

REF.: Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2023.

SANTIAGO, 20 de diciembre de 2024

RESOLUCION EXENTA N° 683

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 la Ley N° 20.999 de 2017, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica, en adelante “Ley N° 20.999”, publicada en el Diario Oficial con fecha 9 de febrero de 2017;
- d) 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”;
- e) 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”;

- f) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 392, de 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;
- g) Lo dispuesto en la Resolución CNE N°426, de 4 de agosto de 2017, 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 2018-2021;
- h) Lo establecido mediante Resolución Exenta CNE N°489, de 24 de diciembre de 2020, 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 2021;
- i) 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, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 314”;
- j) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N°320 de 2 de mayo de 2022, que Actualiza Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa de 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 2022, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 320”;
- k) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 911, de fecha 27 de diciembre de 2022, 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 Servicio de Gas, correspondiente al proceso de chequeo de rentabilidad para el año

calendario 2023, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 911”;

- l) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 107, 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 de la empresa Intergas S.A., en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 107”;
- m) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 431, de 26 de septiembre de 2023, que Rectifica Resoluciones Exentas CNE N° 107, 108, 316, 317 y 318, de 2022, que aprueban Informes Técnicos a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2022-2025, de las empresas Intergas S.A., Lipigas S.A., Gassur S.A., Gasvalpo SpA y Metrogas S.A., respectivamente;
- n) La Resolución Exenta CNE N° 557, de 17 de noviembre de 2023, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2022, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 557”;
- o) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 425, de fecha 14 de agosto de 2024, 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 Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2023, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 425”;
- p) Las observaciones recibidas dentro del plazo legal, de la empresa Intergas S.A. respecto del Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N° 425;
- q) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 520, de 30 de septiembre de 2024, 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 Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2023, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 520”;
- r) El certificado del H. Panel de Expertos, remitido mediante Carta P. Ex. N° 199/2024, de 30 de octubre de 2024;

- s) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- t) Lo indicado en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) 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;
- b) 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;
- c) 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;
- d) 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;

- e) Que, en cumplimiento de lo señalado en el literal precedente, mediante Resolución CNE N° 425, 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 Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2023;
- f) Que, estando dentro del plazo legal, la empresa Intergas S.A. presentó sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N° 425;
- g) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 33 quáter de la Ley, la Comisión aprobó, mediante Resolución CNE N° 520, el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2023;
- h) Que, dentro del plazo legal establecido en el artículo 33 quáter de la Ley, la empresa Intergas S.A. no recurrió al Panel de Expertos a presentar sus discrepancias al Informe de Rentabilidad Anual Definitivo, aprobado mediante Resolución CNE N° 520;
- i) Que, la circunstancia referida en el literal precedente consta en certificado emitido por el Panel de Expertos con fecha 30 de octubre de 2024, enviado a esta Comisión mediante Carta P. Ex. N° 199/2024; y,
- j) Que, en consecuencia, vencido el plazo para formular discrepancias, corresponde a esta Comisión aprobar el Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2023.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO. Apruébese el siguiente “Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., año calendario 2023”, cuyo texto se transcribe a continuación:



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

INTERGAS S.A.

AÑO CALENDARIO 2023

*Diciembre de 2024
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	6
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	6
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES	6
2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución	7
2.2 Costos de operación, mantención y administración.....	7
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES	8
4 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN	10
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 2023 - CONCESIONES REGIÓN DEL BIOBÍO, REGIÓN DE ÑUBLE Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA.....	 15
1. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2023	15
2. COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2023	15
2.1. Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2023	15
2.2. Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2023	16
3. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2023.....	16
4. COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2023	17
5. TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2023	17
5.1. Tasa de rentabilidad económica año calendario 2023 – Regiones del Biobío, de Ñuble y de La Araucanía	17
5.2. Tasa de rentabilidad económica promedio 2021-2023	18
ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN.....	19
ANEXO II: VNR AÑO CALENDARIO 2023	35
1. REGIÓN DEL BIOBÍO.....	35
1.1. Verificaciones previas	35
1.2. Aplicación de indicadores de eficiencia	35
1.3. Valorización de rotura y reposición de pavimentos.....	35
1.4. Otros descuentos.....	36
2. REGIÓN DE LA ARAUCANÍA.....	36
2.1. Verificaciones previas	36
2.2. Aplicación de indicadores de eficiencia	36
2.3. Valorización de rotura y reposición de pavimentos.....	36
2.4. Otros descuentos.....	37

3.	REGIÓN DEL ÑUBLE	37
3.1.	Verificaciones previas	37
3.2.	Aplicación de indicadores de eficiencia	37
3.3.	Valorización de rotura y reposición de pavimentos.....	37
3.4.	Otros descuentos.....	38
ANEXO III:	MEMORIA DE CÁLCULO.....	39

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 N° 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 económica se efectúa en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies de la Ley y a lo establecido 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° 425, de 14 de agosto de 2024, 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 Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2023, en adelante “Informe de Rentabilidad Anual Preliminar”. De acuerdo con la Ley, dicho Informe de Rentabilidad Anual Preliminar está sujeto a observaciones por la respectiva empresa concesionaria dentro de los quince días siguientes al de su notificación, las que fueron presentadas por la empresa Intergas S.A. mediante correo electrónico de fecha 5 de septiembre de 2024. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispuso de quince días para revisar dichas observaciones y considerarlas en su mérito, a efecto de emitir el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo el cual fue aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°520 de 30 de septiembre de 2024.

Posteriormente, y cumplido el plazo establecido en el inciso segundo del artículo 33 quáter de la Ley, la empresa Intergas S.A. no presentó discrepancias respecto del referido Informe de Rentabilidad Anual Definitivo, de acuerdo con lo informado por el H. Panel de Expertos a través de Carta P. Ex. N°199/2024, de 30 de octubre de 2024.

El presente Informe de Rentabilidad Anual para el año calendario 2023, corresponde a la empresa concesionaria de servicio público de distribución Intergas S.A., y se efectúa, como se indicará más adelante, respecto a sus tres 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 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 y 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; y en el Oficio Ordinario N°892 de 28 de diciembre de 2023, que Solicita información que indica, particularmente, información relacionada con gastos de comercialización y sobre componentes del VNR.
2. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de los bienes eficientes de la empresa Intergas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°107 de 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 Intergas S.A., en adelante “Informe Técnico de VNR¹”.

3. La Resolución CNE N°426, de 4 de agosto de 2017, 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 2018-2021, y lo establecido mediante Resolución Exenta CNE N°489, de 24 de diciembre de 2020, 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 2021.
4. La Resolución CNE N°314 de 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, “Resolución CNE N° 314” o “Informe TCC”.
5. En cuanto a las actualizaciones del componente de tasa libre de riesgo para la Región de la Araucanía, se consideran la Resolución Exenta CNE N°320 de 2 de mayo de 2022 y la Resolución Exenta CNE N° 911 de 27 de diciembre de 2022, que Actualiza Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa de libre de riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32° de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente a los procesos de chequeo de rentabilidad para los años calendario 2022 y 2023, respectivamente.
6. Para la Región del Biobío y la Región del Ñuble, se consideran las tasas de costo de capital de los años 2022 y 2023 publicadas en el Informe señalado en el punto 7 siguiente.
7. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2022 de la empresa Intergas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 557, de 17 de noviembre de 2023, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2022, en adelante “Informe de Rentabilidad Anual 2022”.

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 Intergas S.A., en adelante e indistintamente “Intergas”, por cada una de sus zonas de concesión, para el año calendario 2023.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2023, las zonas de concesión en operación para Intergas, son las siguientes:

Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2023

Región/zona de concesión	Comunas/localidades operativas	Tipo de gas	Número de clientes
Región del Biobío	Los Ángeles	GN	
Región de Ñuble	Chillán	GN	
Región de la Araucanía	Temuco y Padre Las Casas	GN	

¹ Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante e indistintamente VNR.

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 2023.

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 2023. 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 2023, 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 2023.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2023 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.

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, 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 2023.

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 primera 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 2024 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 2023 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 2023 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 ANEXO III.

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 consideran 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 2023, determinada en el Informe TCC, y su actualización aprobada mediante Resolución Exenta CNE N°911 de 2022.

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 2014 a 2022, 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 2023 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 2023, se obtiene de la suma del VNR base eficiente al 31 de diciembre 2020, determinado en el Informe Técnico de VNR, debidamente indexado; el VNR de las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporados en los años 2021 y 2022², determinado en el Informe de Rentabilidad Anual 2022 y debidamente indexado; y el VNR de las instalaciones incorporadas durante el año 2023 que sean consideradas eficientes de acuerdo con sus respectivos indicadores de eficiencia definidos en el Informe Técnico de VNR y finalmente, el VNR de los demás bienes singulares incorporados en el año 2023 que sean considerados eficientes.

Para el presente informe, las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporadas en el año 2023 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 para el que se realiza el respectivo chequeo.
- Reincorporaciones: bienes antiguos puestos en operación que no fueron considerados en el Informe Técnico de VNR y tampoco en el Informe de Rentabilidad Anual 2022, 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.

² El artículo 46 del DS N° 96 de 2019, en su primer inciso indica que "Para el primer chequeo de rentabilidad del respectivo cuatrienio, los bienes eficientes de propiedad de la Empresa Concesionaria serán aquellos definidos en el Informe Técnico Cuatrienal de VNR que se encuentre vigente y las instalaciones en Redes de Distribución efectivamente ejecutadas y puestas en servicio durante el primer año de vigencia del referido informe y el último año de vigencia del Informe Técnico Cuatrienal de VNR anterior".

- Bienes Rezagados³: bienes que fueron ejecutados y puestos en operación desde el primer año de vigencia del Informe Técnico Cuatrienal 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 2023 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.

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 redes⁴. En el caso de acometidas, empalmes y medidores, se verifica que registren consumo durante los años 2022 y 2023, 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 2023 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.

Asimismo, en el caso de los bienes rezagados informados por la concesionaria, se descontó 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 2023 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 2023.

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 2023 y a los bienes rezagados ejecutados y que se encuentren en operación el año 2023. En caso de que algún tipo de instalación no cumpla con el criterio de eficiencia, se corrige la cantidad a considerar en el VNR 2023 de modo que cumplan con el umbral establecido por dicho criterio.

³ En el artículo 47 del DS N°96 de 2019, se establece en el segundo inciso que “En todo caso, aquellos bienes que no fueron oportunamente informados por la Empresa Concesionaria para el desarrollo del Informe Técnico Cuatrienal de VNR vigente y que hubiesen sido ejecutados durante el cuatrienio inmediatamente anterior, podrán ser incorporados, por una única vez, en el primer chequeo de rentabilidad anual del cuatrienio respectivo”.

⁴ Para aquellas empresas concesionarias cuya información georreferenciada no se ajusta a los requerimientos solicitados en el SICR a fin de determinar aquellos bienes necesarios para prestar el servicio público de distribución de gas, cuando corresponda, se realizará un descuento a las redes equivalente al porcentaje máximo de las redes retiradas de las empresas concesionarias que cumplieron con los requerimientos establecidos en el sistema de cuentas.

La valorización de los bienes incorporados en el año 2023 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 existían 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 2023 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 2023, se considera como base la indexación 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 2023, 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 2023, 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 2023. Se asume que la longitud faltante para el total de las redes reconocidas como adiciones en el 2023 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 2023 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.

Finalmente, cuando corresponda, los costos asociados a traslado obligatorio de redes producto de lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley, se reconocen de la siguiente forma: (i) Se retira del VNR total de la empresa el VNR de la red que deja de estar en operación debido al traslado; (ii) se adiciona al VNR total de la empresa el VNR de la red que entra en operación debido al traslado; y (iii) se considera como costos de explotación el valor residual del VNR de la red que deja de estar en operación debido al traslado y aquellos costos relacionados con dar de baja dicha red.

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 2009 y el año 2023, 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 2023, 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 a régimen del Artículo 14, letra A) de la Ley de Impuesto a la Renta vigente en el año 2023 (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:

$$FN = I - C - AVNR - IMP.$$

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 2023 - CONCESIONES REGIÓN DEL BIOBÍO, REGIÓN DE ÑUBLE Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA

1. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2023

Los ingresos de explotación presentados por la empresa concesionaria se muestran en los archivos "CHR_IG_2023_ZC_ITF" para cada una de las zonas de concesión de Intergas, Región del Biobío (ZC: VIII), Región de Ñuble (ZC: XVI) y la Región de la Araucanía (ZC: IX).

De los criterios definidos en el numeral 1 del CAPÍTULO I del presente informe, y considerando el listado y descripción de los servicios informados por la concesionaria como afines, sólo se considera los ingresos y costos correspondientes del servicio afín "Corte y reposición de suministro de gas".

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 y los servicios afines que correspondan. Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en el numeral 1 del CAPÍTULO I de este Informe, corresponde adicionar intereses intra-anales a los ingresos de explotación de la concesionaria en todas sus zonas de concesión.

En consecuencia, los ingresos de explotación a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2023, 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 del Biobío	Región de Ñuble	Región de La Araucanía	
Servicio público de distribución de gas				
Otros servicios que forman parte de la red de distribución				
Servicios afines				
Intereses intra-anales				
Total Ingresos				

2. COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2023

Los costos de explotación presentados por la empresa se muestran en los archivos "CHR_IG_2023_ZC_ITF" para cada una de las zonas de concesión de Intergas, Región del Biobío (ZC: VIII), Región de Ñuble (ZC: XVI) y la Región de la Araucanía (ZC: IX).

2.1. Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2023

De acuerdo con lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, durante al año calendario 2023 la empresa concesionaria tuvo contratos de suministro de gas solo con empresas no relacionadas. En primer lugar, [REDACTED] las compras de gas natural para el servicio de distribución en la zona de concesión del Biobío se realizaron a [REDACTED]. Posterior a ese período, debido a la ocurrencia de un evento meteorológico adverso, la concesionaria debió realizar compras de gas a [REDACTED] para abastecer a la ciudad de Los Ángeles el resto del año. En segundo lugar, en la zona de concesión de Ñuble, particularmente para abastecer la ciudad de Chillán, se realizaron compras de gas a [REDACTED] y a [REDACTED] entre los meses de [REDACTED].

En el caso de la zona de concesión de La Araucanía, las compras se realizaron a la empresa [REDACTED] siendo dicho suministro entregado a través de camiones a la PSR de Enel ubicada en Temuco. Las compras de gas realizadas por Intergas se encuentran debidamente respaldadas, por lo que el costo del gas al ingreso del sistema de distribución a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2023 por zona de concesión 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 del Biobío	Región de Ñuble	Región de La Araucanía	
Compra de gas ⁵	[REDACTED]			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución				
TOTAL				

2.2. Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2023

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 todos 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 concesionaria en la zona de concesión del Biobío, de [REDACTED] en los costos correspondientes a la zona de concesión de Ñuble y de [REDACTED] en los costos de la zona de concesión de La Araucanía.

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2023 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 del Biobío	Región de Ñuble	Región de La Araucanía	
Costos de operación, mantención y administración	[REDACTED]			

3. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2023

Los gastos de comercialización para el año 2023 presentados por la empresa concesionaria por zona de concesión se muestran en los archivos “CHR_IG_2023_ZC_ITF” para cada una de las zonas de concesión de Intergas, Región del Biobío (ZC: VIII), , Región de Ñuble (ZC: XVI) y la Región de la Araucanía (ZC: IX).

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 CAPITULO I de este informe y cuyo detalle se muestra en el ANEXO III Memoria de Cálculo.

Los gastos de comercialización del año 2023 considerados eficientes por zona de concesión se muestra en la tabla a continuación.

⁵ La compra de gas sólo considera el valor del costo de abastecimiento del combustible conforme a lo señalado en el Sistema de Cuentas.

Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización 2023

Zona de Concesión (Región)	Gastos de comercialización eficientes (\$)	Cuota anual de amortización(\$)
Biobío		
Ñuble		
La Araucanía		

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 6,47% para las zonas de concesión de Biobío y Ñuble y 6,31% para la zona de concesión de La Araucanía. La cuota anual de amortización total de estos gastos que se considera para el año 2023, 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 2023

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del CAPÍTULO I del presente Informe se obtiene el VNR para el año 2023 desagregado por año de entrada en operación, el que se presenta en la tabla siguiente.

Tabla II.5: Costos de Inversión año calendario 2023 (VNR) por Zona de Concesión (M\$)

Zona de Concesión (Región)	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2008	2009-2023	
Biobío			
Ñuble			
La Araucanía			

El detalle del VNR en términos del valor base 2022 y las incorporaciones del año 2023, se encuentran en los archivos VNR_IG_2023_VIII_ITF, VNR_IG_2023_IX_ITF y VNR_IG_2023_XVI_ITF en la hoja “Resumen VNR”, para cada zona de concesión. Asimismo, el VNR 2023 desagregado por tipo de instalación y por año de entrada en operación se encuentra para cada zona de concesión en los archivos ChR_IG_2023_VIII_ITF, ChR_IG_2023_IX_ITF y ChR_IG_2023_XVI_ITF, hoja “VNR” para las zonas de concesión Región del Biobío, Región de La Araucanía y Región de Ñuble, respectivamente.

5. TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2023

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 2023 – Regiones del Biobío, de Ñuble y de La Araucanía

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		
	Biobío	Ñuble	La Araucanía
Ingresos de Explotación			
Costos de Explotación			
AVNR1 (Hasta 2008)			
AVNR2 (2009-2023)			
Impuestos			
Flujo Neto			

En consecuencia, la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Intergas en la zona de concesión Región del Biobío es de 2,22%, en la Región de Ñuble es de 5,41% y en la zona de concesión Región de la Araucanía es de 5,87%.

5.2. Tasa de rentabilidad económica promedio 2021-2023

La tasa de costo de capital definida en el Informe TCC y en las posteriores actualizaciones de la tasa libre de riesgo, correspondiente a la Región de la Araucanía para los años 2021 y 2022 y a las regiones del Biobío y de Ñuble, para el año 2022 es de 6,00%. En cuanto a la tasa de costo de capital del año 2023, se calculó en 6,47% para las regiones del Biobío y de Ñuble y en 6,31% para la Región de La Araucanía.

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 2021 a 2023 corresponde a 9,24% para las regiones del Biobío y de Ñuble y 9,10% las zonas de concesión de la Región de La Araucanía.

Finalmente, las tasas y el promedio móvil de rentabilidad obtenidas por la empresa Intergas en el período 2021 – 2023, para las zonas de concesión que se indican, son las siguientes:

Tabla II.7: Rentabilidad Económica Promedio 2021-2023

Zona de Concesión	Rentabilidad Anual			Rentabilidad promedio del trienio
	2021	2022	2023	
Región del Biobío	N.A. (*)	0,35%	2,22%	1,28%
Región de Ñuble	N.A. (*)	7,51%	5,41%	6,46%
Región de La Araucanía	5,83%	6,12%	5,87%	5,94%

N.A.(*): No aplica. El 6 de septiembre de 2018, con ocasión de la entrada en vigencia de la Ley N° 21.033, se constituyó la nueva región de Ñuble. Por lo tanto, a partir del 2021 para efectos del proceso de chequeo de rentabilidad anual se consideran como nuevas zonas de concesión las regiones de Biobío y Ñuble.

ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN

Con el objeto de analizar la eficiencia de los costos de explotación informados por la empresa concesionaria se realizan comparaciones entre los costos unitarios de las concesionarias chilenas de distribución de gas.

Para determinar los costos unitarios se utiliza la variable de escala compuesta de Neuberg, que permite considerar diferentes dimensiones al análisis del tamaño de las empresas, integrando en una sola variable las tres principales variables que impactan en los costos operacionales de una empresa de distribución de gas: número de consumidores, volumen de ventas y extensión de la red. Este factor de escala, en adelante “número ajustado de clientes” por empresa concesionaria, está dado por la siguiente expresión:

$$Q_t^a = Q_t \cdot \left(1 + \alpha \frac{dV_t}{V_t} + \beta \frac{dR_t}{R_t} \right)$$

Donde

Q_t^a : número ajustado de clientes para la concesionaria en el año t

Q_t : número de clientes en el año t

V_t : volumen de las ventas de gas por cliente en el año t

R_t : extensión de la red por cliente en el año t

dV_t : desviación del volumen de ventas de gas por cliente en el año t con respecto a la media

dR_t : desviación en la extensión de la red por cliente en el año t con respecto a la media

α : peso del volumen de ventas de gas por cliente

β : peso de la extensión de la red por cliente

El parámetro α se estima considerando la participación en el COMA total de los costos asociados a las actividades “Costo de abastecimiento” y “Costos de respaldo”, sin considerar los costos asociados a la naturaleza “Costo abastecimiento”. Similarmente, el parámetro β se estima considerando la participación de los costos asociados a las actividades “Operación y mantenimiento”, y “Emergencias” en el COMA total.

La información para obtener los parámetros α y β corresponde a los costos de explotación de las empresas concesionarias⁶ para el período 2013-2023. De este modo, los valores resultantes fueron de 21,64% y 29,90% para α y β , respectivamente⁷.

A partir de los α y β calculados, se determina para cada empresa y cada año el número ajustado de clientes y el COMA unitario (como el cociente entre el COMA y el número ajustado de clientes), para la industria y para Intergas. En la Tabla I.1 y Gráfico I.1 se muestran los resultados obtenidos.

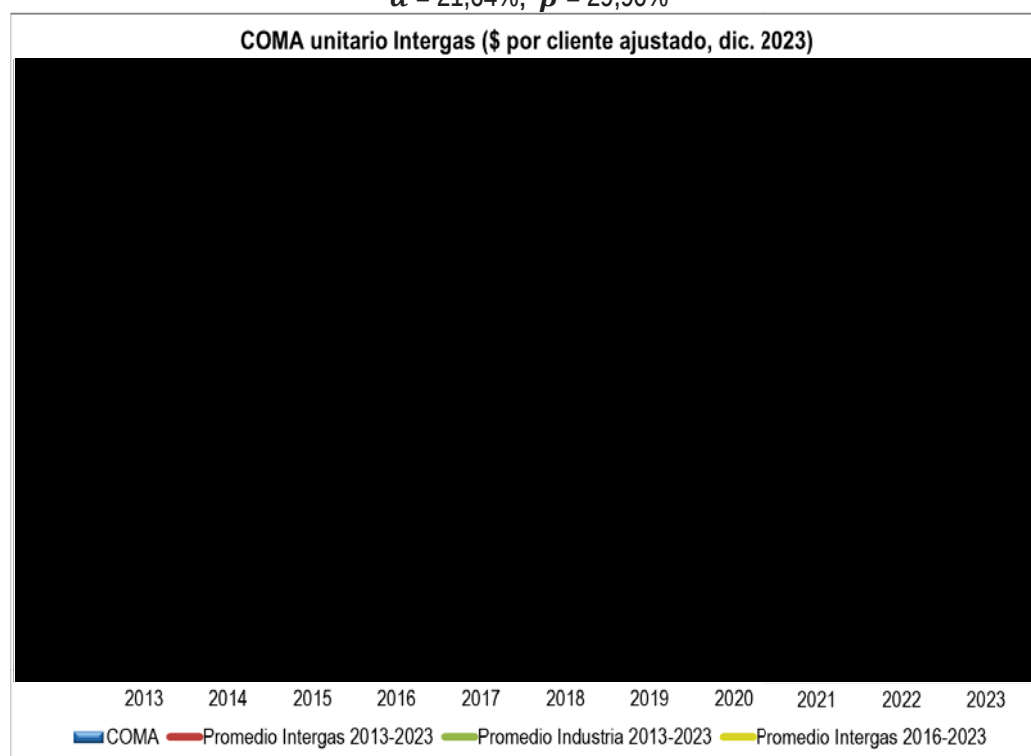
⁶ Lipigas, GasSur, GasValpo, Intergas y Metrogas. Cabe señalar que, sólo para efectos de la determinación del ajuste por eficiencia, la información de Lipigas para el año 2018 corresponde a lo presentado por la empresa en la tabla de resultados.

⁷ La información del período 2013-2018 fue homologada al formato señalado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria establecido por la Resolución Exenta CNE N° 828 de 2019.

Tabla I.1: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$

Año	Cientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2013					
2014					
2015					
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.1: COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de Intergas para el año 2023 es un [REDACTED] que el COMA unitario de Intergas para el año 2022. Asimismo, el COMA unitario de Intergas para el año 2023 es un [REDACTED] al COMA unitario promedio de Intergas para el período 2013-2023 (calculado como el promedio aritmético), y un [REDACTED] al COMA unitario promedio de Intergas para el periodo 2016-2023.

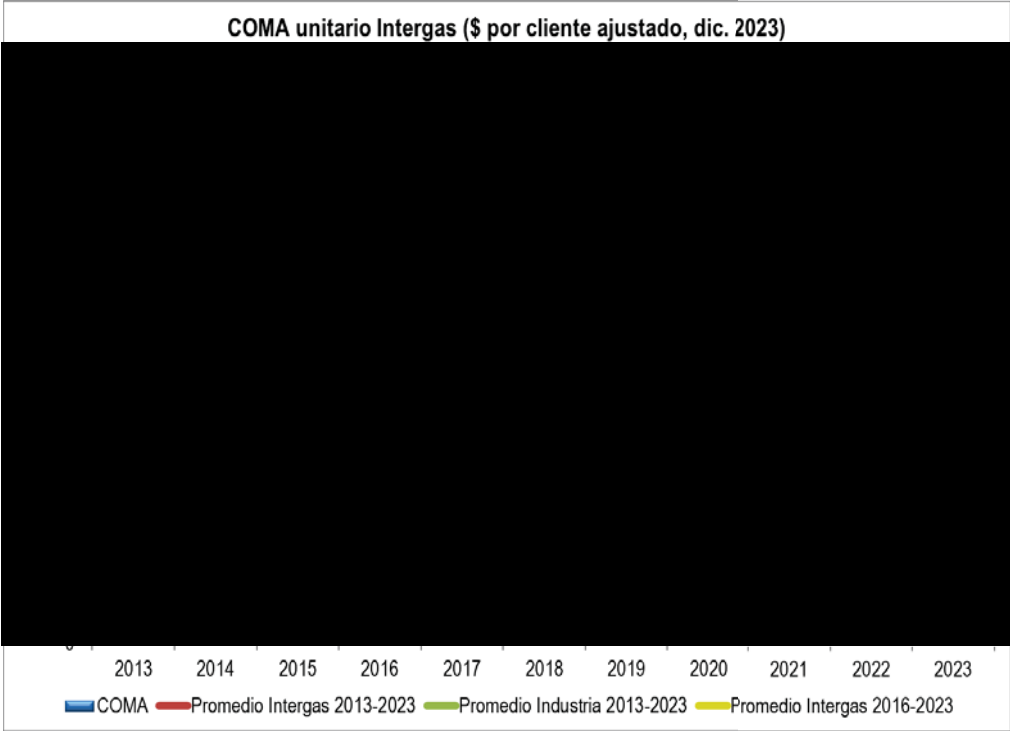
Por otro lado, el COMA unitario de Intergas para el año 2023 es un [REDACTED] COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2023.

Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros α y β , estos también se determinaron utilizando información sólo del período 2016-2023. Si se estiman los valores de α y β utilizando la información de la industria, α y β toman valores de 9,78% y 34,59%, respectivamente. En Tabla I.2 y Gráfico I.2 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla I.2: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2013					
2014					
2015					
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.2: COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$



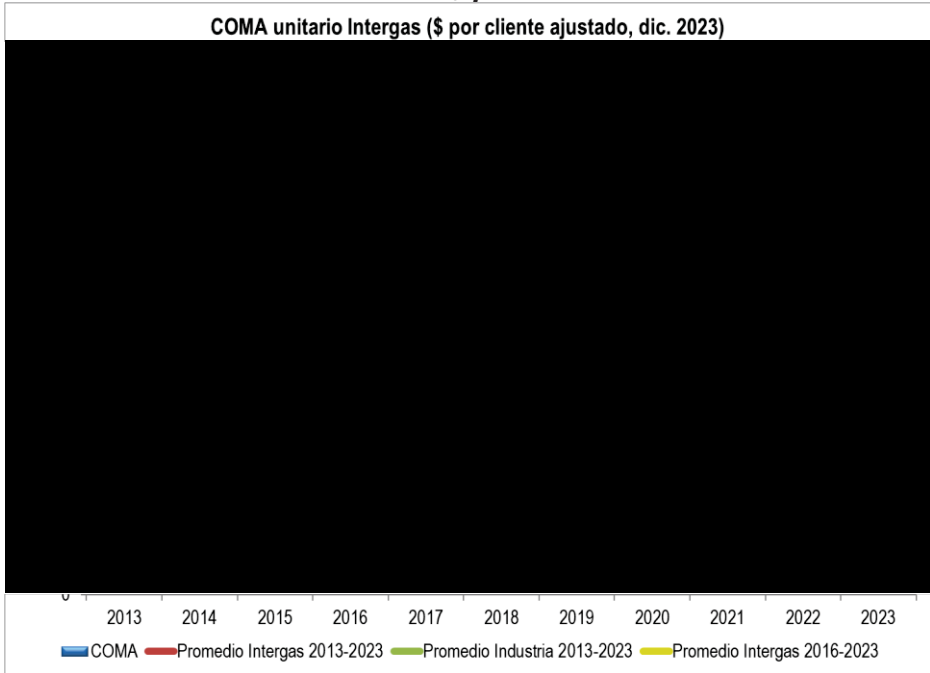
Con estos nuevos valores para los parámetros α y β , el COMA unitario de Intergas para el año 2023 es un [REDACTED] al COMA unitario de Intergas para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de Intergas para el año 2023 es un [REDACTED] que el COMA unitario promedio aritmético de Intergas para el período 2013-2023, y un [REDACTED] al COMA unitario promedio de Intergas para el periodo 2016-2023.

Finalmente, los parámetros α y β , se determinan también utilizando información únicamente del año 2023. Si se estiman los valores de α y β utilizando la información de la industria, α y β toman valores de 2,39% y 36,75%, respectivamente. En Tabla I.3 y Gráfico I.3 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla I.3: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2013					
2014					
2015					
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.3: COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$



Con estos valores para los parámetros α y β , el COMA unitario de Intergas para el año 2023 es un [REDACTED] al COMA unitario de Intergas para el año anterior, un [REDACTED] que el COMA unitario de Intergas para el período 2013-2023, y un [REDACTED] que el COMA unitario de la misma empresa para el periodo 2016-2023.

A continuación, se analizan los costos de explotación por zona de concesión, para los distintos valores de los parámetros α y β . En las Tablas I.4, I.5 y I.6 y Gráficos I.4, I.5 y I.6 se muestran los resultados obtenidos para la Región del Biobío.

Tabla I.4: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$

Año	Clientes	Volumen de	Extensión de	Número ajustado	COMA unitario
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.4: COMA unitario – Intergas Región del Biobío

$\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$



Tabla I.5: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					

2021	
2022	
2023	

Gráfico I.5: COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

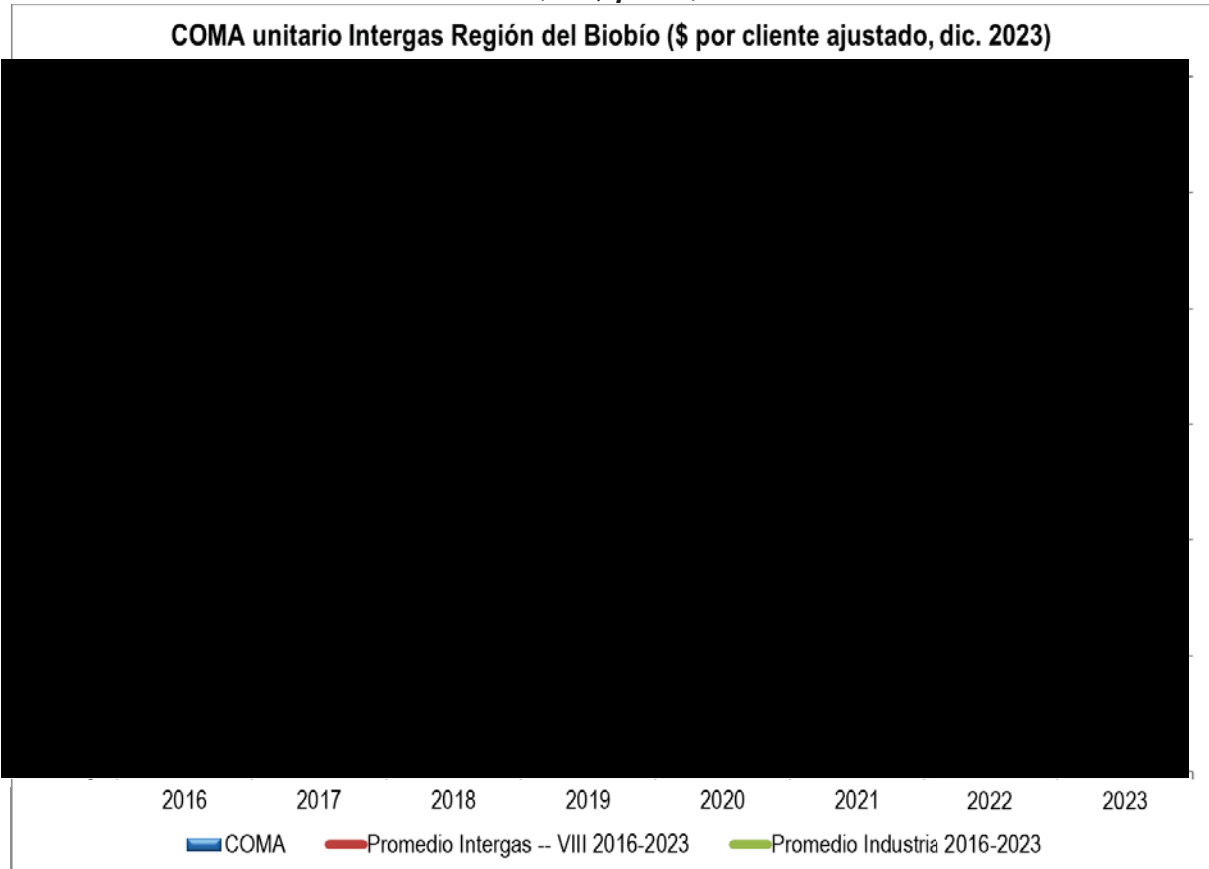
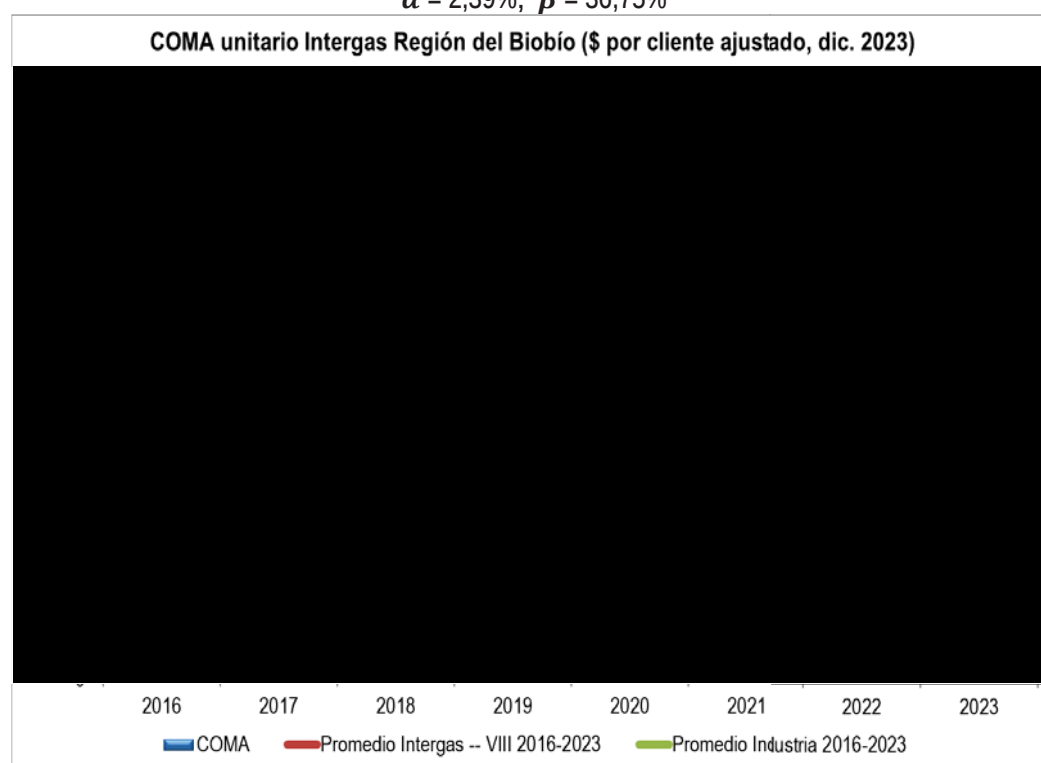


Tabla I.6: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.6: COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$



Se puede observar que el costo unitario de Intergas en la Región del Biobío para el año 2023 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros α y β , entre un [REDACTED] que dicho costo para el año anterior. Asimismo, el costo unitario de Intergas en la Región del Biobío para el año 2023 es entre un [REDACTED] que el COMA unitario de la misma empresa en la misma zona de concesión para el período 2016-2023.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, hay que tener presente que hasta el año 2021 la información de la Región del Biobío incluye la información de las comunas que hoy en día conforman la Región del Ñuble. En este sentido, es conveniente analizar también los costos de explotación considerando la Región del Biobío y la Región del Ñuble como uno sola.

En las Tablas I.7, I.8 y I.9 y Gráficos I.7, I.8 y I.9 se muestran los resultados obtenidos para las regiones del Biobío y del Ñuble.

Tabla I.7: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Regiones del Biobío y del Ñuble
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2016	[REDACTED]				
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.7: COMA unitario – Intergas Regiones del Biobío y del Ñuble
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$

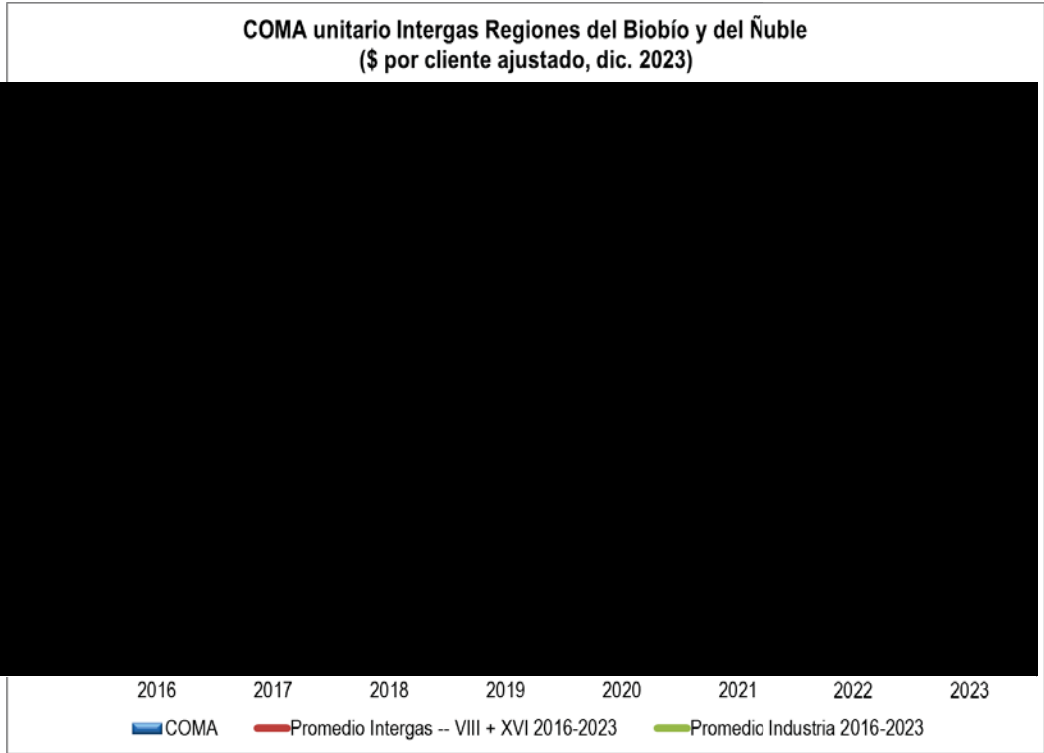


Tabla I.8: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Regiones del Biobío y del Ñuble
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.8: COMA unitario – Intergas Regiones del Biobío y del Ñuble
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

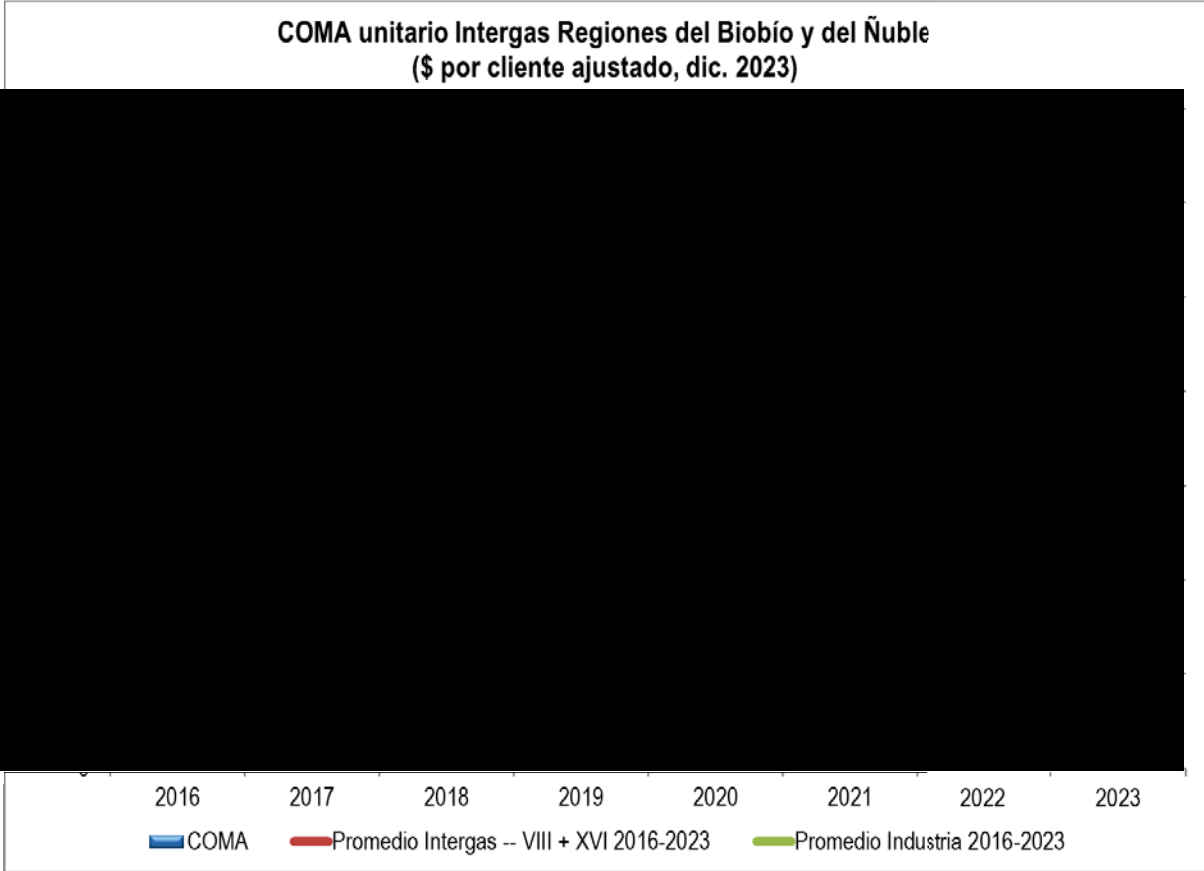
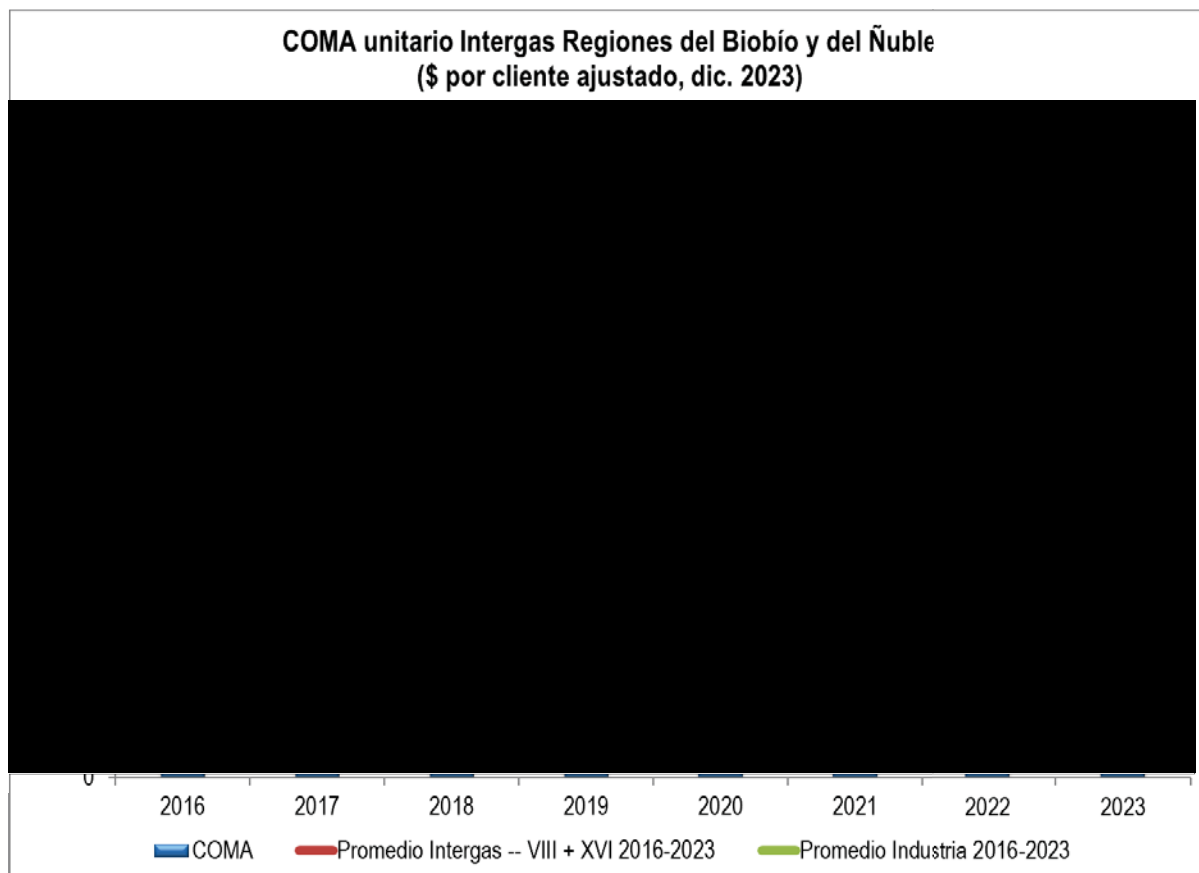


Tabla I.9: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Regiones del Biobío y del Ñuble
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.9: COMA unitario – Intergas Regiones del Biobío y del Ñuble
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$



Se puede observar que el costo unitario de Intergas en las regiones del Biobío y del Ñuble para el año 2023 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros α y β , entre un [REDACTED] que dicho costo para el año anterior. Asimismo, el costo unitario de Intergas en las regiones del Biobío y del Ñuble para el año 2023 es entre un [REDACTED] que el COMA unitario de la misma empresa en las mismas zonas de concesión para el período 2016-2023.

En las Tablas I.10, I.11 y I.12 y Gráficos I.10, I.11 y I.12 se muestran los resultados obtenidos para la Región del Ñuble.

Tabla I.10: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Ñuble
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2022	[REDACTED]				
2023	[REDACTED]				

Gráfico I.10: COMA unitario – Intergas Región del Ñuble
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$



Tabla I.11: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Ñuble
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2022					
2023					

Gráfico I.11: COMA unitario – Intergas Región del Ñuble

$\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

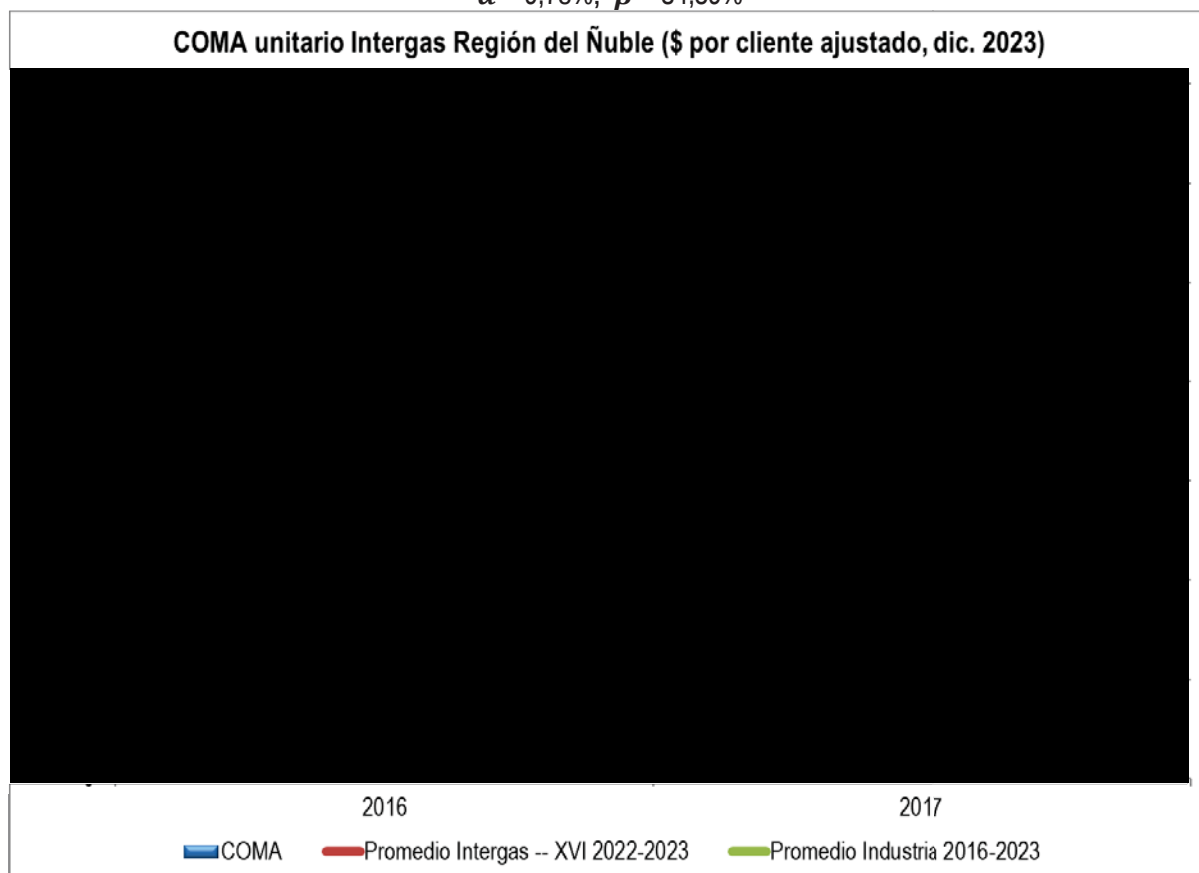
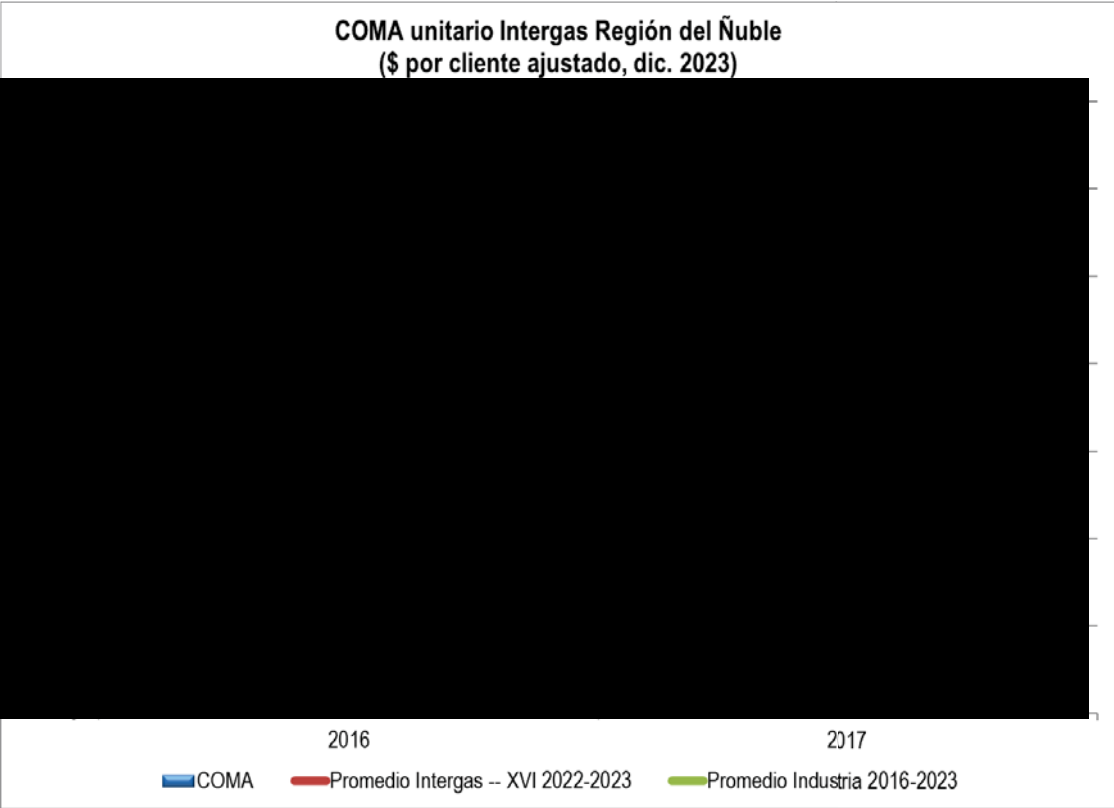


Tabla I.12: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Ñuble

$\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2022					
2023					

Gráfico I.12: COMA unitario – Intergas Región del Ñuble
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$



Se puede observar que el costo unitario de Intergas en la Región del Ñuble para el año 2023 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros α y β , entre un [REDACTED] que dicho costo para el año anterior. Asimismo, el costo unitario de Intergas en la Región del Nuble para el año 2023 es entre un [REDACTED] que el COMA unitario de la misma empresa en la misma zona de concesión para el período 2016-2023

En las Tablas I.13, I.14 y I.15 y Gráficos I.13, I.14 y I.15 se muestran los resultados obtenidos para la Región de La Araucanía.

Tabla I.13: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2016	[REDACTED]				
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.13: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 21,64\%$; $\beta = 29,90\%$

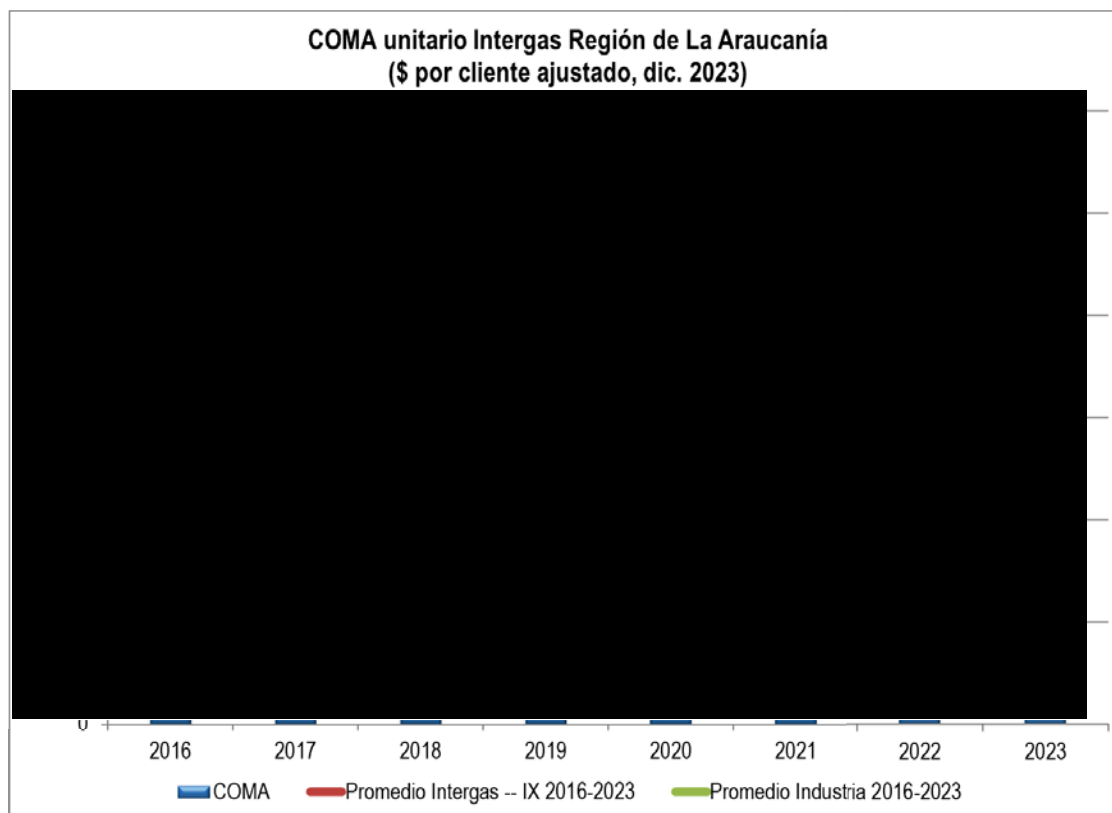


Tabla I.14: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.14: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 9,78\%$; $\beta = 34,59\%$

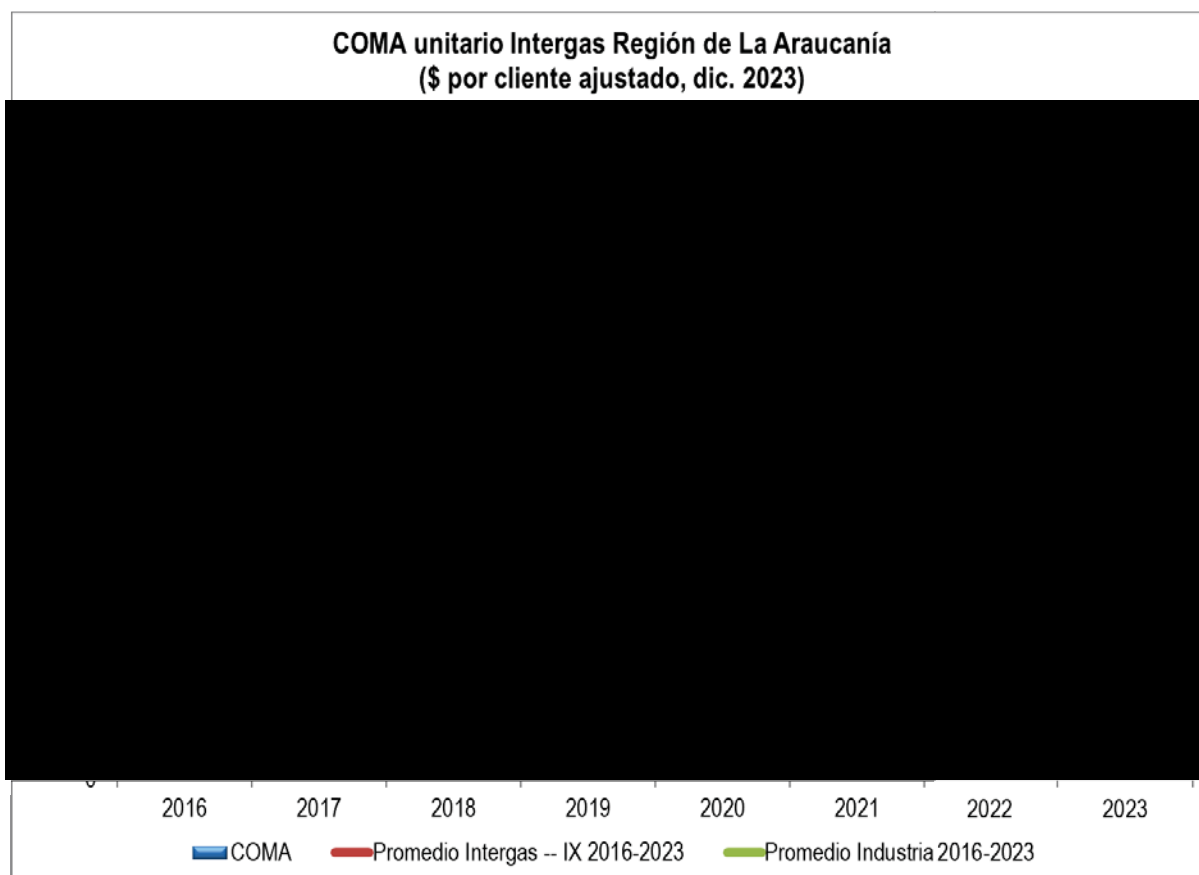


Tabla I.15: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$

Año	Clientes	Volumen de gas [m3]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2023]
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					

Gráfico I.15: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 2,39\%$; $\beta = 36,75\%$



Se puede observar que el costo unitario de Intergas en la Región de La Araucanía para el año 2023 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros α y β , entre un [REDACTED] que dicho costo para el año anterior. Asimismo, el costo unitario de Intergas en la Región de La Araucanía para el año 2023 es entre un [REDACTED] que el COMA unitario de la misma empresa en la misma zona de concesión para el período 2016-2023.

Del análisis presentado se aplica un ajuste por eficiencia de [REDACTED] a los costos de explotación del año 2023 de Intergas en la Región del Biobío y de [REDACTED] a los costos de explotación del año 2023 en la Región del Ñuble (que es equivalente a aplicar un ajuste de eficiencia de [REDACTED] a los costos de explotación de las regiones del Biobío y del Ñuble). Por su parte, a los costos de explotación del año 2023 de Intergas en la Región de La Araucanía se aplica un ajuste por eficiencia de [REDACTED]

Cabe tener presente que los costos de explotación para el año 2023 son determinados 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 2023, corregidos de acuerdo a lo señalado en la sección 2.2 del Capítulo I. En este sentido, de acogerse alguna observación que modifique los costos de explotación, podría ocurrir que corresponda modificar el ajuste por eficiencia.

ANEXO II: VNR AÑO CALENDARIO 2023

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del CAPÍTULO I del presente Informe se realizó las siguientes correcciones a la información presentada por la empresa concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

1. REGIÓN DEL BÍO BÍO

1.1. Verificaciones previas

De acuerdo con la información de la propia empresa concesionaria, se descuentan instalaciones asociadas a redes de distribución y válvulas de la red terciaria, según lo establecido en el CAPÍTULO I numeral 5 del presente informe en lo que se refiere a la metodología para determinar la cantidad de bienes no necesarios para prestar el servicio distribución de gas durante el año 2023 en esta zona de concesión. Esta información se encuentra contenida en el archivo VNR_IG_2023_VIII_ITF, en la hoja *Tabla 1* adjunto al presente informe.

Adicionalmente, en la *Tabla 4* del archivo VNR_IG_2023_VIII_ITF.xls adjunto al presente informe, se muestra la cantidad de medidores declarados como reincorporaciones para el presente chequeo de rentabilidad 2023 y que se descontaron por no tener consumos ni clientes asociados.

1.2. Aplicación de indicadores de eficiencia

A partir de la aplicación de los indicadores de eficiencia, descritos en el CAPÍTULO I numeral 5, para los bienes de tuberías, acometidas, empalmes y medidores, se descuenta lo indicado en la *Tabla 3* del archivo Excel VNR_IG_2023_VIII_ITF.xls adjunto al presente informe.

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2023 resultante se muestra en la hoja *ResumenVNR Informe08*, del archivo Excel VNR_IG_2023_VIII_ITF.xls.

1.3. Valorización de rotura y reposición de pavimentos

La rotura y reposición de pavimentos consideradas como adiciones para el presente proceso, se valoriza a partir de la materialidad informada y efectivamente intervenida, siendo ésta debidamente respaldada y documentada por la empresa concesionaria.

El monto total valorizado de rotura y reposición considerado para las redes terciarias corresponde a la valorización de las superficies donde efectivamente se realizó rotura y reposición y en las que existen dichas redes, de acuerdo con la información presentada por la empresa concesionaria en el SICR y que fue aceptada por la Comisión.

Respecto a los costos unitarios, estos corresponden a los contenidos en el Informe Técnico de VNR, actualizados por los indexadores correspondientes según su naturaleza.

A partir de las consideraciones anteriores, el detalle de las superficies debidamente ejecutadas y respaldadas por la empresa concesionaria se encuentra en el archivo VNR_IG_2023_VIII_ITF.xls, en la hoja *Tabla 2*; y la valorización del VNR 2023 resultante de rotura y reposición de pavimentos se muestra en la *tabla ResumenVNR Informe08*, del archivo Excel VNR_IG_2023_VIII_ITF.xls.

1.4. Otros descuentos

De la revisión de los antecedentes presentados por la empresa concesionaria y su posterior análisis, no se consideran los siguientes activos en la base del VNR del año 2023:

- a) Activos que no cuenten con la Puesta en Servicio red de Distribución de Gas de Red (TC1), declarados como adiciones para el año 2023.
- b) Activos presentados de acuerdo con lo solicitado en el Sistema de Cuentas de VNR y que no se encuentren contenidos en la BD de datos de consumos entregados por la empresa concesionaria.

A partir de la corrección anterior, el detalle del VNR 2023 resultante se muestra en la hoja *ResumenVNR Informe08* del archivo Excel VNR_IG_2023_VIII_ITF.xls adjunto al presente informe.

2. REGIÓN DE LA ARAUCANÍA

2.1. Verificaciones previas

De acuerdo con la información de la propia empresa concesionaria, se descuentan instalaciones asociadas a redes de distribución y válvulas de la red terciaria, según lo establecido en el CAPÍTULO I numeral 5 del presente informe en lo que se refiere a la metodología para determinar la cantidad de bienes no necesarios para prestar el servicio distribución de gas durante el año 2023 en esta zona de concesión. Esta información se encuentra contenida en el archivo VNR_IG_2023_IX_ITF, en la hoja Tabla 1 adjunto al presente informe.

Adicionalmente, en la Tabla 4 del archivo VNR_IG_2023_IX_ITF.xls adjunto al presente informe, se muestra la cantidad de medidores declarados como reincorporaciones para el presente chequeo de rentabilidad 2023 y que se descontaron por no tener consumos ni clientes asociados.

2.2. Aplicación de indicadores de eficiencia

A partir de la aplicación de los indicadores de eficiencia, descritos en el CAPÍTULO I numeral 5, para los bienes de tuberías, acometidas, empalmes y medidores, se descuenta lo indicado en la *Tabla 3* del archivo Excel VNR_IG_2023_IX_ITF.xls adjunto al presente informe.

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2023 resultante se muestra en la hoja *ResumenVNR Informe09*, del archivo Excel VNR_IG_2023_IX_ITF.xls.

2.3. Valorización de rotura y reposición de pavimentos

La rotura y reposición de pavimentos consideradas como adiciones para el presente proceso, se valoriza a partir de la materialidad informada y efectivamente intervenida, siendo ésta debidamente respaldada y documentada por la empresa concesionaria.

El monto total valorizado de rotura y reposición considerado para las redes terciarias y acometidas corresponde a la valorización de las superficies donde efectivamente se realizó rotura y reposición y en las que existen dichas redes, de acuerdo con la información presentada por la empresa concesionaria en el SICR y que fue aceptada por la Comisión.

Respecto a los costos unitarios, estos corresponden a los contenidos en el Informe Técnico de VNR, actualizados por los indexadores correspondientes según su naturaleza.

A partir de las consideraciones anteriores, el detalle de las superficies debidamente ejecutadas y respaldadas por la empresa concesionaria se encuentra en el archivo VNR_IG_2023_IX_ITF.xls, en la hoja Tabla 2; y la valorización del VNR 2023 resultante de rotura y reposición de pavimentos se muestra en la tabla ResumenVNR Informe09, del archivo Excel VNR_IG_2023_IX_ITF.xls.

2.4. Otros descuentos

De la revisión de los antecedentes presentados por la empresa concesionaria y su posterior análisis, no se consideran los siguientes activos en la base del VNR del año 2023:

- a) Activos que no cuenten con la Puesta en Servicio red de Distribución de Gas de Red (TC1), declarados como adiciones el año 2023.
- b) Activos presentados de acuerdo con lo solicitado en el Sistema de Cuentas de VNR y que no se encuentren contenidos en la BD de datos de consumos entregados por la empresa concesionaria.

A partir de la corrección anterior, el detalle del VNR 2023 resultante se muestra en la hoja ResumenVNR del archivo Excel VNR_IG_2023_IX_ITF.xls adjunto al presente informe.

3. REGIÓN DEL ÑUBLE

3.1. Verificaciones previas

De acuerdo con la información de la propia empresa concesionaria, se descuentan instalaciones asociadas a redes de distribución terciaria por no tener clientes ni consumos asociados, de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO I numeral 5 del presente informe en lo que se refiere a la metodología para determinar la cantidad de bienes no necesarios para prestar el servicio distribución de gas durante el año 2023 en esta zona de concesión. Esta información se encuentra contenida en el archivo VNR_IG_2023_XVI_ITF, en la hoja *Tabla 1* adjunto al presente informe.

3.2. Aplicación de indicadores de eficiencia

A partir de la aplicación de los indicadores de eficiencia, descritos en el CAPÍTULO I numeral 5, para los bienes de tuberías, acometidas, empalmes y medidores, se descuenta lo indicado en la *Tabla 3* del archivo Excel VNR_IG_2023_XVI_ITF.xls adjunto al presente informe.

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2023 resultante se muestra en la hoja *ResumenVNR Informe16*, del archivo Excel VNR_IG_2023_XVI_ITF.xls.

3.3. Valorización de rotura y reposición de pavimentos

La rotura y reposición de pavimentos consideradas como adiciones para el presente proceso, se valoriza a partir de la materialidad informada y efectivamente intervenida, siendo ésta debidamente respaldada y documentada por la empresa concesionaria.

El monto total valorizado de rotura y reposición considerado para las redes terciarias y acometidas corresponde a la valorización de las superficies donde efectivamente se realizó rotura y reposición y en las que existen dichas redes, de acuerdo con la información presentada por la empresa concesionaria en el SICR y que fue aceptada por la Comisión.

Respecto a los costos unitarios, estos corresponden a los contenidos en el Informe Técnico de VNR, actualizados por los indexadores correspondientes según su naturaleza.

A partir de las consideraciones anteriores, el detalle de las superficies debidamente ejecutadas y respaldadas por la empresa concesionaria se encuentra en el archivo VNR_IG_2023_VIII_ITF.xls, en la hoja *Tabla 2*; y la valorización del VNR 2023 resultante de rotura y reposición de pavimentos se muestra en la tabla *ResumenVNR Informe16*, del archivo Excel VNR_IG_2023_XVI_ITF.xls.

3.4. Otros descuentos

De la revisión de los antecedentes presentados por la empresa concesionaria y su posterior análisis, no se consideran los siguientes activos en la base del VNR del año 2023:

- a) Activos que no cuenten con la Puesta en Servicio red de Distribución de Gas de Red (TC1), declarados como adiciones para el año 2023.
- b) Activos presentados de acuerdo con lo solicitado en el Sistema de Cuentas de VNR y que no se encuentren contenidos en la BD de datos de consumos entregados por la empresa concesionaria.

A partir de la corrección anterior, el detalle del VNR 2023 resultante se muestra en la hoja *ResumenVNR* del archivo Excel VNR_IG_2023_XVI_ITF.xls adjunto al presente informe.

ANEXO III: MEMORIA DE CÁLCULO

Forman parte del presente Informe, los siguientes archivos:

- VNR 2023 de Intergas para la zona de concesión Región del Biobío "VNR_IG_2023_VIII_ITF.xls"
- VNR 2023 de Intergas para la zona de concesión Región de Ñuble "VNR_IG_2023_XVI_ITF.xls"
- VNR 2023 de Intergas para la zona de concesión Región de la Araucanía "VNR_IG_2023_IX_ITF.xls"
- Cálculo de Rentabilidad de Intergas para la zona de concesión Región del Biobío "ChR_IG_2023_VIII_ITF.xls"
- Cálculo de Rentabilidad de Intergas para la zona de concesión Región de Ñuble "ChR_IG_2023_XVI_ITF.xls"
- Cálculo de Rentabilidad de Intergas para la zona de concesión Región de la Araucanía "ChR_IG_2023_IX_ITF.xls"
- Datos análisis de eficiencia COMA Intergas "Ajuste_eficiencia.IG.xls"
- Cálculo de los Gastos de comercialización GC_IG_2023.xls

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

Anótese, archívese y notifíquese.

MARCO
ANTONIO
MANCILLA
AYANCAN

Firmado digitalmente por MARCO
ANTONIO MANCILLA AYANCAN
Nombre de reconocimiento (DN):
c=CL, title=ING CIVIL INDUSTRIAL,
cn=MARCO ANTONIO MANCILLA
AYANCAN,
email=MMANCILLA@CNE.CL,
serialNumber=10213184-3
Fecha: 2024.12.20 12:22:07 -03'00'

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

MFH / PRS / PLV / JJB / GSV

DISTRIBUCIÓN:

1. Intergas S.A.
2. Departamento Jurídico CNE
3. Departamento Hidrocarburos CNE
4. Departamento Regulación Económica CNE
5. Of. de Partes CNE