} , en USD

CATEGORÍA	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de la Demanda	Valor Presente de la Demanda
A1	44 665 288	52 040 401	55 155 535	58 186 071	210 047 295	166 791 264
A2	10 870 877	11 746 232	12 489 843	13 120 992	48 227 944	38 415 056
B	6 452 897	7 639 094	8 088 765	8 476 084	30 656 841	24 336 131
IP	220 109	232 362	232 493	232 929	917 892	735 813
C	15 563 228	20 732 241	21 922 972	23 256 087	81 474 529	64 352 458
GNV	30 296 863	34 618 016	37 201 501	38 032 601	140 148 981	111 436 653
D	12 655 201	14 155 778	14 641 230	15 511 471	56 963 680	45 362 300
E	23 442 106	23 072 369	24 261 506	25 353 667	96 129 648	76 943 927
GE	119 158 718	119 725 299	115 036 363	116 619 048	470 539 428	378 691 795
TOTAL	263 325 286	283 961 794	289 030 208	298 788 949	1135 106 237	907 065 398

Luego, se evalúa los ingresos que obtendría el Concesionario aplicando los factores ponderados (se excluyen los ingresos por Mecanismo de Promoción). En el Cuadro N° 24 se presentan los resultados, verificándose que estos ascienden a USD 907,07 millones.

Cuadro N° 24
Cálculo de Ingresos aplicado del Factor A y el Factor X, en USD

CATEGORÍA	Años				Acumulado de los Años 1 al 4	
	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	Valor Nominal de la Demanda	Valor Presente de la Demanda
A1	44 503 492	51 851 889	54 955 739	57 975 297	209 286 417	166 187 078
A2	10 831 498	11 703 683	12 444 600	13 073 462	48 053 243	38 275 901
B	6 459 731	7 647 185	8 097 332	8 485 061	30 689 309	24 361 906
IP	220 342	232 609	232 739	233 175	918 864	736 592
C	15 579 711	20 754 199	21 946 191	23 280 718	81 560 819	64 420 614
GNV	30 328 950	34 654 680	37 240 901	38 072 881	140 297 413	111 554 676
D	12 668 604	14 170 771	14 656 737	15 527 899	57 024 010	45 410 343
E	23 466 934	23 096 805	24 287 201	25 380 519	96 231 459	77 025 419
GE	119 284 920	119 852 101	115 158 198	116 742 559	471 037 778	379 092 869
TOTAL	263 344 182	283 963 921	289 019 639	298 771 572	1135 099 313	907 065 398

Como se puede observar, los ingresos del Concesionario no se ven afectados por la aplicación del factor FAT ponderado a todas las categorías tarifarias.

8 Determinación de la nueva Alícuota

Como consecuencia de la aplicación del factor de reajuste FAT a la TUD, se obtienen variaciones en las proporciones de la tarifa media que cubren los costos del sistema de distribución y el gasto total de promoción. En consecuencia, se requiere determinar la nueva Alícuota que sería aplicable a partir de la entrada en vigencia de los factores de ajuste calculados en el presente informe, el decir a partir del 07 de febrero de 2024.

Para dichos fines, se tienen en cuenta los reajustes asociados a la promoción que han tenido lugar desde la vigencia del presente Periodo Regulatorio hasta la fecha, y el resultado del FAT que se presenta en la sección 7.5 del presente documento. En base a estos datos, se calcula el factor de corrección a partir del cual se determina la nueva alícuota aplicable (ver cuadro siguiente):

Cuadro N° 25
Factor que determina la Alícuota

Item	1er Reajuste	2do Reajuste	3er Reajuste	4to Reajuste	5to Reajuste	6to Reajuste	Reajute por Costo Medio	$\prod_{n=1}^6 \left(\frac{FA1_n}{FAT_n} \right)$
FA1	1.5989	0.8628	0.9604	1.7119	1.0018	0.6485	1.0000	1.3673
FAT	1.0568	0.9803	0.9950	1.0867	1.0004	0.9324	1.0314	
Factor corrector	1.5130	0.8801	0.9652	1.5753	1.0014	0.6955	0.9696	

En ese sentido, en aplicación de la fórmula N° 1 del Procedimiento de Liquidación de la Promoción, la Alícuota aplicable desde el 7 de febrero hasta el 30 de abril de 2023, resulta en 12,96%x (9,48% x 1,3673).

9 **Análisis de competitividad**

La competitividad está ligada al ahorro generado por el cambio a un combustible más económico que le permita minimizar los costos, siendo este el gas natural. De acuerdo a ello, a continuación, se describe los combustibles principalmente sustituibles para cada categoría tarifaria.

- Categoría A1: Siendo el balón de GLP de 10 kg el combustible típicamente utilizado en el sector residencial.
- Categoría A2: Siendo el balón de GLP de 45 kg el combustible típicamente utilizado en el sector comercial, que por los volúmenes de consumo de los clientes de esta categoría tales como medianos restaurantes, hoteles, etc., migran a balones de mayor capacidad.
- Categoría B e IP: Siendo el GLP a granel abastecido mediante camiones el combustible más económico a ser remplazado, al ser típicamente utilizado en el sector comercial por clientes como grandes restaurantes y hoteles, panaderías, instituciones públicas, etc.
- Categoría C, D y E: Siendo el Petróleo Residual el combustible más económico a ser remplazado, al ser un combustible típicamente utilizado en el sector industrial por empresas pesqueras, textiles, etc.
- Categoría GNV: Siendo el GLP a Granel el combustible más económico a ser reemplazado y donde el mayor número de vehículos, especialmente los que ofrecen el servicio de taxi, vienen realizando su conversión.
- Categoría GE: Siendo el Petróleo Residual y en menor proporción el Carbón los combustibles más económicos a ser reemplazados. El precio del sustituto definido para esta categoría contiene la influencia de la generación basada en carbón, que opera en la base, pero en menor proporción, respecto a las alternativas de generación.

Finalmente, los resultados de competitividad de los precios finales de gas natural frente a los precios de los combustibles sustitutos por cada categoría tarifaria, se muestran en el cuadro siguiente en donde se evidencia que el ahorro en todos los casos está por encima del 36,6% respecto de su sustituto:

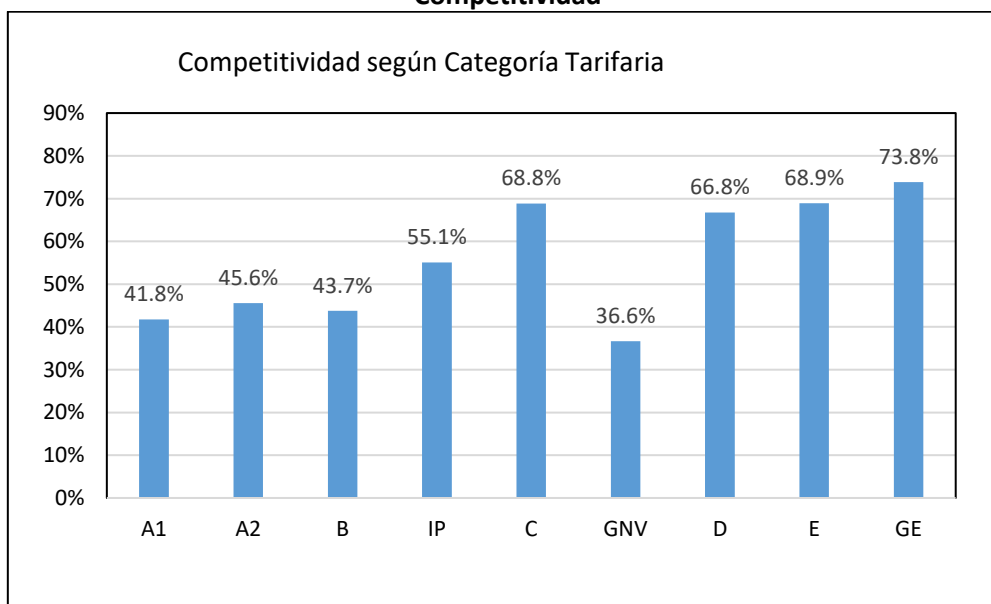
Cuadro N° 26
Competitividad del gas natural respecto a combustible sustituto

Categoría Tarifaria	Sustituto		Precio Final del gas natural ⁽²⁾	(2) Ahorro respecto al sustituto	
	Combustible	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	%
A1	GLP	21,35	12,43	8,92	41,8%
A2	GLP	20,10	10,94	9,16	45,6%
B	GLP granel	15,34	8,63	6,71	43,7%
IP	GLP granel	15,34	6,89	8,45	55,1%
C	Residual,D2	22,10	6,89	15,21	68,8%
GNV	GLP veh ⁽¹⁾	10,54	6,68	3,86	36,6%
D	Residual	19,39	6,44	12,95	66,8%
E	Residual	19,39	6,03	13,36	68,9%
GE	Residual	15,50	4,05	11,44	73,8%

(1) Valor no incluye el margen del grifo (4,8 USD/MMBTU)

(2) El precio final del gas natural incluye el reajuste por la variación de índices económicos definidos en la Resolución N°079-2022-OS/CD. Además, el precio final contiene los valores del precio de gas natural y la tarifa de transporte actualizada a enero de 2024

Gráfico N° 1
Competitividad



10 Conclusiones

- 1) Los resultados del reajuste tarifario obtenidos en el presente documento tendrán como entrada en vigencia el 07 de febrero de 2024, conforme a lo dispuesto por el numeral 4.3.1 del Procedimiento de Reajuste.
- 2) Las inversiones que conforman la Ampliación del Plan Quinquenal destinadas para consumidores residenciales, ascienden a USD 66,80 millones.
- 3) El Factor de Ajuste Total (FAT) que se obtiene a partir de lo desarrollado en el presente documento resulta en 1,0314.
- 4) La Alícuota aplicable desde el 7 de febrero hasta el 30 de abril de 2024 resulta igual a 12,96%, porcentaje a ser aplicado a la TUD de todas las categorías tarifarias, excepto a las categorías A1 y A2. Dicha Alícuota representa un menor valor respecto a la Alícuota vigente al 6 de febrero de 2024 (13,37%).