REF.: Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2025.

RESOLUCIÓN EXENTA Nº 627/2026

SANTIAGO, 10 de noviembre de 2026

VISTOS

a. Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión" o "CNE", modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;

b. Lo señalado en el D.F.L. N° 323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "Ley de Servicios de Gas" o la "Ley", especialmente, su artículo 33 quáter;

c. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 96 de 2019, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 24 de enero de 2022, que aprueba el Reglamento del Proceso de Chequeo de Rentabilidad y del Proceso de Fijación de Tarifas de Gas y Servicios Afines a que refiere la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente el "Reglamento" o "D.S. N° 96 de 2019";

d. Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 828, de fecha 31 de diciembre de 2019, que Establece Sistema de Contabilidad Regulatoria para el chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 ter de la Ley de Servicios de Gas, y deja sin efecto la Resolución Exenta CNE N° 77 de 2017, y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 828";

e. Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 392, de fecha 22 de octubre de 2020, que modifica Resolución CNE N° 828, en el sentido de reemplazar los Manuales del Sistema de Cuentas, contenidos en el Sistema de Contabilidad Regulatoria para el chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias de servicio público de gas de red;

f. Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 314, de fecha 29 de abril de 2022, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2022-2025, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 314";

g. Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 693, de fecha 26 de diciembre de 2024, que actualiza la Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa libre de riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al proceso de chequeo de rentabilidad para el año calendario 2025, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 693";

h. Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 108, de fecha 25 de febrero de 2022, que Aprueba Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2022-2025, de la empresa Lipigas S.A., rectificado mediante la Resolución Exenta CNE N° 431, de 26 de septiembre de 2023;

i. La Resolución Exenta CNE N° 684, de fecha 20 de diciembre de 2024, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2023, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 684";

j. La Resolución Exenta CNE N° 829, de fecha 30 de diciembre de 2025, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2024, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 829";

k. La Resolución Exenta CNE N° 422, de 14 de agosto de 2026, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2025, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 422";

l. La Resolución Exenta CNE N° 532, de 28 de septiembre de 2026, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2025, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 532";

m. El certificado del H. Panel de Expertos, remitido mediante Carta P. Ex. N°333/2026, de 14 de octubre de 2026;

n. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 24 A, de 25 de agosto de 2026, del Ministerio de Energía, que nombra a don Carlos Barría Quezada en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,

o. Lo señalado en la Resolución N° 36, de fecha 19 de diciembre de 2024, de la Contraloría General de la República, que "Fija normas sobre exención del trámite de toma de razón", y sus modificaciones.

CONSIDERANDO

1. Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, la Comisión deberá efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zonas de concesión a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad que establece la Ley;

2. Que, para los efectos anteriores, el mismo artículo 30 bis de la Ley, establece que la metodología y procedimiento para realizar el chequeo de la rentabilidad se efectuará en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies. Agrega asimismo la disposición legal antes indicada, que el chequeo de rentabilidad deberá tener en especial consideración la identificación y justificación de costos de explotación y de inversión radicados contablemente en

una empresa concesionaria que pudieran calificarse técnica y objetivamente como ineficientes, sin causa de negocio o encaminados a abultar artificialmente dichas partidas contables en una determinada zona de concesión, así como también el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad del servicio de gas establecidas en la normativa vigente;

3. Que, el Capítulo IV, del Título II, del D.S. N° 96 de 2019, establece la metodología para la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red por zona de concesión;

4. Que, por su parte, el artículo 33 quáter de la Ley señala que antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión. La misma disposición añade que a partir de la fecha de notificación de dicho informe, las empresas dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a la Comisión;

5. Que, en cumplimiento de lo señalado en el numeral precedente, mediante Resolución CNE N° 422, esta Comisión aprobó el Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2025;

6. Que, verificado el plazo legal establecido en el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas, la empresa Lipigas S.A. no presentó sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N° 422;

7. Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 33 quáter de la Ley, la Comisión aprobó, mediante Resolución CNE N° 532, el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2025;

8. Que, de conformidad a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 33 quáter de la Ley y de la circunstancia descrita en el numeral 6 anterior, la empresa Lipigas S.A. no contaba con la legitimación activa para presentar discrepancias ante el Panel de Expertos;

9. Que, no obstante lo indicado en el numeral precedente, igualmente consta en certificado emitido por el Panel de Expertos con fecha 14 de octubre de 2026, enviado a esta Comisión mediante carta individualizada en el literal m) de vistos, que la empresa Lipigas S.A. no presentó discrepancias al referido Panel; y,

10. Que, en consecuencia, corresponde aprobar el Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2025.

RESUELVO

ARTÍCULO PRIMERO. Apruébese el Informe de Rentabilidad Anual 2025 de Empresas Lipigas S.A., referido en el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas, el cual se adjunta a la presente resolución, formando parte integrante de la misma para todos los efectos.

Por su parte, los anexos y memorias de cálculo, individualizados en el numeral 6 “Antecedentes Complementarios” del informe aprobado por la presente resolución, podrán ser descargados en el siguiente enlace, el cual estará disponible hasta el 30 de noviembre de 2026. La contraseña para acceder al referido enlace será comunicada a la empresa con ocasión de la notificación indicada en el artículo siguiente.

https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/onedrive-hidrocarburos_cne_cl/IgCof92NlXbPRJ20AG5luJk6AefRJP4eluQvsi44s9TwCdw?e=geoFPX

Se hace presente que los documentos contenidos en el referido enlace se comunicarán exclusivamente a la empresa titular de dichos antecedentes por tratarse de información que no tiene el carácter de pública en los términos dispuestos en el artículo 12 del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía.

ARTÍCULO SEGUNDO. Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Lipigas S.A. mediante correo electrónico.

ANÓTESE, ARCHÍVESE Y NOTIFÍQUESE.

DOCUMENTO CUENTA CON FIRMA ELECTRÓNICA AVANZADA
CNE

CARLOS EDUARDO BARRÍA QUEZADA
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Anexos

Nombre	Tipo	Archivo	Copias	Hojas
Informe Chequeo de Rentabilidad Lipigas 2025 ITF	Digital	Ver		

MFH/PRS/GSV/PLV

DISTRIBUCIÓN:

1. MORRIS PESSO OLCESE - GERENTE GENERAL - EMPRESAS LIPIGAS S.A.
2. JOSÉ MIGUEL BAMBACH SALVATORE - FISCAL - EMPRESAS LIPIGAS S.A.
3. RODRIGO OLMO MARCHETTI - SUBGERENTE REGULACIÓN Y TARIFAS - EMPRESAS LIPIGAS S.A.
4. SECRETARÍA EJECUTIVA
5. DEPARTAMENTO DE HIDROCARBUROS
6. DEPARTAMENTO DE REGULACIÓN ECONÓMICA
7. DEPARTAMENTO JURÍDICO

Exp. Nº 907/2026



Documento firmado con Firma Electrónica Avanzada, el documento original disponible en:
https://ceropapel.cne.cl/validar/?key=20491233&hash=22bb7

INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 33 QUÁTER DE LA LEY DE SERVICIOS DE GAS DE

EMPRESAS LIPIGAS S.A.

AÑO CALENDARIO 2025

Noviembre de 2026
Santiago de Chile

ÍNDICE

CAPÍTULO I : METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA, POR ZONA DE CONCESIÓN 5

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN 5

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES 6

2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución 6

2.2 Costos de operación, mantención y administración 7

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES 7

4 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN 9

5 COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN 10

5.1 Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo 10

5.2 Determinación de los costos anuales de inversión 12

6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES 13

7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA 14

CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2025 - CONCESIONES REGIÓN DE ANTOFAGASTA Y REGIÓN DE LOS LAGOS 15

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2025 15

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2025 15

2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2025 15

2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2025 16

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2025 16

4 COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2025 17

5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2025 17

5.1 Tasa de rentabilidad económica año calendario 2025 – Región de Antofagasta y Región de Los Lagos 17

5.2 Tasa de rentabilidad económica promedio 2023-2025 18

6 ANTECEDENTES COMPLEMENTARIOS 19

INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión" o "CNE", de acuerdo con el artículo 30 bis del DFL N°323, de 1931, en adelante e indistintamente la "Ley" o "Ley de Servicios de Gas", modificada por la Ley Nº 20.999 del 9 de febrero de 2017, debe efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zona de concesión, a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad establecido en la Ley. Para los efectos señalados en el referido artículo 30 bis, el artículo 33 quáter de la Ley dispone que, antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión.

Para el mencionado chequeo de rentabilidad, se entenderá por zona de concesión, según lo dispuesto en el artículo 2, N° 25 de la Ley, "el conjunto de zonas geográficas ubicadas en una misma región, especificadas en uno o más decretos de concesión de servicio público de gas de red de una empresa concesionaria. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso que la zona geográfica identificada en uno o más decretos de concesión abarque de manera continua dos regiones adyacentes, la Comisión podrá considerar dicha zona geográfica como parte de una misma zona de concesión. Para ello, además de la continuidad física de las redes de distribución, deberá verificarse que dichas redes permiten una gestión operativa y comercial conjunta por parte de la empresa concesionaria".

La metodología y procedimiento para realizar el chequeo de rentabilidad se efectúa en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies de la Ley y a lo establecido en el Título II del Decreto Supremo N° 96 de 7 de noviembre de 2019, que "Aprueba reglamento del proceso de chequeo de rentabilidad y del proceso de fijación de tarifas de gas y servicios afines a que se refiere la ley de servicios de gas", publicado en el Diario Oficial con fecha 24 de enero de 2022, en adelante e indistintamente el "Reglamento" o "D.S. N° 96".

En cumplimiento de la Ley de Servicios de Gas, la Comisión dictó la Resolución Exenta CNE N°422, de 14 de agosto de 2026, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2025, en adelante "Informe de Rentabilidad Anual Preliminar". De acuerdo con la Ley, dicho Informe de Rentabilidad Anual Preliminar estuvo sujeto a observaciones por la respectiva empresa concesionaria dentro de los quince días siguientes al de su notificación. Vencido el plazo aludido, la empresa Lipigas S.A. no presentó sus observaciones al mencionado informe y, por consiguiente, correspondió a la Comisión emitir su Informe de Rentabilidad Anual Definitivo dentro de los quince días siguientes el cual fue aprobado mediante Resolución Exenta N°532, de 28 de septiembre de 2026.

En consideración a lo indicado anteriormente, tanto el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo como el presente informe final, mantienen los cálculos y resultados obtenidos a propósito del Informe de Rentabilidad Anual Preliminar para las dos zonas de concesión.

El presente Informe de Rentabilidad Anual para el año calendario 2025, corresponde a la empresa concesionaria de servicio público de distribución Lipigas S.A., y se efectúa, como se indicará más adelante, respecto a sus dos zonas de concesión.

Para la elaboración del presente informe, la Comisión se basó en la siguiente información y documentación:

1. La información presentada por las empresas concesionarias en conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 ter de la Ley y la Resolución Exenta N° 392 del 22 de octubre de 2020 que modifica la Resolución Exenta CNE N° 828 del 31 de diciembre de 2019, aprueba y reemplaza los Manuales del Sistema de Cuentas contenidos en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, para el chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red.
2. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de los bienes eficientes de la empresa Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°108, del 25 de febrero de 2022, que Aprueba Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., rectificado

mediante la Resolución Exenta N° 431, de 26 de septiembre de 2023, en adelante "Informe Técnico de VNR".

3. La Resolución CNE N°314 de fecha 29 de abril de 2022, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante, "Resolución CNE N° 314" o "Informe TCC", y lo establecido mediante Resolución Exenta CNE N°693 de 26 de diciembre de 2024, que Actualiza Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa libre de riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al proceso de chequeo de rentabilidad para el año calendario 2025.
4. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2023 de la empresa Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 684, de 20 de diciembre de 2024, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2023, en adelante "Informe de Rentabilidad Anual 2023".
5. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2024 de la empresa Lipigas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 829, de 30 de diciembre de 2025, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Lipigas S.A., correspondiente al año calendario 2024, en adelante "Informe de Rentabilidad Anual 2024".

De esta manera, en cumplimiento de lo señalado, el presente informe contiene la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Lipigas S.A (en adelante e indistintamente "Lipigas"), por cada una de sus zonas de concesión, para el año calendario 2025.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2025, las zonas de concesión en operación para Lipigas son las siguientes:

Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2025

Región/zona de concesión	Comunas/localidades	Tipo de gas	Número de clientes
Región de Antofagasta	Calama	GN	3.279
Región de Los Lagos	Puerto Montt, Osorno	GN	4.973

CAPÍTULO I: METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA, POR ZONA DE CONCESIÓN

La determinación de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria, por zona de concesión, se realiza conforme a la metodología que se define en la Ley de Servicios de Gas y en el Reglamento. La metodología específica para la determinación o cálculo de cada ítem necesario para la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual se detalla a continuación. Todos los antecedentes de ingresos, inversiones y costos que se utilizan en los cálculos están expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre de 2025.

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

La determinación de los ingresos de explotación por la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan, por empresa concesionaria y por zona de concesión, se realiza a partir de la información entregada por la empresa concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de los ingresos percibidos en sus zonas de concesión durante el año 2025. De los ingresos presentados sólo se consideran aquellos obtenidos por la respectiva empresa concesionaria producto de la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan, verificándose que los ingresos por otras actividades efectivamente no pertenezcan a la categoría anterior.

De acuerdo con la definición de servicios afines señalada en el numeral 17 del artículo 2° de la Ley, estos corresponden a los servicios asociados al servicio de gas que, por razones de seguridad o por su propia naturaleza, sólo pueden ser prestados por la respectiva empresa concesionaria o por un tercero por cuenta de ésta, tales como, corte y reposición de servicio, envío de boleta o factura a una dirección especial, y los demás que determine la Comisión. Por otra parte, la misma Ley establece que ciertas prestaciones relativas al mantenimiento de empalmes y medidores son de responsabilidad y cargo exclusivo de la empresa concesionaria, así como también la prohibición de que las empresas exijan alguna contraprestación por el medidor, su instalación o uso.

En el caso que la empresa concesionaria haya informado como servicios afines determinados servicios que de acuerdo con la Ley forman parte de la prestación del servicio público de distribución de gas, éstos son considerados como parte de los ingresos de explotación de la respectiva empresa, y el costo de la prestación de los mismos es incluido dentro de los costos de explotación de dicha empresa.

Los ingresos y costos de los demás servicios informados por la empresa concesionaria que no cumplan con las condiciones anteriores no se consideran para la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual.

Adicionalmente, se considera como parte de los ingresos anuales de explotación el ingreso por intereses intra-anuales originados en el hecho que la metodología de cálculo de la rentabilidad considera que los flujos de explotación se registran al término del año, cuando en la realidad éstos ocurren mensualmente. Dicho efecto es equivalente a los intereses intercalarios que se consideran dentro del VNR de costos de inversión y corresponde a los intereses que se obtendrían con los flujos de explotación netos (ingresos menos costos de explotación) percibidos durante el transcurso del año hasta el final del año, valorizados con la misma tasa de interés con la que se calculan los intereses intercalarios en el Informe Técnico de VNR. Este ajuste se aplica para las nuevas zonas de concesión y también, por consistencia, en los casos que el Informe Técnico VNR no haya considerado este efecto dentro de los intereses intercalarios del VNR correspondiente a costos de inversión.

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES

Los costos anuales de explotación corresponden a la suma de los costos de operación, mantención y administración, el costo del gas requerido para todos los suministros efectuados mediante las instalaciones de distribución definido en el artículo 33 quinquies de la Ley, y todos aquellos costos asociados al servicio público de distribución de gas de la empresa concesionaria que no sean costos de inversión e impuestos a las utilidades.

Las pérdidas contables en años anteriores, los gastos financieros y las amortizaciones no son considerados en los costos de explotación, como tampoco para determinar los impuestos a pagar según la metodología señalada en el numeral 6 de este Capítulo.

2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 quinquies de la Ley, la determinación del costo del gas al ingreso del sistema de distribución se realiza para cada punto de conexión entre las instalaciones de producción, importación o transporte, según corresponda, y las instalaciones de distribución de la zona de concesión. El costo del gas en cada punto de conexión corresponde a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria, de acuerdo al o los precios de compra de sus contratos de suministro vigentes durante el año 2025, en el correspondiente punto de conexión o en algún punto distinto, incluyendo en este último caso los demás costos en que incurre la empresa concesionaria para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda. Estos últimos también se valorizan de acuerdo con lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria por estos servicios, según sus contratos vigentes durante el año 2025.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2025 a empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos previstos en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, mediante contratos de compra de gas suscritos antes del 9 de febrero de 2017 (fecha de publicación de la Ley N° 20.999), el costo del gas asociado a tales contratos se determina de acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.999 de 2017.

Por otra parte, si la empresa concesionaria efectuó compras de gas en el año para el cual se realiza el presente informe de rentabilidad a personas, empresas o entidades relacionadas en los términos previstos en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, mediante contratos de compra de gas suscritos a partir del 9 de febrero de 2017 en adelante y que no fueron resultado de licitaciones públicas e internacionales, se considera el mínimo valor anual entre los contratos existentes con el mercado internacional y los contratos de la empresa concesionaria con entidades relacionadas.

Asimismo, de conformidad al artículo 33 quinquies de la Ley, en caso que alguno de los servicios involucrados en los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución sean prestados a la empresa concesionaria por las referidas empresas, personas o entidades relacionadas, mediante contratos suscritos a partir del 9 de febrero de 2017, se realiza la verificación de que el costo de éstos refleje una gestión económicamente eficiente, corrigiéndolo en caso contrario, sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos, u otros antecedentes que fehacientemente reflejen el costo de dichos servicios.

Para los efectos de constatar si una determinada empresa concesionaria se encuentra en la hipótesis señalada en los párrafos anteriores, se considera la declaración jurada ante Notario suscrita por el representante legal de la empresa, exigida por el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de si los contratos de suministro de gas, transporte y almacenamiento y regasificación informados fueron suscritos con una empresa de su mismo grupo empresarial o persona o entidades relacionadas, en los términos señalados en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores.

2.2 Costos de operación, mantención y administración

La determinación de los costos de operación, mantención y administración ("COMA"), por empresa concesionaria y por zona de concesión, se realiza a partir de la información entregada por la empresa concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de los costos incurridos en sus zonas de concesión durante el año 2025.

En una primera etapa, se analiza, revisa, verifica y, en su caso, se corrige lo informado, considerando aquellos costos que sean pertinentes, necesarios, correctamente asignados a la actividad de distribución y prestación de servicios afines de la respectiva empresa concesionaria y que, además, correspondan al año calendario respecto del cual se realiza el chequeo de rentabilidad.

En cuanto a la asignación, se revisa y de ser necesario, se corrige la correcta clasificación de los costos de operación, mantención y administración informados por la empresa concesionaria, de manera que éstos no estén considerados en otras partidas de costo, tales como gastos de comercialización, componentes de costos del Valor Nuevo de Reemplazo o gastos activados por la empresa concesionaria, entre otros, de modo de evitar la doble contabilización de costos.

Como parte de la referida etapa, no se consideran como costos de operación, mantención y administración necesarios para prestar el servicio de distribución de gas por red y sus servicios afines, aquellos gastos que sean utilizados para la provisión de otros servicios o la realización de otros negocios distintos a éstos, ya sea de manera directa o a través de empresas de su mismo grupo empresarial, o personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores. En caso de que, por razones de indivisibilidad o uso conjunto de recursos, la empresa concesionaria incurra en costos de operación, mantención y administración en forma compartida, sólo se considera como gasto necesario para prestar el servicio público de distribución de gas por red y sus servicios afines, la proporción que corresponda de acuerdo con la utilización de dichos recursos para la prestación de este servicio público y sus servicios afines.

Asimismo, no se consideran como costos de operación, mantención y administración necesarios para prestar el servicio de distribución de gas y sus servicios afines, aquellos cuya reducción o eliminación permitan mantener la prestación del servicio de gas y servicios afines en cumplimiento de la normativa vigente de calidad y seguridad de servicio.

Finalmente, en la segunda etapa, se realiza un análisis de los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados resultantes de la etapa anterior, para determinar si corresponde ajustarlos de manera que sean eficientes para prestar el servicio de distribución de gas y los servicios afines que correspondan a los clientes de la empresa concesionaria en sus respectivas zonas de concesión, de acuerdo a los niveles de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Este análisis toma en consideración variables características de la empresa concesionaria y de la industria, tales como cantidad de clientes, volumen de ventas de gas y extensión de la red, de manera que el análisis incorpore las ganancias de eficiencia que provengan tanto de una mejor gestión en el tiempo, que acerque gradualmente a la empresa concesionaria a los estándares de otras empresas distribuidoras de gas o eventualmente otras empresas de servicio público comparables, como también que incorpore las ganancias de eficiencia provenientes de mayores escalas de producción y/o densificación. La metodología detallada del análisis y sus resultados se presenta en el ANEXO I.

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES

La determinación de los gastos de comercialización por empresa concesionaria, por zona de concesión, se realiza sobre la base de lo informado por el concesionario en el Sistema de Contabilidad Regulatoria al 31 de marzo de 2026 así como de información complementaria entregada por la empresa a solicitud de la CNE; y considerando sólo

los gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, los que podrán ser corregidos de acuerdo con criterios de eficiencia.

Se incluye tanto los gastos de comercialización asociados a instalaciones nuevas como a instalaciones convertidas o adaptadas, salvo los casos originados en el artículo 42° de la Ley, en cuyo caso los gastos de adaptación se incluyen en los costos anuales de explotación.

De esta manera, se consideran como gastos necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes los asociados a la construcción del empalme de propiedad del cliente, así como los asociados a instalaciones interiores, tales como, instalación de tuberías, regularización de instalaciones cuando corresponda (ventilación, evacuación de gases, llaves de paso, etc.), inscripciones, certificaciones, gabinetes de medidores y otros que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas. Adicionalmente, dichas instalaciones deberán encontrarse en condiciones de recibir suministro, es decir, con su medidor habilitado.

No se consideran como gastos de comercialización los costos de marketing y publicidad, tales como campañas publicitarias, artefactos y/o beneficios de aplicación general para los consumidores, sin perjuicio de que sean informados explícitamente y reconocidos como costos de explotación, si es que cumplen con la condición de tener un carácter general y no discriminatorio. Por tanto, las donaciones, promociones y/o aportes de artefactos u otros equipos, bienes o servicios entregados discrecionalmente a un cliente no se consideran ni como gastos de comercialización ni como costos de explotación. Los costos incluidos en el VNR de instalaciones de gas tampoco se consideran por estar duplicados.

Particularmente, para el año 2025 se hace un proceso de análisis, revisión y ajuste a los gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria, realizando un análisis de consistencia entre cantidades y montos informados en dichos gastos, y entre las cantidades de empalmes y medidores informados como adiciones al VNR; y finalmente, se verifica que los montos informados por la empresa se encuentren debidamente respaldados y ajustados con los modelos constructivos diseñados y valorizados por la Comisión para cada tipo de "consumidor" (residencial individual, residencial múltiple, residencial central térmica y comercial, pequeño, mediano y grande) y tipo de bien o instalación. El proceso indicado se detalla a continuación:

- Primera etapa: se revisa la información de las tablas y archivos entregados por la concesionaria, así como sus respectivos respaldos (facturas, órdenes de pago o de compra, entre otros). En estos gastos sólo se consideran los correspondientes a instalaciones que fueron habilitadas durante el 2025 para recibir suministro, aunque no necesariamente hayan tenido consumo dicho año y además, se considera el total de los costos independientemente de la fecha en que la empresa efectuó o efectuará el pago a sus contratistas por dichas instalaciones.

  Se verifica que las instalaciones informadas en los gastos de comercialización cuenten con un medidor informado en el VNR y de no contar con uno, la instalación no es considerada en el análisis. Si el medidor se encuentra habilitado para recibir suministro, se cuenta dentro de los gastos de comercialización aun cuando no presente consumo alguno.

  Por otra parte, la revisión de los documentos de respaldo sirve para comprobar la existencia de aportes de la concesionaria por la instalación informada y su correspondencia como un gasto de comercialización. Se revisa que: efectivamente exista el aporte de la empresa en la instalación informada y que el número de factura y fecha de la misma corresponda a lo informado en la tabla resumen de facturas. Las instalaciones sin respaldo no son consideradas en el análisis.

- Segunda etapa: con los bienes y gastos de comercialización resultantes de la primera etapa, se hace una comprobación de consistencia entre las cantidades de instalaciones informadas por la empresa concesionaria en sus gastos de comercialización (resultantes de la primera etapa) y las cantidades de instalaciones

(empalmes y medidores) que la misma empresa reporta para el cálculo del VNR y se descuentan los montos que por su naturaleza, deban ser informados en el VNR o en los costos de explotación.

- Tercera etapa: con las instalaciones que cumplen con el análisis de consistencia de la primera y segunda etapa, se hace una revisión y ajuste de los montos reportados por la empresa concesionaria a partir de una previa categorización de dichas instalaciones en los modelos constructivos elaborados y valorizados por la Comisión por tipo de bien o instalación y tipo de consumidor (exceptuando consumidor industrial). Para la categorización se consideran: la potencia instalada, la longitud de redes y la cantidad de conexiones de artefactos.

  Posteriormente, se compara el costo unitario informado por la empresa para cada instalación con el obtenido de los modelos de la CNE. El gasto de comercialización eficiente corresponde al menor valor entre el informado por la empresa resultante del proceso antes descrito y el modelado por la CNE, por tipo de consumidor y por tipo de instalación. Finalmente, se revisa nuevamente que las instalaciones y sus respectivos montos, estén respaldados y sean eficientes. La Memoria de Cálculo se encuentra contenida en el numeral 6 del Capítulo II.

En el caso de las instalaciones de tipo industrial, éstas se consideran infraestructura especial que requiere ser singularizada en atención a sus particularidades y en consecuencia, sólo se considerarán los gastos en instalaciones donde exista respaldo para la información presentada por la empresa. La misma consideración se realiza con las instalaciones comerciales grandes, cuando sus particularidades no obedecen al modelo desarrollado por la CNE.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley, los gastos de comercialización eficientes podrán ser amortizados en un período de hasta diez años contados desde su desembolso para efectos de los sucesivos chequeos de rentabilidad, a elección de la empresa concesionaria. El plazo de amortización para cada concesionaria es el determinado en el Informe Técnico de VNR emitido en el año 2022. La tasa de descuento utilizada para efectos de la cuota anual de amortización es la tasa de costo de capital por empresa concesionaria y por zona de concesión para el año 2025, determinada en el Informe TCC, y su actualización aprobada mediante Resolución Exenta CNE N°693 de 2024.

Se incluye también las cuotas de amortización restantes de los gastos de comercialización eficientes efectuados durante los diez años anteriores a la vigencia de la Ley, y reconocidos en los Informes de Rentabilidad Anual correspondientes a los años 2016 a 2025, cuando corresponda, con la tasa de descuento allí definida, en virtud de lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°20.999.

Las cuotas de amortización anual resultantes se incluyen como parte de los costos de explotación para efectos del cálculo del flujo neto a que hace referencia el numeral 7 de este Capítulo.

4 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN

Para la determinación del VNR de los bienes intangibles, correspondientes a los gastos de organización de la empresa concesionaria, se considera lo informado por las empresas concesionarias para este ítem en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, con un límite máximo de 2% del VNR de los bienes físicos eficientes para el año 2025 determinados de acuerdo con la metodología del numeral 5 de este Capítulo.

Para la determinación del capital de explotación a incluir en el VNR, se considera un monto igual a un doceavo de los ingresos de explotación determinados según el numeral 1 de este Capítulo.

5 COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN

5.1 Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo

El VNR de los bienes eficientes para prestar el servicio público de distribución de la empresa concesionaria, por zona de concesión, al 31 de diciembre de 2025, se obtiene de la suma del VNR, determinado en el Informe de Rentabilidad Anual 2024, debidamente indexado; el VNR de las instalaciones incorporadas durante el año 2025 que sean consideradas eficientes de acuerdo con sus respectivos indicadores de eficiencia, definidos en el Informe Técnico de VNR; y el VNR de los demás bienes singulares incorporados en el año 2025 que sean considerados eficientes.

Para el presente informe, las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporados en el año 2025 a la zona de concesión, se dividen en tres categorías:

- Adiciones: bienes nuevos de propiedad de la empresa concesionaria efectivamente ejecutados y puestos en servicio durante el año para el que se realiza el respectivo chequeo.
- Reincorporaciones: bienes antiguos puestos en operación durante el año para el que se realiza el respectivo chequeo que no fueron considerados en el Informe Técnico de VNR y tampoco en los Informes de Rentabilidad Anual 2023 y 2024, por tratarse de bienes fuera de uso o por no haberse considerado como un bien eficiente en dichos informes y, por tanto, tratados como bienes innecesarios.
- Bienes Rezagados: bienes que fueron ejecutados y puestos en operación desde el primer año de vigencia del Informe Técnico de VNR, que no fueron informados en la oportunidad indicada por la normativa vigente por la empresa concesionaria y, por tanto, no fueron incorporados en los Informes de Rentabilidad anteriores.

Respecto de los bienes informados por la empresa concesionaria mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria como incorporados el año 2025 en cada una de las categorías anteriores, se verifica en primer lugar, que sean de propiedad de la empresa concesionaria, su necesidad para prestar el servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan y la veracidad de su ejecución y entrada en operación en el año informado. Asimismo, se descuentan los bienes eficientes aportados total o parcialmente por terceros a la empresa concesionaria, cuando corresponda, asignándoseles un valor nulo o, en su caso, el importe proporcional que corresponda.

En particular, se verifica respecto de las redes informadas que tengan el respaldo de la Declaración TC1 de la SEC "Puesta en servicio de red de distribución de gas de red", documento que fue proporcionado por la empresa concesionaria y que se revisa tomando una muestra de dichos documentos. Para las instalaciones informadas se verifica que éstas no estén duplicadas respecto al Informe Técnico de VNR; y particularmente, con las redes, se verifica que éstas no estén superpuestas con la red georreferenciada considerada para la zona de concesión en dicho informe, con el objeto de evitar la doble contabilización asociada a renovaciones de instalaciones.

Adicionalmente, en los casos en que se cuenta con georreferenciación de límites prediales por zona de concesión, proporcionada por la propia empresa concesionaria, se descuenta de la cantidad informada por dicha empresa las redes terciarias que aparecieran localizadas al interior de la propiedad de los clientes. Ahora, si la empresa concesionaria no presenta información georreferenciada o si ésta no fue considerada debido a la baja calidad de la misma, se aplica el porcentaje máximo de redes localizadas al interior de la propiedad respecto al total de red, proveniente de la información reportada por las empresas concesionarias que sí se pudo validar.

Para las redes de distribución, se verifica su necesidad para prestar el servicio público de distribución de gas a partir de revisar que tengan conectados clientes con consumo, con base en lo informado en el registro de caracterización de clientes y la información georreferenciada de redes. En el caso de acometidas, empalmes y medidores, se verifica

que registren consumo durante los años 2024 y 2025, a partir de lo informado por las empresas concesionarias en el Sistema de Contabilidad Regulatoria. Para los otros bienes muebles e inmuebles, se verifica que su ejecución se haya realizado efectivamente durante el año 2025 mediante documentos que lo respalden, tales como facturas, órdenes de compra y pago que las empresas concesionarias entregaron, de acuerdo con lo establecido por dicho sistema.

Por otra parte, en el caso de los bienes rezagados informados por la concesionaria, se descuentan aquellos que estuvieran duplicados debido a que ya habían sido considerados en el Informe Técnico de VNR o en los Informes de Rentabilidad anteriores.

Tampoco se consideran en el VNR 2025 los bienes retirados, esto es, los bienes considerados en el Informe Técnico de VNR y que fueron dados de baja o se encontraban fuera de uso durante el año 2025.

Finalmente, se aplican los indicadores de eficiencia definidos en el Informe Técnico de VNR a las instalaciones en redes de distribución adicionadas y reincorporadas en el año 2025, y a los bienes rezagados ejecutados y que se encuentren en operación el año 2025. En caso de que algún tipo de instalación no cumpla con el criterio de eficiencia, se corrige la cantidad a considerar en el VNR 2025 de modo que cumplan con el umbral establecido por dicho criterio.

La valorización de los bienes incorporados en el año 2025 se realiza asimilándolos a las instalaciones de gas u otros bienes muebles e inmuebles de similares características contenidos en el Informe Técnico de VNR, aplicando los respectivos costos unitarios debidamente indexados mediante los valores para los coeficientes de fórmulas de indexación de la zona de concesión respectiva, con las particularidades que se indican a continuación.

Para aquellos casos en que no existiesen bienes de similares características en el Informe Técnico VNR, se utiliza el menor valor entre el costo unitario informado por la empresa concesionaria para el año 2025 y el mínimo de los costos unitarios del resto de las empresas concesionarias en sus respectivos Informes Técnicos de VNR, debidamente indexados. En caso de que lo anterior no pueda realizarse, se compara la información de costo proporcionada por la empresa concesionaria, incluyendo los respectivos respaldos de compra de la instalación o bien respectivo, con la obtenida del mercado por la Comisión, seleccionándose el menor valor.

Para las adiciones del año 2025, se considera como base la indexación de los costos unitarios para cada tipo y subcategoría de instalación considerados en el Informe Técnico de VNR, descontando los costos de derechos y servidumbres. Estos últimos valores se agregan al costo de cada tipo de instalación, utilizando como base lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria en el año 2025, de acuerdo con lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, pero descontando todo lo pagado por conceptos de multas, intereses y otros cargos que no correspondan específicamente al pago de derechos.

Complementariamente, para las instalaciones sujetas a rotura y reposición de pavimentos calificadas como adiciones del año 2025, se consideró que la afectación de la red por categoría de rotura y reposición es la informada por la empresa concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria y sus antecedentes complementarios, correspondiendo a las longitudes donde efectivamente se realizó rotura y reposición durante el año 2025. Se asume que la longitud faltante para el total de las redes reconocidas como adiciones en el 2025 no tiene costos de rotura y reposición por haber sido efectuada originalmente sobre tierra. En los casos que las adiciones contengan alguna categoría de rotura y reposición que no estaba contemplada en el Informe Técnico VNR de la empresa concesionaria, se considera como costo unitario para la respectiva rotura y reposición el menor valor entre el informado por la empresa para el año 2025 y el de un modelo específico diseñado por la CNE, debidamente indexado. Respecto de las reincorporaciones, se adiciona la proporción asignable a la instalación de los costos de rotura y reposición de pavimentos considerados en el Informe Técnico de VNR.

En caso de que la empresa concesionaria deba realizar modificaciones a sus redes de distribución producto de lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley, se reconocen los costos asociados al traslado obligatorio de sus redes de acuerdo con lo establecido en el artículo 49 del Reglamento, de la siguiente forma:

(i) Se retira de los bienes eficientes de propiedad de la Empresa Concesionaria contenidos en el Informe de Rentabilidad Anual del año calendario anterior, el total de las instalaciones en Redes de Distribución que dejan de estar en servicio debido a las modificaciones;

(ii) Se adicionan a los bienes incorporados las nuevas instalaciones en Redes de Distribución que hayan entrado en servicio el año calendario anterior, de acuerdo con lo señalado en el artículo 15 de la Ley, valorizados de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 48 del Reglamento;

(iii) Se considera como costo de explotación del año calendario anterior al valor residual del VNR de las instalaciones en Redes de Distribución que dejen de estar en servicio debido a las modificaciones, a los costos eficientes en que deba incurrirse en esta operación relacionados con mantener la continuidad del servicio y a los costos asociados al proceso de dar de baja la instalación respectiva.

Para efectos de calcular el valor residual mencionado en el literal (iii) anterior, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Valor\ Residual\ (VR) = \frac{VNR}{(1+TCC)^x} \cdot \left(1 - \frac{x}{VU}\right)$$

Dónde:

VU: Vida útil económica

TCC: Tasa de costo de capital

x: Cantidad de años en que prestó servicio la instalación que se retira

Finalmente, sobre el valor residual de las instalaciones en redes de distribución que dejan de estar en servicio, éste se determina como el VNR de dichas instalaciones menos la depreciación acumulada (suma de las depreciaciones anuales, calculadas como el VNR dividido por la vida útil), y se incorpora en los costos de explotación teniendo presente el efecto financiero, en consideración al período que transcurre entre que se realiza la inversión de la instalación que deja de estar en servicio y se produce el traslado obligatorio de ésta.

5.2 Determinación de los costos anuales de inversión

La determinación de los costos anuales de inversión se realiza en base a transformar el VNR de los bienes de la zona de concesión en costos anuales de inversión de igual monto, en adelante "Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo" o "AVNR", considerando para ello su vida útil económica, valor residual igual a cero y una tasa de actualización igual a la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria en la respectiva zona de concesión.

Para el cálculo del AVNR se utiliza la vida útil económica de cada tipo de bien determinado en el Informe Técnico de VNR. Para el capital de explotación y el VNR de los bienes intangibles se considera una vida útil de plazo indefinido o perpetuo.

Sin perjuicio de lo anterior, la tasa de actualización a considerar en el cálculo del AVNR de las redes construidas en nuevas zonas de servicio y de los demás bienes de la empresa concesionaria asociados a estas expansiones, que hayan entrado en operación entre el año 2011 y el año 2025, se incrementa en dos puntos porcentuales respecto de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria para su respectiva zona de concesión, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo séptimo transitorio de la Ley N°20.999.

El año de entrada en operación de las redes y los demás bienes asociados a estas expansiones se determina de acuerdo con lo establecido en el Informe Técnico de VNR y, para los bienes incorporados en el año 2025, a partir de lo informado por las empresas concesionarias en el Sistema de Contabilidad Regulatoria para el presente proceso.

6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES

Los impuestos a las utilidades se calculan considerando la tasa de impuesto de primera categoría a los contribuyentes acogidos al régimen del Artículo 14, letra A) del Decreto Ley N° 824, de 1974, del Ministerio de Hacienda, que aprueba el texto que indica de la Ley sobre Impuesto a la Renta, vigente en el año 2025 (27%), y una base igual a la diferencia entre los ingresos de explotación anual y la suma de los costos de explotación y de la depreciación del período.

La depreciación se calcula linealmente sobre la base de la vida útil tributaria de los bienes de la empresa concesionaria determinada en el Informe Técnico de VNR. Cuando la vida útil tributaria es menor que la vida útil económica de un bien y para efectos de consistencia con el cálculo del AVNR, se determina un valor de depreciación anual equivalente durante la vida útil económica del bien que entrega el mismo flujo de caja actualizado que se obtendría con una depreciación lineal calculada con la vida útil tributaria. Para estos efectos se utiliza la tasa de rentabilidad económica anual como factor de actualización, tal como se muestra a continuación:

$$D_{Lineal} = \frac{VNR}{N_{SII}}$$

$$\sum_{i=1}^{VU} \frac{D_{Eq}}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^{N_{SII}} \frac{D_{Lineal}}{(1+r)^i}$$

$$D_{Eq} = \frac{VNR}{N_{SII}} \cdot (1+r)^{[VU-N_{SII}]} \cdot \frac{(1+r)^{N_{SII}} - 1}{(1+r)^{VU} - 1}$$

Dónde:

VU: Vida útil económica
NSII: Vida contable o tributaria
r: Tasa de rentabilidad

En los casos en que la vida útil tributaria es mayor que la vida útil económica, la depreciación se determina como la depreciación lineal:

$$D_{Eq} = \frac{VNR}{N_{SII}}$$

7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

La tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria, para una zona de concesión, se determina como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la empresa concesionaria en la correspondiente zona de concesión que sean necesarios para prestar el servicio público de distribución, incluyendo los servicios afines que correspondan.

El flujo neto corresponde a la diferencia entre los ingresos anuales de explotación y la suma de los costos anuales de explotación, de inversión y los impuestos a las utilidades, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\boldsymbol{FN = I - C - AVNR - IMP}$$

Dónde:

FN:	Flujo Neto
I:	Ingresos de Explotación
C:	Costos de Explotación
AVNR:	Costos Anuales de Inversión
IMP:	Impuestos a las Utilidades

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 30 bis de la Ley, la tasa de rentabilidad económica máxima para una determinada zona de concesión existente será la equivalente a tres puntos porcentuales sobre el promedio simple de los últimos tres años de la tasa de costo de capital. La tasa de rentabilidad económica de las respectivas empresas concesionarias se calculará como el promedio simple de las rentabilidades anuales obtenidas en los últimos tres años.

CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2025 - CONCESIONES REGIÓN DE ANTOFAGASTA Y REGIÓN DE LOS LAGOS

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2025

Los ingresos de explotación presentados por la empresa concesionaria se muestran en los archivos "ChR_LG_2025_*ZC*_ITF" para cada una de las zonas de concesión de Lipigas, Región de Antofagasta (*ZC:* II) y Región de Los Lagos (*ZC:* X).

La concesionaria no informa servicios afines, por tanto, no hay ingresos asociados a la prestación de tales servicios.

Revisados y analizados los ingresos informados por la empresa concesionaria en la categoría "Actividades de Distribución", se estima que éstos corresponden a ingresos de explotación por la prestación del servicio público de distribución de gas. Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en el numeral 1 del CAPÍTULO I de este Informe, corresponde adicionar un ingreso por intereses intra-anuales a los ingresos de explotación de la concesionaria en sus zonas de concesión.

En consecuencia, los ingresos de explotación a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2025, por zona de concesión, se muestran en la Tabla II.1.

Tabla II.1: Ingresos de Explotación ($)

Actividades de Distribución	Zona de Concesión		Total
	Región de Antofagasta	Región de Los Lagos	
Servicio público de distribución de gas	[redacted]		
Otros servicios que forman parte de la red de distribución			
Servicios afines			
Intereses intra-anuales			
Total Ingresos ($)			

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2025

Los costos de explotación presentados por la empresa se muestran en los archivos "ChR_LG_2025_*ZC*_ITF" para cada una de las zonas de concesión de Lipigas, Región de Antofagasta (*ZC:* II) y Región de Los Lagos (*ZC:* X).

2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2025

Durante el año calendario 2025, de acuerdo con lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, la empresa concesionaria mantuvo contratos con dos empresas no relacionadas para el abastecimiento del gas en sus zonas de concesión: [redacted] en la zona de concesión Región de Antofagasta y [redacted] en la zona de concesión Región de Los Lagos. En el primer caso, el contrato de aprovisionamiento incluye el costo del transporte del gas, mientras que, en el segundo caso, el contrato que permite abastecer las PSR ubicadas tanto en Osorno como Puerto Montt, considera transporte de GNL en camiones hasta las PSR por parte de [redacted]

De acuerdo con la información entregada por la empresa concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, se pudo observar que los montos relativos al costo del gas al ingreso del sistema de distribución se encuentran debidamente respaldados.

En consecuencia, el costo del gas al ingreso del sistema de distribución a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2025, por zona de concesión para la empresa concesionaria, es el que se muestra en la Tabla II.2:

Tabla II.2: Costos del gas al ingreso del sistema de distribución ($)

Costo del gas	Zona de Concesión		Total
	Región de Antofagasta	Región de Los Lagos	
Compra de gas	[redacted]		
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
TOTAL			

2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2025

De los criterios definidos en el numeral 2.2 del CAPÍTULO I del presente informe y en base a la información disponible, se considera que los costos de operación, mantención y administración informados por la empresa concesionaria bajo la categoría "Costos de Explotación Actividades de Distribución" son pertinentes, necesarios y están correctamente asignados, para la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan.

Por otra parte, a los costos de operación, mantención y administración resultantes se les aplicó el análisis de eficiencia descrito en ANEXO I, cuyo resultado indica que se debe aplicar un ajuste por eficiencia de [redacted] a los costos de la empresa concesionaria para la zona de concesión Región de Antofagasta.

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2025 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.3.

Tabla II.3: Costos eficientes de operación, mantención y administración ($)

Costos	Zona de Concesión		Total
	Región de Antofagasta	Región de Los Lagos	
Costos de operación, mantención y administración	[redacted]		

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2025

Los gastos de comercialización para el año 2025 presentados por la empresa concesionaria por zona de concesión se muestran en los archivos "ChR_LG_2025_*ZC*_ITF" para cada una de las zonas de concesión de Lipigas, Región de Antofagasta (*ZC:* II) y Región de Los Lagos (*ZC:* X).

Se consideró sólo aquellos gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, de acuerdo con los criterios definidos en el numeral 3 del CAPÍTULO I de este informe y cuyo detalle se muestra en la memoria de cálculo señalada en el numeral 6 de este Capítulo.

Los gastos de comercialización del año 2025 considerados eficientes por zona de concesión se muestran en la tabla siguiente:

Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización 2025

Zona de Concesión (Región)	Gastos de comercialización eficientes ($)	Cuota anual de amortización ($)
Antofagasta	[redacted]	
Los Lagos		

El plazo escogido por la empresa concesionaria, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley, para la amortización de los gastos de comercialización eficientes es de 10 años. La tasa de costo de capital que se utiliza como tasa de descuento para efectos de la amortización es de 6,48% para la Región de Antofagasta y de 6,64% para la Región de Los Lagos. La cuota anual de amortización total de estos gastos que se considera para el año 2025, por zona de concesión, se incluye dentro de los costos de explotación en el numeral 5 de este Capítulo.

4 COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2025

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del CAPÍTULO I del presente Informe se obtiene el VNR para el año 2025 desagregado por año de entrada en operación, el que se presenta en la siguiente tabla.

Tabla II.5: Costos de Inversión año calendario 2025 (VNR) por Zona de Concesión (M$)

Zona de Concesión (Región)	VNR (M$)		Total VNR (M$)
	Hasta 2010	2011-2025	
Antofagasta			
Los Lagos			

El detalle del VNR del año 2025, se encuentra en los archivos VNR_LG_2025_II_ITF y VNR_LG_2025_X_ITF en la hoja "Resumen VNR", para cada zona de concesión. Asimismo, el VNR 2025 desagregado por tipo de instalación y por año de entrada en operación se encuentra en los archivos ChR_LG_2025_II_ITF y ChR_LG_2025_X_ITF, hoja "VNR" para las zonas de concesión Región de Antofagasta y Región de Los Lagos, respectivamente.

5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2025

La tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria, por zona de concesión, se determina como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la empresa concesionaria en la correspondiente zona de concesión que sean eficientes para prestar el servicio público de distribución, incluyendo los servicios afines que correspondan.

5.1 Tasa de rentabilidad económica año calendario 2025 – Región de Antofagasta y Región de Los Lagos

Los valores considerados para los distintos componentes que resultan en un flujo neto cero se muestran en la Tabla II.6.

Tabla II.6: Componentes para determinar flujo neto (M$)

Componente	Zona de Concesión	
	Región de Antofagasta	Región de Los Lagos
Ingresos de Explotación		
Costos de Explotación		
AVNR1 (Hasta 2010)		
AVNR2 (2011-2025)		
Impuestos		
Flujo Neto		

En consecuencia, la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Lipigas en la zona de concesión Región de Antofagasta es de -0,24% y para la Región de Los Lagos es de -22,05%.

5.2 Tasa de rentabilidad económica promedio 2023-2025

La tasa de costo de capital definida en el Informe TCC y en las posteriores actualizaciones de la tasa libre de riesgo, para las regiones de Antofagasta y de Los Lagos es de 6,00% para el año 2023, 6,78% para el año 2024 y 6,48% para el año 2025, en la Región de Antofagasta; 6,94% para el año 2024 y 6,64% para el año 2025 en la Región de Los Lagos. Por lo tanto, y de conformidad a lo dispuesto en el inciso primero del artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, la rentabilidad económica máxima permitida para el período 2023 a 2025 corresponde a 9,42% para la Región de la Antofagasta y 9,53 % para la Región de Los Lagos.

Finalmente, las tasas y el promedio móvil de rentabilidad obtenidas por la empresa Lipigas en el período 2023 – 2025, para las zonas de concesión que se indican, son las siguientes:

Tabla II.7: Rentabilidad Económica Promedio 2023-2025

Zona de Concesión	Rentabilidad Anual			Rentabilidad promedio del trienio
	2023	2024	2025	
Región de Antofagasta	2,81%	-4,70%	-0,24%	**-0,71%**
Región de Los Lagos	-51,04%	-46,14%	-22,05%	**-39,74%**

6 ANTECEDENTES COMPLEMENTARIOS

Forman parte del presente Informe, los siguientes anexos:

- Anexo I: Marco Metodológico para el Análisis de Eficiencia de Costos de Operación, Mantención y Administración "Anexo I_LG_2025_ITF"
- Anexo II: VNR año calendario 2025 "Anexo II_LG_2025_ITF"
- Anexo III: Memoria de cálculo:
  a) VNR 2025 de Lipigas para la zona de concesión Antofagasta: "VNR_LG_2025_II_ITF"
  b) VNR 2025 de Lipigas para la zona de concesión Los Lagos: "VNR_LG_2025_X_ITF"
  c) Cálculo de Rentabilidad de Lipigas para la zona de concesión Antofagasta: "ChR_LG_2025_II_ITF"
  d) Cálculo de Rentabilidad de Lipigas para la zona de concesión Los Lagos: "ChR_LG_2025_X_ITF"
  e) Datos análisis de eficiencia COMA Lipigas "Ajuste_eficiencia.LG"
  f) Memoria de Cálculo Gastos de Comercialización "GGCC_LG_2025_ITF"