

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 2022.

SANTIAGO, 17 de noviembre de 2023

RESOLUCION EXENTA N° 557

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 establecido en los artículos 3° y 13° de la Ley N° 19.880, que Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado;
- d) Lo dispuesto en la Ley N° 21.033, publicada en el Diario Oficial con fecha 5 de septiembre de 2017, que crea la XVI Región de Ñuble y las Provincias de Diguillín, Punilla e Itata;
- e) 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";
- f) 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";

- g) 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;
- h) 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";
- i) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 320, de fecha 2 de mayo 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 2022, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 320";
- j) 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";
- k) 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";
- l) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 368, de fecha 11 de agosto de 2023, 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 2022, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 368";

- m) 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° 368;
- n) 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;
- o) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 438, de 27 de septiembre de 2023, 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 2022, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 438";
- p) El certificado del H. Panel de Expertos, remitido mediante Carta P. Ex. N°204/2023, de 19 de octubre de 2023;
- q) 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,
- r) 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 inciso quinto del artículo 30 bis de la Ley dispone que en el caso de la entrada en operación de una nueva zona de concesión, el factor individual de la tasa de costo de capital asociado a esta nueva zona de concesión, será determinado por la Comisión en el informe preliminar referido al primer chequeo de rentabilidad, el que quedará sujeto a la resolución de discrepancias del Panel, manteniéndose su valor resultante hasta la entrada en vigencia del nuevo informe cuatrienal de tasa de costo de capital a que se refiere el artículo 32;
- d) 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;
- e) 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;
- f) Que, en cumplimiento de lo señalado en el literal precedente, mediante Resolución CNE N° 368, 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 2022;

- g) 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° 368;
- h) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 33 quáter de la Ley, la Comisión aprobó, mediante Resolución CNE N° 438, 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 2022;
- i) 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° 438;
- j) Que, la circunstancia referida en el literal precedente consta en certificado emitido por el Panel de Expertos con fecha 19 de octubre de 2023, enviado a esta Comisión mediante Carta P. Ex. N° 204/2023;
- k) 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 2022;
- l) Que, por otro lado, con fecha 5 de septiembre de 2018, entró en vigencia la Ley N° 21.033, mediante la cual se constituyó la nueva región de Ñuble, formada por las veintiún comunas que componían la provincia de Ñuble, de la antigua Región del Biobío, estableciendo como su capital regional la comuna de Chillán. Por lo tanto, la distribución de gas efectuada por Intergas S.A. en Chillán, perteneciente hasta esa fecha a la región del Biobío, pasó a formar parte de la nueva región de Ñuble, y, considerando que de conformidad a la Ley de Servicios de Gas se entiende por zona de concesión el conjunto de zonas geográficas ubicadas en una misma región, y que el chequeo de rentabilidad se efectúa por zona de concesión para cada empresa distribuidora de gas, la distribución realizada en Los Ángeles y Chillán pertenecientes a una sola zona de concesión pasó a ser parte de dos Zonas de Concesión; a saber, Biobío y Ñuble, respectivamente;

- m) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 189 del Reglamento en caso de la entrada en operación de una nueva Zona de Concesión durante el cuatrienio de vigencia de la Resolución CNE N°314, 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, los componentes correspondientes a que se refieren los literales a) a c) del artículo 174 del Reglamento serán aquellos contenidas en la referida resolución. Sin embargo, tratándose del factor individual de la tasa de costo de capital asociado a una nueva zona de concesión, éste será determinado por la Comisión en el informe preliminar referido al primer chequeo de rentabilidad correspondiente al cuatrienio de vigencia de la resolución que fija la Tasa de Costo de Capital;
- n) Que, con ocasión de la revisión y análisis del informe que la presente resolución aprueba, esta Comisión detectó un vicio procedimental en 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 2022, aprobado mediante la Resolución CNE N° 368, el cual no fue observado ni discrepado por la empresa en las oportunidades legales correspondientes, relativo al procedimiento para la determinación del factor individual de la tasa de costo de capital asociado a las nuevas zonas de concesión de Ñuble y Biobío de la empresa Intergas S.A., de conformidad a los artículos 30 bis de la Ley y 189 del Reglamento;
- o) Que, el inciso final del artículo 3° de la Ley de Procedimiento Administrativo, les otorga una característica fundamental a los actos administrativos, tal es la presunción de legalidad, y que los vicios de procedimiento o de forma que le afectaren, conforme a la doctrina del Derecho Administrativo, acarrearía su nulidad en la medida que afectare intereses de terceros, lo que no acontece en la especie, toda vez que la Ley de Servicios de Gas establece que el factor individual por zona de concesión no podrá ser superior a un punto porcentual y el factor individual de la tasa de costo de capital asociado a las nuevas zonas de concesión de Ñuble y Biobío de la empresa Intergas S.A. determinado en el Informe de Rentabilidad Anual, aprobado por el presente acto administrativo, corresponde precisamente a un punto porcentual, no generándose, por consiguiente, ningún perjuicio para la empresa Intergas S.A.;

- p) Que, por su parte, el inciso final del artículo 13° de la Ley N° 19.880 permite a la autoridad subsanar los vicios de que adolezcan los actos que emita, en uso de los poderes de autotutela, siempre que con ello no se afectaren intereses de terceros, cuestión esta última que ocurre toda vez que se trata de un vicio procedimental, relativo a la omisión de lo establecido en el inciso quinto del artículo 30 bis de la Ley y en el inciso primero del artículo 189 del Reglamento, respecto al procedimiento para la determinación del factor individual de la tasa de costo de capital asociado a las nuevas zonas de concesión de Ñuble y Biobío, lo que no afecta los intereses de la parte interesada, la empresa Intergas S.A.;
- q) Que, la convalidación del acto administrativo, como doctrina del Derecho Administrativo, reconocida por la jurisprudencia de la Contraloría General de la República (dictámenes N° 40.346, de 2006 y N° 4.486, de 2012) importa la validación de un hecho jurídico que, en un principio podría haber sido anulado, y le otorga plena eficacia, para evitar que por la vía de la invalidación se ocasionen consecuencias más perniciosas que aquellas que se producirían con la convalidación del respectivo acto, complementado a su vez, por extensión, con el principio de conservación del acto administrativo consagrado en el inciso segundo del artículo 13° de la Ley N° 19.880; Y,
- r) Que, convalidar la Resoluciones CNE N° 368 y N° 438, que aprueban los Informe de Rentabilidad Anual Preliminar y Definitivo a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., respectivamente, implica mantener inalterado el acto original, dando eficacia jurídica al mismo mediante un nuevo acto administrativo, de tal forma que suprime las causas que viciaban el acto, restituyéndole en consecuencia plena validez, y que tal convalidación importa un efecto retroactivo.

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 2022”, 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 2022

*Noviembre de 2023
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.....	13
CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2022 - CONCESIONES REGIÓN DEL BIOBÍO, REGIÓN DE ÑUBLE Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA	15
1. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2022	15
2. COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2022	15
2.1. Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2022	15
2.2. Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2022	16
3. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2022.....	16
4. COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2022	17
5. TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2022.....	18
5.1. Tasa de rentabilidad económica promedio 2020-2022	18
CAPÍTULO III: CÁLCULO DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL Y DEL FACTOR INDIVIDUAL PARA LAS ZONAS DE CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE ÑUBLE	20
1. CÁLCULO DEL FACTOR INDIVIDUAL.....	20
2. CÁLCULO DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA LOS AÑOS 2022 Y 2023	21
ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN.....	22
ANEXO II: VNR AÑO CALENDARIO 2022	32
1. REGIÓN DEL BÍOBÍO.....	32
1.1. Verificaciones previas	32
1.2. Aplicación de indicadores de eficiencia	32
1.3. Valorización de rotura y reposición de pavimentos.....	32
1.4. Otros descuentos.....	33
2. REGIÓN DE LA ARAUCANÍA.....	33

2.1.	Verificaciones previas	33
2.2.	Aplicación de indicadores de eficiencia	33
2.3.	Valorización de rotura y reposición de pavimentos	33
2.4.	Otros descuentos	34
3.	REGIÓN DEL ÑUBLE	34
3.1.	Verificaciones previas	34
3.2.	Aplicación de indicadores de eficiencia	34
3.3.	Valorización de rotura y reposición de pavimentos	35
3.4.	Otros descuentos	35
ANEXO III:	FACTOR INDIVIDUAL PARA LAS ZONAS DE CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE ÑUBLE	
	36	
1	FACTOR POR TAMAÑO	36
2	FACTOR POR RIESGOS ESPECÍFICOS	36
2.1	Estabilidad del negocio	37
2.2	Concentración de clientes	38
2.3	Dependencia del proveedor	38
2.4	Valor factor por riesgos específicos	38
3	VALOR FACTOR INDIVIDUAL ZONAS DE CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE ÑUBLE	39
ANEXO IV:	MEMORIA DE CÁLCULO	40

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° 368, de 11 de agosto de 2023, 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 2022, en adelante “Informe de Rentabilidad Anual Preliminar”. De acuerdo con la Ley, dicho Informe de Rentabilidad Anual Preliminar estuvo sujeto a observaciones por la respectiva empresa concesionaria dentro de los quince días siguientes al de su notificación, las que fueron presentadas por la empresa Intergas S.A. mediante correo electrónico de fecha 4 de septiembre de 2022. Vencido el plazo anterior, la Comisión dispuso de quince días para revisar dichas observaciones y los nuevos antecedentes aportados por la empresa, y considerarlas en su mérito, a efecto de emitir el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo el cual fue aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°438 de 27 de septiembre de 2023.

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°204/2023, de 19 de octubre de 2023. Sin embargo, en esta etapa la Comisión procedió a corregir todos los errores de hecho y de cálculos detectados en el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo.

El presente Informe de Rentabilidad Anual para el año calendario 2022, 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.

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, formada por las veintiún comunas que componían la provincia de Ñuble, de la antigua Región del Biobío, estableciendo como su capital regional la comuna de Chillán. En este sentido, los chequeos de rentabilidad realizados por esta Comisión en el marco del cuatrienio correspondiente al Informe Técnico Cuatrienal de VNR¹ anterior (2018-2021) consideraron en su análisis la Región de Ñuble como parte de la Región del Biobío, toda vez que a la fecha de emisión del referido Informe Técnico de VNR (diciembre 2017) la subdivisión aún no se hacía efectiva, y por lo tanto, se consideró como una única región en los términos de lo establecido en el artículo 14 del Reglamento.

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

Por tanto, en el marco del Informe Técnico de VNR vigente, correspondiente al cuatrienio 2022-2025, y en virtud de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 14 y lo establecido en el artículo 13 del Reglamento, corresponde considerar en el presente chequeo de rentabilidad como nuevas Zonas de Concesión tanto la Región del Biobío como la Región de Ñuble, no obstante que los clientes y las instalaciones de la Zona de Concesión original ya existían.

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

1. La información presentada por las empresas concesionarias en conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 ter de la Ley y la Resolución Exenta N°392 del 22 de octubre de 2020 que modifica la Resolución Exenta CNE N°828 del 31 de diciembre de 2019, aprueba y reemplaza 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.
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 VNR”.
3. La Resolución CNE N°426 de fecha 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 las actualizaciones de su componente de tasa libre de riesgo aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N°814 de 26 de diciembre de 2019 y Resolución Exenta CNE N°489 de 24 de diciembre de 2020, 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 2020 y 2021, respectivamente.
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° 426” o “Informe TCC”, y lo establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 320 de 2 de mayo de 2022 y 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, correspondientes a los procesos de chequeo de rentabilidad para los años calendario 2022 y 2023.

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 2022.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2022, las zonas de concesión en operación para Intergas, son las siguientes:

Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2022

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

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 2022.

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 2022. 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 2022, 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 2022.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2022 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 2022.

De los costos presentados sólo se consideran aquellos costos de operación, mantención y administración eficientes asociados a la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan. En una primera etapa, se analiza, revisa, verifica y, en su caso, 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. Posteriormente, en una segunda etapa, se efectúa una corrección por eficiencia de ser necesario.

Específicamente, 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 permiten mantener la prestación del servicio de gas y servicios afines en cumplimiento de la normativa vigente de calidad y seguridad de servicio.

Además, se revisa y de ser necesario se corrige, la correcta asignación de los costos de operación, mantención y administración informados por la empresa concesionaria, en términos 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. De la misma forma, se verifica que todas las partidas de costos informadas correspondan al año calendario respecto del cual se realiza el chequeo de rentabilidad.

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 2023 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 2022 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 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 entregada en 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 2022 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 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 IV.

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 2022, determinada en el Informe TCC, y su actualización aprobada mediante Resolución Exenta CNE N°320 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 2016 a 2021 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 2022 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 2022, 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 -incluyendo redes de distribución- y otros bienes muebles e inmuebles incorporados en los años 2021 y 2022, debidamente indexados que sean considerados eficientes de acuerdo a sus respectivos indicadores de eficiencia definidos en el Informe Técnico de VNR, y el VNR de los demás bienes singulares incorporados en los años 2021 y 2022 que sean considerados eficientes².

Las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporadas en los años 2021 y 2022 a la zona de concesión, se dividen en dos categorías:

- Adiciones: bienes nuevos de propiedad de la empresa concesionaria efectivamente ejecutados y puestos en servicio durante el primer año de vigencia del Informe Técnico Cuatrienal de VNR y el último año de vigencia del Informe Técnico Cuatrienal de VNR anterior; es decir, bienes nuevos puestos en operación durante los años 2022 y 2021, respectivamente.

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".

- Reincorporaciones: bienes antiguos puestos en operación que no fueron considerados en el Informe Técnico de VNR, por tratarse de bienes fuera de uso y por tanto tratados como bienes innecesarios en dicho informe.
- Bienes Rezagados³: bienes que fueron ejecutados y puestos en operación hasta el 31 de diciembre de 2020, que no fueron informados en la oportunidad legal por la empresa concesionaria y, por tanto, no fueron incorporados en el Informe Técnico de VNR.

Respecto de los bienes informados por la empresa concesionaria mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria como incorporados el año 2022 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 2021 y 2022, a partir de lo informado por las empresas concesionarias de modo complementario a lo solicitado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria. Para los otros bienes muebles e inmuebles, se verifica que su ejecución se haya realizado efectivamente durante los años 2021 y 2022 mediante documentos que lo respalden, tales como facturas, órdenes de compra 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.

Tampoco se consideran en el VNR 2022 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 2022.

Finalmente, se aplican los indicadores de eficiencia definidos en el Informe Técnico de VNR a las instalaciones en redes de distribución adicionadas y reincorporadas los años 2021 y 2022 y a los bienes rezagados ejecutados y que se encuentren en operación el año 2022. En caso de que algún tipo de instalación no cumpla con el criterio de eficiencia, se corrige la cantidad a considerar en el VNR 2022 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 mínimos solicitados en el SICR para la determinación de su necesidad para prestar el servicio público de distribución de gas, se aplicó un descuento a las redes correspondiente al porcentaje máximo de las redes retiradas por este mismo concepto en aquellas empresas concesionarias cuya información georreferenciada es de la calidad adecuada.

La valorización de los bienes incorporados en el año 2022 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 2022 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 de los años 2021 y 2022, 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 2022, 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 de los años 2021 y 2022, 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 su ejecución en los años 2021 y 2022. Se asume que la longitud faltante para el total de las redes reconocidas como adiciones el 2022 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 2022 y el del modelo CNE, contenido en los anexos de dicho Informe, 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 2008 y el año 2022, 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 los años 2021 y 2022 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 2022 (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 2022 - CONCESIONES REGIÓN DEL BIOBÍO, REGIÓN DE ÑUBLE Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA

1. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2022

Los ingresos de explotación presentados por la empresa concesionaria se muestran en los archivos "CHR_IG_2022_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. Sin embargo, 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 2022, 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				
Ingresos por intereses intra-anales				
Total Ingresos				

2. COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2022

Los costos de explotación presentados por la empresa se muestran en los archivos "CHR_IG_2022_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 2022

De acuerdo con lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, durante al año calendario 2022 la empresa concesionaria tuvo contratos de suministro de gas solo con empresas no relacionadas. Específicamente, las compras de gas natural para el servicio de distribución en las zonas de concesión del Biobío y de Ñuble se realizaron a [REDACTED], quien se encargó de entregar el suministro de gas natural hasta los city gates ubicados en Chillán y Los Ángeles a través de su gasoducto. 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 [REDACTED] 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 2022 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				
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución				
TOTAL				

2.2. Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2022

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.

Adicionalmente, a los Costos de operación, mantención y administración resultantes se les aplicó el análisis de eficiencia descrito en ANEXO I, cuyo resultado indica que no es pertinente realizar alguna corrección por eficiencia para estos costos.

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2022 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				

3. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2022

Los gastos de comercialización para el año 2022 presentados por la empresa concesionaria por zona de concesión se muestran en los archivos "CHR_IG_2022_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 IV Memoria de Cálculo.

Para efectos de los gastos de comercialización del año 2022, debido a la constitución de la zona de concesión correspondiente a la Región de Ñuble por la división administrativa de la Región del Biobío y, considerando que los gastos de comercialización tienen en cuenta aquellos realizados por la empresa en los últimos 10 años, se hizo una reasignación de dichos gastos entre las dos zonas de concesión mencionadas según los siguientes criterios:

- Año 2016 hacia atrás (2007-2016):

Para el periodo indicado, Intergas informó los gastos de comercialización en forma separada para las comunas de Los Ángeles (Región del Biobío) y Chillán (perteneciente a la Región del Biobío hasta el 2016 y a la Región de Ñuble desde el 2018), por lo que se pudo identificar sin inconveniente los gastos de comercialización pertenecientes a las

regiones de Biobío y Ñuble generados en el periodo 2007 a 2016. La asignación corresponde a lo invertido por la empresa concesionaria en cada región.

- Año 2017:

Para este año la empresa no informó los gastos de comercialización separados por comuna como lo había hecho en el año 2016. Por tanto, para realizar el desglose se consideraron la cantidad de clientes atendidos por Intergas para la Región del Biobío por una parte, y para la Región de Ñuble, por otra.

- Año 2018-2020:

La empresa concesionaria presentó la información separada para las dos zonas de concesión, sin embargo, el análisis de eficiencia realizado por la CNE para los informes de chequeo de rentabilidad correspondientes a estos años se realizó sólo para la Región del Biobío, la cual contenía, en ese momento, a la Región de Ñuble. La asignación para cada zona de concesión se realizó de acuerdo con el porcentaje de gastos de comercialización presentados por Intergas para cada zona de concesión, antes de aplicar el criterio de eficiencia utilizado en los chequeos de rentabilidad de este periodo.

- Año 2021:

La empresa concesionaria presentó la información separada para las zonas de concesión de las regiones de Biobío y Ñuble. En esta oportunidad la CNE realizó el análisis de eficiencia por separado para cada zona de concesión, por lo tanto, los gastos de comercialización considerados corresponden al análisis de lo presentado por la empresa para cada zona.

Finalmente, los gastos de comercialización del año 2022 considerados eficientes por zona de concesión se muestra en la tabla a continuación.

Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización 2022

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 6,0% para todas sus zonas de concesión. La cuota anual de amortización total de estos gastos que se considera para el año 2022, 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 2022

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del CAPÍTULO I: del presente Informe se obtiene el VNR para el año 2022 desagregado por año de entrada en operación, el que se presenta en la tabla siguiente.

Tabla II.5: Costos de Inversión año calendario 2022 (VNR) por Zona de Concesión (M\$)

Zona de Concesión (Región)	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2007	2008-2022	
Biobío			
Ñuble			
La Araucanía			

El detalle del VNR en términos del valor base 2020 y las incorporaciones de los años 2021 y 2022, se encuentran en los archivos VNR_IG_2022_VIII_ITD, VNR_IG_2022_IX_ITD y VNR_IG_2022_XVI_ITD en la hoja "Resumen VNR", para cada zona de concesión. Asimismo, el VNR 2022 desagregado por tipo de instalación y por año de entrada en operación se encuentra para cada zona de concesión en los archivos ChR_IG_2022_VIII_ITF, ChR_IG_2022_IX_ITF y ChR_IG_2022_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 2022

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.

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 2007)			
AVNR2 (2008-2022)			
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 0,35%, en la Región de Ñuble es de 7,51% y en la zona de concesión Región de la Araucanía es de 6,12%.

5.1. Tasa de rentabilidad económica promedio 2020-2022

La tasa de costo de capital definida en el Informe TCC y en las posteriores actualizaciones de la tasa libre de riesgo, para la Región de La Araucanía, corresponde a 6,00% para cada uno de los años 2020, 2021 y 2022. 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 periodo 2020 a 2022 corresponde a 9,00% para las zonas de concesión de las regiones mencionadas.

Adicionalmente, y considerando que para efectos de este chequeo de rentabilidad se consideran nuevas zonas de concesión a la Región del Biobío y a la Región de Ñuble, sus tasas de costo de capital para el año 2022 fueron calculadas en el CAPITULO III numeral 2 de este informe y corresponde a 6,00% para ambas regiones. Para estas zonas de concesión la rentabilidad económica máxima permitida para el año 2022 es 9,00%.

Finalmente, las tasas y el promedio móvil de rentabilidad obtenidas por la empresa Intergas en el periodo 2020 – 2022, para las zonas de concesión que se indican, son las siguientes:

Zona de Concesión	Rentabilidad Anual			Rentabilidad promedio del trienio
	2020	2021	2022	
Región del Biobío	N.A.	N.A.	0,35%	0,35%
Región de Ñuble	N.A.	N.A.	7,51%	7,51%
Región de La Araucanía	5,96%	5,83%	6,12%	5,97%

CAPÍTULO III: CÁLCULO DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL Y DEL FACTOR INDIVIDUAL PARA LAS ZONAS DE CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE ÑUBLE

1. CÁLCULO DEL FACTOR INDIVIDUAL

En conformidad al artículo 189 del Reglamento, en caso de la entrada en operación de una nueva Zona de Concesión durante el cuatrienio de vigencia de la resolución a la que se refiere el Artículo 177, los componentes a que se refieren los literales a) a c) del Artículo 174 serán aquellos contenidas en la referida resolución. Por su parte, tratándose del factor individual de la tasa de costo de capital asociado a esta nueva Zona de Concesión, éste será determinado por la Comisión en el informe preliminar referido al primer chequeo de rentabilidad al que se refiere el Artículo 13 del Reglamento.

En consecuencia, el factor individual de la tasa de costo de capital aplicable a las zonas de concesión Región del Biobío y Región de Ñuble, se determina de acuerdo con la metodología establecida en los artículos 181, 182, 183, 184 y 185 del Reglamento.

De conformidad a lo dispuesto en la Ley y en el Reglamento, el factor individual por zona de concesión se determina según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación que enfrente la respectiva empresa concesionaria. El factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

El Reglamento establece que el factor individual por zona de concesión se determina ponderando un factor por tamaño y un factor por riesgos específicos. La ponderación de ambos factores es 50%. De la metodología descrita en el Reglamento y del análisis presentado en el ANEXO III, el resultado para el factor individual y sus componentes se muestra en los siguientes cuadros:

Factor por Tamaño:

Factor	Valor	Ponderación	Factor por Tamaño
1. Factor por tamaño	1,00%	50%	0,5%

Factor por Riesgos Específicos:

Factor	Valor	Ponderación	Valor * Ponderación
2.1. Estabilidad del negocio	5	33%	1,65
2.2. Concentración de clientes	5	33%	1,65
2.3. Dependencia del proveedor	5	34%	0,70
2. Factor por riesgos específicos		50%	0,5%*

* Corresponde al valor establecido para el factor por riesgos específicos, de acuerdo con la sumatoria de la ponderación por el valor obtenido para cada factor.

Por lo anterior, el factor individual por zona de concesión de la empresa Intergas en las zonas de concesión de la Región del Biobío y de la Región de Ñuble es 1,00%.

2. CÁLCULO DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA LOS AÑOS 2022 Y 2023

De acuerdo a la Resolución CNE N° 314, 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; y a las Resoluciones CNE N° 320 y N° 911, que actualizan, respectivamente, la 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, las tasas de costo de capital aplicables a los cheques de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendarios 2022 y 2023 de Intergas en la Región del Biobío y en la Región de Ñuble son las siguientes:

Zona de concesión Región del Biobío

Año calendario	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de mercado (B)	Riesgo sistemático (C)	Factor Individual (D)	Tasa de costo de capital (Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%)
2022	1,22%	7,03%	0,512	1,00%	6,00%
2023	1,87%	7,03%	0,512	1,00%	6,47%

Zona de concesión Región de Ñuble

Año calendario	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de mercado (B)	Riesgo sistemático (C)	Factor Individual (D)	Tasa de costo de capital (Máximo valor entre (A)+(B)*(C)+(D) y 6%)
2022	1,22%	7,03%	0,512	1,00%	6,00%
2023	1,87%	7,03%	0,512	1,00%	6,47%

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 concesionarias⁵ para el periodo 2013-2022. De este modo, los valores resultantes fueron de 23,67% y 29,22% para α y β , respectivamente⁶.

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.

Tabla I.1: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas

$\alpha = 23,67\%$; $\beta = 29,22\%$

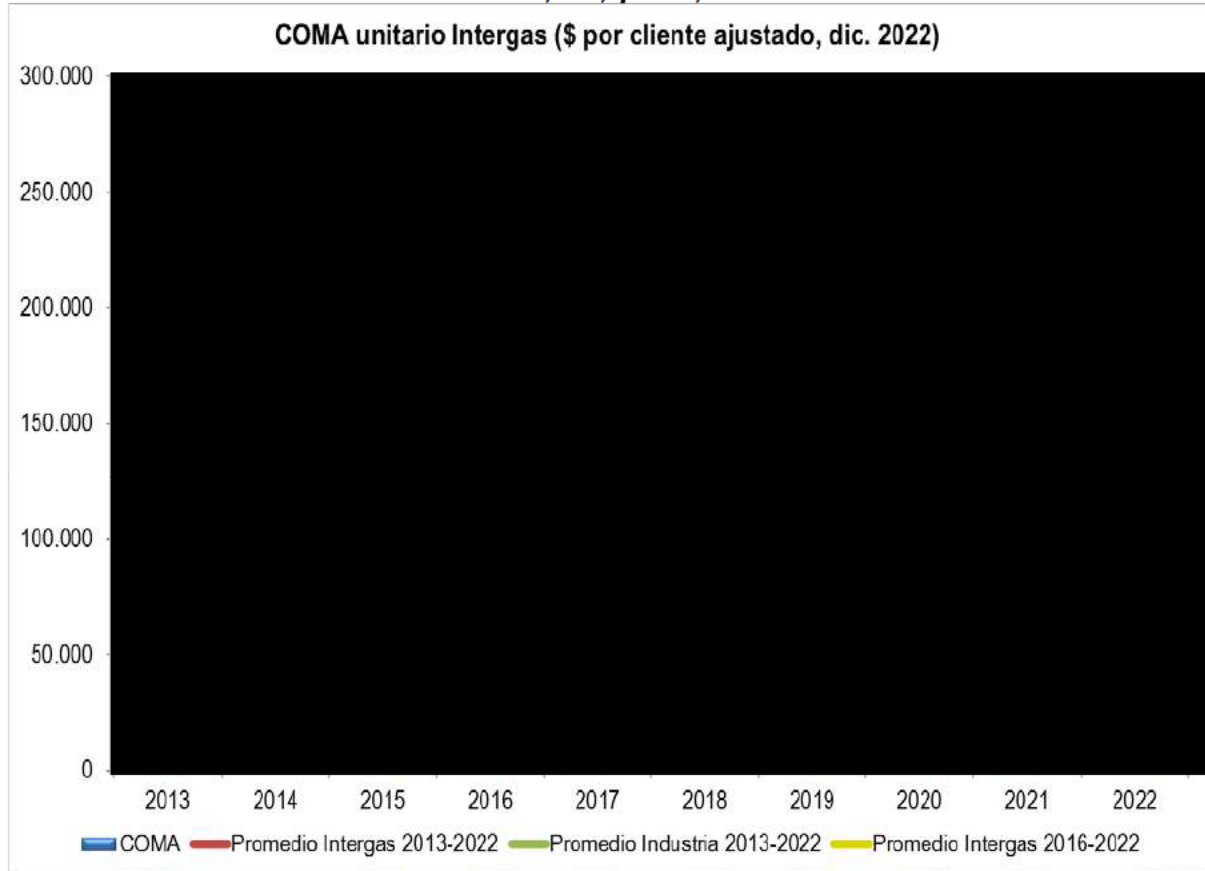
Año	Clientes	Volumen de gas [m ³]	Extensión de la red [km]	Número ajustado de clientes	COMA unitario [\$ diciembre 2022]
2013					
2014					
2015					
2016					
2017					

⁵ 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.

⁶ La información del periodo 2013-2018 fue homologada al formato señalado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria establecido por la Resolución Exenta CNE N° 828 de 2019.

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

Gráfico I.1: COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 23,67\%$; $\beta = 29,22\%$



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de Intergas para el año 2022 es un [REDACTED] que el COMA unitario de Intergas para el año 2021. Asimismo, el COMA unitario de Intergas para el año 2022 es un [REDACTED] al COMA unitario promedio de Intergas para el período 2013-2022 (calculado como el promedio aritmético), y un [REDACTED] al COMA unitario promedio de Intergas para el período 2016-2022.

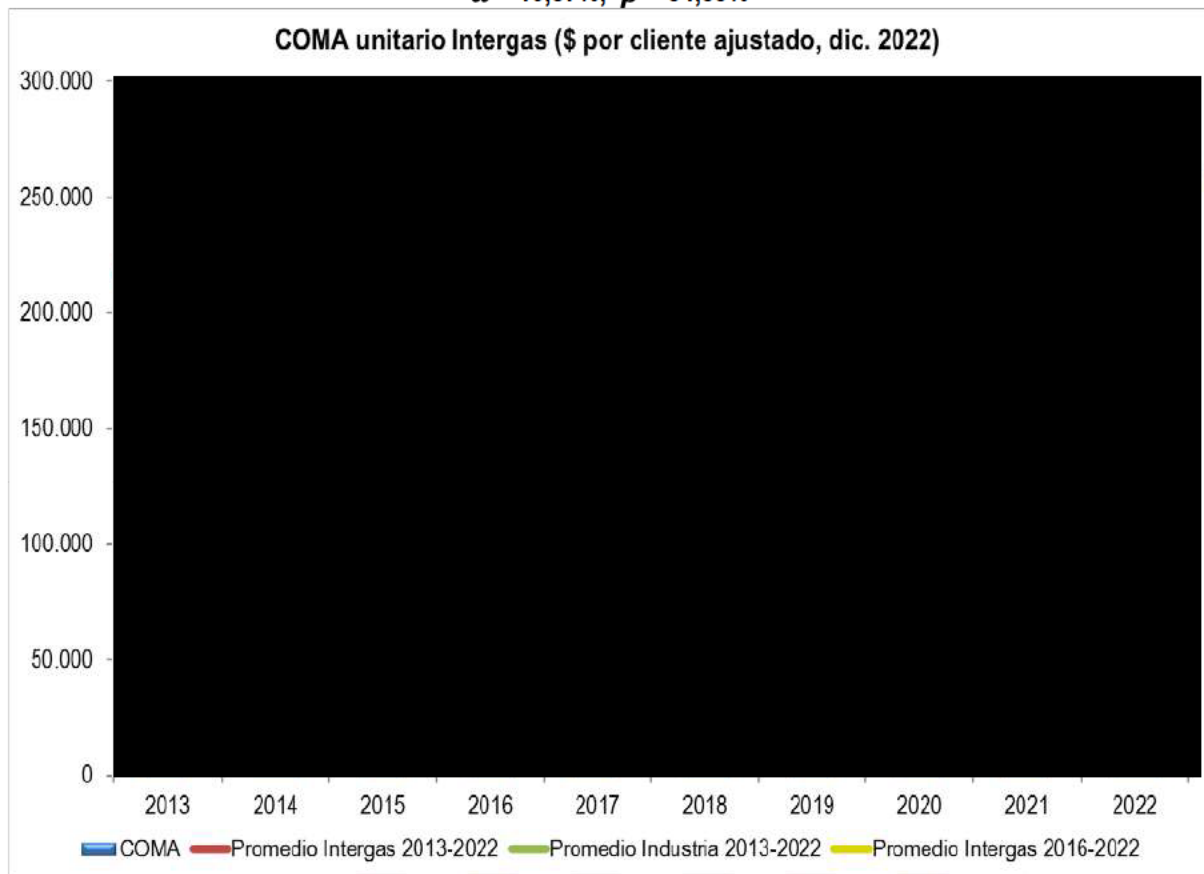
Por otro lado, el COMA unitario de Intergas para el año 2022 es un [REDACTED] al menor COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2022.

Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros α y β , estos también se determinaron utilizando información sólo del período 2016-2022. Si se estiman los valores de α y β utilizando la información de la industria, α y β toman valores de 10,87% y 34,33%, 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
 $\alpha = 10,87\%$; $\beta = 34,33\%$

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

Gráfico I.2: COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 10,87\%$; $\beta = 34,33\%$



Con estos nuevos valores para los parámetros α y β , el COMA unitario de Intergas para el año 2022 es un [REDACTED] al COMA unitario de Intergas para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de Intergas para el año 2022

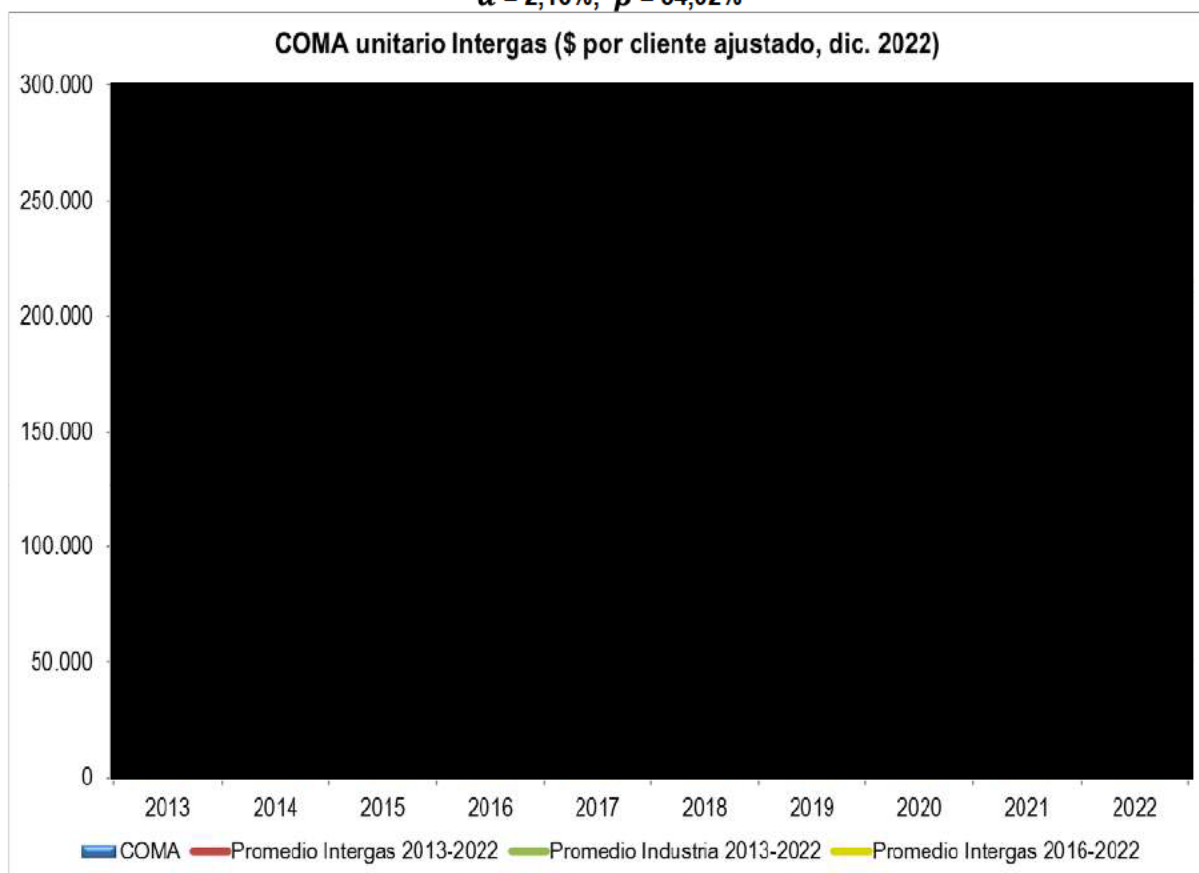
es un [REDACTED] que el COMA unitario promedio aritmético de Intergas para el periodo 2013-2022, y un [REDACTED] al COMA unitario promedio de Intergas para el periodo 2016-2022.

Finalmente, los parámetros α y β , se determinan también utilizando información únicamente del año 2022. Si se estiman los valores de α y β utilizando la información de la industria, α y β toman valores de 2,16% y 34,92%, 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
 $\alpha = 2,16\%$; $\beta = 34,92\%$

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

Gráfico I.3: COMA unitario – Intergas
 $\alpha = 2,16\%$; $\beta = 34,92\%$



Con estos valores para los parámetros α y β , el COMA unitario de Intergas para el año 2022 es un [REDACTED] al COMA unitario de Intergas para el año anterior, un [REDACTED] que el COMA unitario de Intergas para el periodo 2013-2022, y un [REDACTED] que el COMA unitario de la misma empresa para el periodo 2016-2022. 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
 $\alpha = 23,67\%$; $\beta = 29,22\%$

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

Gráfico I.4: COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 23,67\%$; $\beta = 29,22\%$

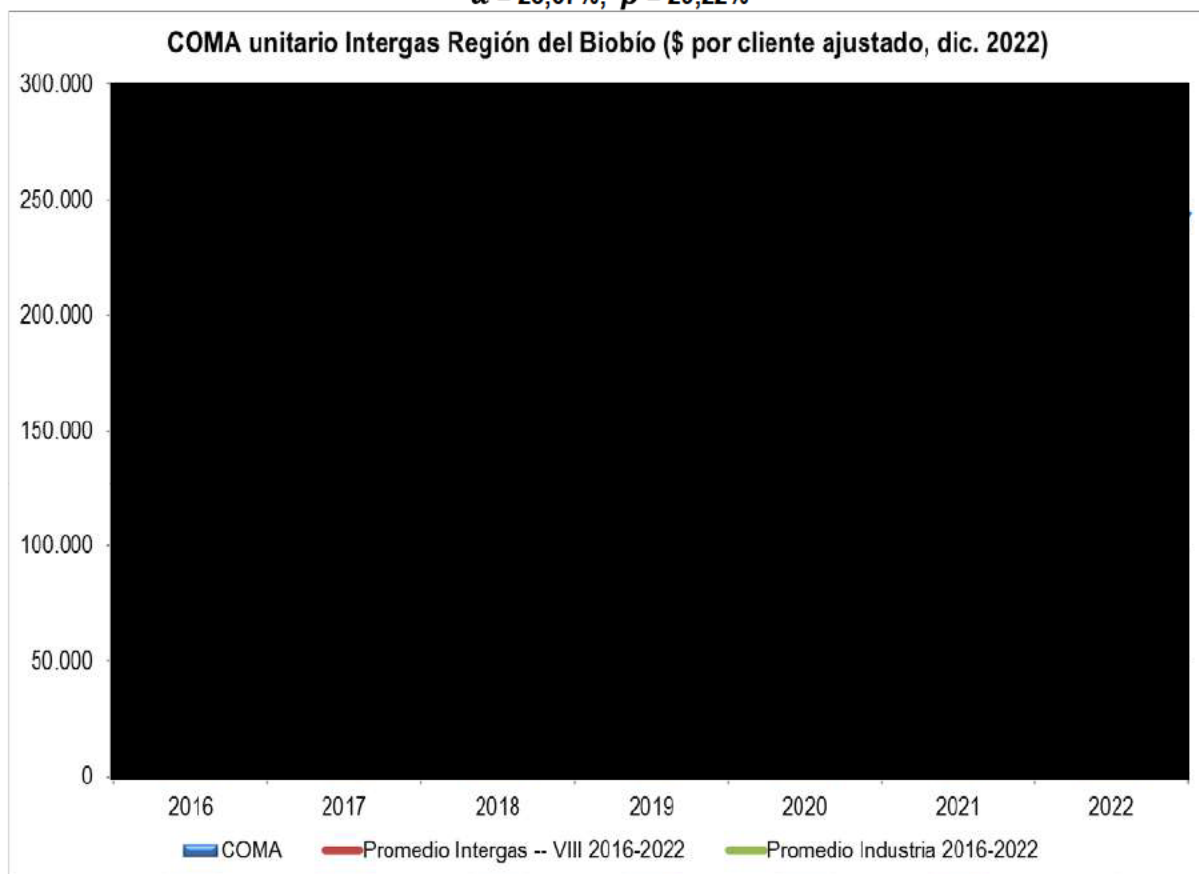


Tabla I.5: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 10,87\%$; $\beta = 34,33\%$

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

Gráfico I.5: COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 10,87\%$; $\beta = 34,33\%$

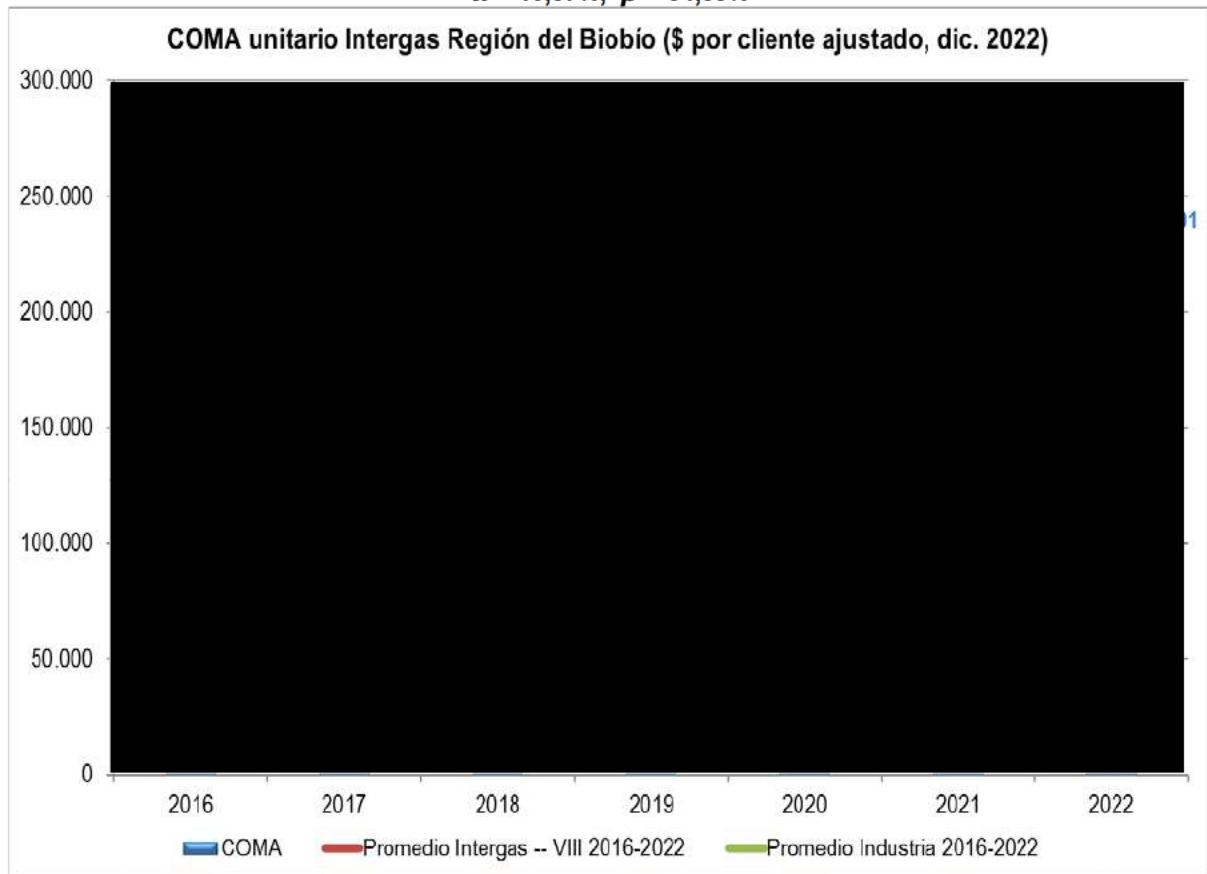
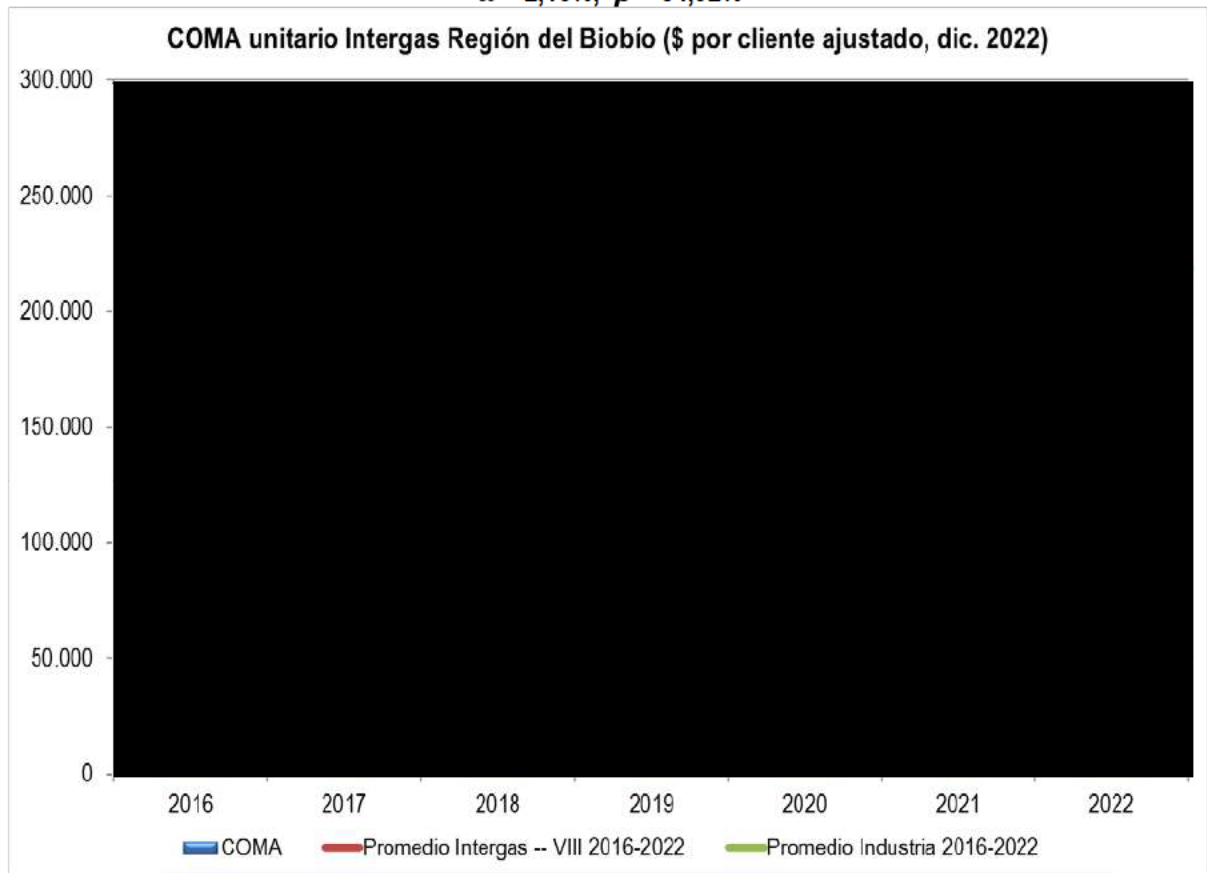


Tabla I.6: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 2,16\%$; $\beta = 34,92\%$

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

Gráfico I.6: COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = 2,16\%$; $\beta = 34,92\%$



Se puede observar que el costo unitario de Intergas en la Región del Biobío para el año 2022 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 2022 es entre un [redacted] y un [redacted] que el COMA unitario de la misma empresa en la misma zona de concesión para el período 2016-2022.

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 la Región de La Araucanía.

Tabla I.7: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 23,67\%$; $\beta = 29,22\%$

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

Gráfico I.7: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 23,67\%$; $\beta = 29,22\%$



Tabla I.8: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 10,87\%$; $\beta = 34,33\%$

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

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

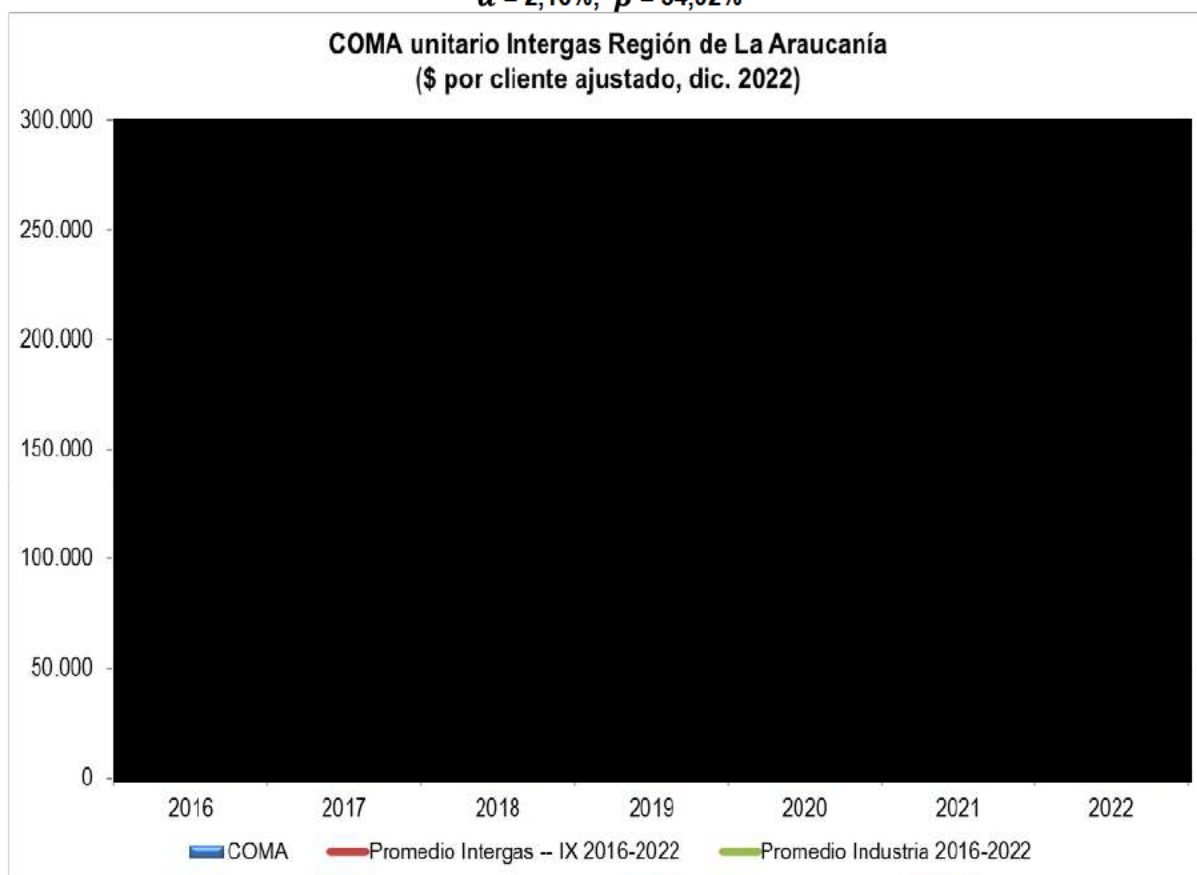
Gráfico I.8: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 10,87\%$; $\beta = 34,33\%$



Tabla I.9: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 2,16\%$; $\beta = 34,92\%$

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

Gráfico I.9: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = 2,16\%$; $\beta = 34,92\%$



Se puede observar que el costo unitario de Intergas en la Región de La Araucanía para el año 2022 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 La Araucanía para el año 2022 es entre un [REDACTED] que el COMA unitario de la misma empresa en la misma zona de concesión para el período 2016-2022.

En el caso de la Región de Ñuble, se cuenta con información para un solo año, por lo que no es posible realizar el análisis efectuado para las Regiones del Biobío y de La Araucanía. No obstante, al considerar las Regiones del Biobío y de Ñuble como una sola zona de concesión, se obtienen resultados similares a los ya señalados.

Del análisis presentado se desprende que no hay suficiente información disponible para realizar un ajuste por eficiencia a los costos de explotación de Intergas en alguna de sus zonas de concesión.

Cabe tener presente que los costos de explotación para el año 2022 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 2022, 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 2022

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 los años 2021 y 2022 en esta zona de concesión. Esta información se encuentra contenida en el archivo VNR_IG_2022_VIII_ITD, en la hoja Tabla 1 adjunto al presente informe.

Adicionalmente, en la Tabla 2 del archivo VNR_VIII_2022_V_ITD.xls adjunto al presente informe, se muestra la cantidad de medidores declarados como reincorporaciones para el presente chequeo de rentabilidad 2022 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, se descuentan los bienes indicados en la Tabla 3 del archivo Excel VNR_IG_2022_VIII_ITD.xls adjunto al presente informe.

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2022 resultante se muestra en la hoja ResumenVNR Informe 08, del archivo Excel VNR_IG_2022_VIII_ITD.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_2022_VIII_ITD.xls, en la hoja Tabla 4; y la valorización del VNR 2022 resultante de rotura y reposición de pavimentos se muestra en la tabla ResumenVNR Informe08, del archivo Excel VNR_IG_2022_VIII_ITD.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 2022:

- a) Activos que no cuenten con la Puesta en Servicio red de Distribución de Gas de Red (TC1), declarados como adiciones para los años 2021 y 2022.
- 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 2022 resultante se muestra en la hoja ResumenVNR Informe08 del archivo Excel VNR_IG_2022_VIII_ITD.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 los años 2021 y 2022 en esta zona de concesión. Esta información se encuentra contenida en el archivo VNR_IG_2022_IX_ITD, en la hoja Tabla 1 adjunto al presente informe.

Adicionalmente, en la Tabla 2 del archivo VNR_IG_2022_IX_ITD.xls adjunto al presente informe, se muestra la cantidad de medidores declarados como reincorporaciones para el presente chequeo de rentabilidad 2022 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, se descuentan los bienes indicados en la Tabla 3 del archivo Excel VNR_IG_2022_IX_ITD.xls adjunto al presente informe.

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2022 resultante se muestra en la hoja ResumenVNR Informe 09, del archivo Excel VNR_IG_2022_IX_ITD.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_2022_IX_ITD.xls, en la hoja Tabla 4; y la valorización del VNR 2022 resultante de rotura y reposición de pavimentos se muestra en la tabla ResumenVNR Informe09, del archivo Excel VNR_IG_2022_IX_ITD.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 2022:

- a) Activos que no cuenten con la Puesta en Servicio red de Distribución de Gas de Red (TC1), declarados como adiciones para los años 2021 y 2022.
- 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.

Los activos descontados conforme a los literales anteriores se pueden visualizar en la Tabla 4 del archivo VNR_IG_2022_IX_ITD.xls adjunto al presente informe.

A partir de la corrección anterior, el detalle del VNR 2022 resultante se muestra en la hoja ResumenVNR del archivo Excel VNR_IG_2022_IX_ITD.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 los años 2021 y 2022 en esta zona de concesión. Esta información se encuentra contenida en el archivo VNR_IG_2022_XVI_ITD, 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, se descuentan los bienes indicados en la Tabla 3 del archivo Excel VNR_IG_2022_XVI_ITD.xls adjunto al presente informe.

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2022 resultante se muestra en la hoja ResumenVNR Informe 16, del archivo Excel VNR_IG_2022_XVI_ITD.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_2022_XVI_ITD.xls, en la hoja Tabla 4; y la valorización del VNR 2022 resultante de rotura y reposición de pavimentos se muestra en la tabla ResumenVNR Informe16, del archivo Excel VNR_IG_2022_XVI_ITD.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 2022:

- a) Activos que no cuenten con la Puesta en Servicio red de Distribución de Gas de Red (TC1), declarados como adiciones para los años 2021 y 2022.
- 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.

Los activos descontados conforme a los literales anteriores se pueden visualizar en la Tabla 4 del archivo VNR_IG_2022_XVI_ITD.xls adjunto al presente informe.

A partir de la corrección anterior, el detalle del VNR 2022 resultante se muestra en la hoja ResumenVNR del archivo Excel VNR_IG_2022_XVI_ITD.xls adjunto al presente informe.

ANEXO III: FACTOR INDIVIDUAL PARA LAS ZONAS DE CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE ÑUBLE

De acuerdo con lo dispuesto en el penúltimo inciso del artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, en el caso de la entrada en operación de una nueva zona de concesión, corresponde a la Comisión determinar el factor individual de la tasa de costo de capital asociado a esta nueva zona de concesión.

El factor individual por zona de concesión se determina según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación que enfrente la respectiva empresa. El factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

El artículo 182 del Reglamento establece que el factor individual por zona de concesión se determina ponderando un factor por tamaño y un factor por riesgos específicos. La ponderación de ambos factores es 50%.

1 FACTOR POR TAMAÑO

El factor por tamaño se determina considerando los ingresos de actividades ordinarias de las Empresas Concesionarias, de acuerdo a lo indicado en el artículo 183 del Reglamento.

Según lo indicado en la Resolución CNE N° 314, la empresa de mayor tamaño es Metrogas. Dado que los ingresos de actividades ordinarias de Intergas representan menos del 5% de los ingresos de actividades ordinarias de Metrogas⁷, el factor por tamaño de Intergas es 1,00%.

2 FACTOR POR RIESGOS ESPECÍFICOS

El factor por riesgos específicos se determina considerando los siguientes conceptos de riesgo: estabilidad del negocio, concentración de la demanda y dependencia del proveedor, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 184 del Reglamento.

Los conceptos de riesgo señalados en el párrafo precedente son valorizados y ponderados de acuerdo a lo indicado en el siguiente cuadro:

Valorización y ponderación de riesgos específicos		
Concepto de riesgo	Valorización	Ponderación
Estabilidad del negocio	¿Cuál es el coeficiente de variabilidad del volumen de ventas de gas a los Consumidores del Servicio Público de Distribución de Gas de las Empresa Concesionaria en una determinada Zona de Concesión? Mayor de 10,0% – Riesgo alto: 5 puntos. Mayor de 7,5% y menor o igual a 10% – Riesgo moderadamente alto: 4 puntos. Mayor de 5,0% y menor o igual a 7,5% – Riesgo moderado: 3 puntos. Mayor de 2,5% y menor o igual a 5,0% – Riesgo moderadamente bajo: 3 puntos. Menor o igual a 2,5% – Riesgo bajo: 1 punto.	33%

⁷ Información correspondiente al año 2020.

<p>Concentración de la demanda</p>	<p>¿Cuánto representa el volumen de ventas de gas a los 5 mayores Consumidores del Servicio Público de Distribución de Gas, en una determinada Zona de Concesión, del total del volumen de ventas de la Empresa Concesionaria en dicha zona?</p> <p>Más del 30% – Riesgo alto: 5 puntos.</p> <p>Más del 25% y menor o igual a 30% – Riesgo moderadamente alto: 4 puntos.</p> <p>Más del 20% y menor o igual a 25% – Riesgo moderado: 3 puntos.</p> <p>Más del 15% y menor o igual a 20% – Riesgo moderadamente bajo: 2 puntos.</p> <p>Menor o igual a 15% – Riesgo bajo: 1 punto.</p>	<p>33%</p>
<p>Dependencia del proveedor de gas</p>	<p>¿Puede la Empresa Concesionaria, en una determinada Zona de Concesión, cambiar de proveedor de suministro de gas sin disminuir la Calidad del Servicio de Gas o aumentar significativamente los costos?</p> <p>Esta capacidad será evaluada en función de los siguientes criterios:</p> <p>i) el número de proveedores de suministro de gas a los que podría acceder a través de sus instalaciones o de sus empresas relacionadas;</p> <p>ii) duración de los contratos de suministro de gas que tenga suscritos;</p> <p>iii) puntos de entrega del suministro de gas establecido en los contratos; y</p> <p>iv) modalidad de abastecimiento.</p> <p>No – Riesgo alto: 5 puntos</p> <p>Sí – Riesgo bajo: 1 punto</p> <p>Los fundamentos del puntaje asignado deberán explicitarse en el respectivo Informe Técnico de Tasa de Costo de Capital.</p>	<p>34%</p>

2.1 Estabilidad del negocio

Según lo dispuesto en los artículos 13 y 14 del Reglamento, las zonas de concesión Región del Biobío y Región de Ñuble se deben considerar como nuevas zonas de concesión.

Si bien Intergas opera en las zonas geográficas de las actuales regiones del Biobío y de Ñuble hace más de seis años, la constitución de la región de Ñuble modificó las condiciones de operación en dichas zonas geográficas. En este sentido, dado que la Región de Ñuble se constituyó hace menos de seis años, se considera que Intergas tiene menos de seis años de operación en la nueva zona de concesión Región de Ñuble, puesto que antes de la referida constitución, dicha zona de concesión era parte de la región del Biobío. Asimismo, dado que la zona de concesión de la Región del Biobío no es la misma debido a la creación de la Región de Ñuble, se considera que Intergas también tiene menos de seis años de operación en la “nueva” zona de concesión Región del Biobío.

De acuerdo con el inciso final del artículo 184 del Reglamento que establece que, para aquellas Empresas Concesionarias que tengan menos de seis años de operación en la Zona de Concesión, el concepto de riesgo estabilidad del negocio será valorizado con un puntaje equivalente al riesgo alto. Por lo tanto, a Intergas se le asigna 5 puntos por este concepto de riesgo en las nuevas zonas de concesión Región del Biobío y Región de Ñuble.

2.2 Concentración de clientes

De acuerdo con antecedentes proporcionados por la empresa Intergas para las ventas de gas realizadas durante el año 2022, en la Región de Biobío y en la Región de Ñuble, esta Comisión determina el porcentaje del volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas para cada zona de concesión.

El volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas de la empresa concesionaria Intergas en la Región del Biobío y en la Región de Ñuble, es mayor al 30% del total de volumen de ventas en cada región y para cada año, por lo que este concepto de riesgo se valoriza en 5 puntos para esta empresa en estas nuevas zonas de concesión.

2.3 Dependencia del proveedor

En relación con el número de proveedores de suministro de gas a los que Intergas podría acceder a través de sus instalaciones o de sus empresas relacionadas, se analiza el acceso al gas natural u otro tipo de gas utilizado para el servicio de distribución, teniendo presente que, en general, no todas las empresas concesionarias tienen acceso al mercado internacional del gas natural, configurándose un mercado secundario de éste. En este sentido, las empresas que sólo pueden comprar en este mercado secundario se ven más expuestas a las variaciones de precios, sobre todo si se considera que los proveedores de mercado secundario son pocos y algunos de éstos son también distribuidores de gas natural.

Si bien, Intergas podría tener acceso al mercado de gas argentino, y considerando que la duración de los contratos de suministro de gas son de corto plazo no constituyendo una barrera para cambiarse de proveedor, debido a las características estacionales y administrativas de este mercado, así como a las características de la infraestructura de transporte a la que accede Intergas en las zonas de concesión de la Región del Biobío y de la Región de Ñuble, se concluye que no existen suficientes proveedores a los que pueda acceder esta empresa y que le permitan cambiarse de proveedor de suministro de gas sin disminuir la calidad del servicio de gas o aumentar significativamente los costos.

En conclusión, Intergas presenta una alta dependencia del proveedor de gas en las zonas de concesión de la Región del Biobío y de la Región de Ñuble, por lo que este concepto de riesgo se valoriza con 5 puntos.

2.4 Valor factor por riesgos específicos

De acuerdo al artículo 185 del Reglamento, el factor por riesgos específicos se determina a partir del puntaje ponderado obtenido según la valorización de los conceptos de riesgos específicos de acuerdo al siguiente cuadro:

Factor por riesgos específicos según valorización de riesgos específicos

Puntaje	Factor por riesgos específicos
Mayor o igual a 1 punto y menor a 1,5 puntos	0,00%
Mayor o igual a 1,5 puntos y menor a 2 puntos	0,14%
Mayor o igual a 2 puntos y menor a 2,5 puntos	0,29%
Mayor o igual a 2,5 puntos y menor a 3 puntos	0,43%
Mayor o igual a 3 puntos y menor a 3,5 puntos	0,57%
Mayor o igual a 3,5 puntos y menor a 4 puntos	0,71%
Mayor o igual a 4 puntos y menor a 4,5 puntos	0,86%
Mayor o igual a 4,5 puntos	1,00%

Dado que el puntaje de Intergas en la Región del Biobío y en la Región de Ñuble es de 5 puntos, el factor por riesgos específicos resultante es 1,00% para ambas zonas de concesión.

3 VALOR FACTOR INDIVIDUAL ZONAS DE CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE ÑUBLE

De acuerdo a lo señalado en las secciones precedentes, el factor individual por zona de concesión de la empresa Intergas en la Región del Biobío y en la Región del Ñuble es 1,00%.

ANEXO IV:MEMORIA DE CÁLCULO

Forman parte del presente Informe, los siguientes archivos:

- VNR 2022 de Intergas para la zona de concesión Región del Biobío “VNR_IG_2022_VIII_ITD.xls”
- VNR 2022 de Intergas para la zona de concesión Región de Ñuble “VNR_IG_2022_XVI_ITD.xls”
- VNR 2022 de Intergas para la zona de concesión Región de la Araucanía “VNR_IG_2022_X_ITD.xls”
- Cálculo de Rentabilidad de Intergas para la zona de concesión Región del Biobío “ChR_IG_2022_VIII_ITF.xls”
- Cálculo de Rentabilidad de Intergas para la zona de concesión Región de Ñuble “ChR_IG_2022_XVI_ITF.xls”
- Cálculo de Rentabilidad de Intergas para la zona de concesión Región de la Araucanía “ChR_IG_2022_IX_ITF.xls”
- Datos análisis de eficiencia COMA Intergas “Ajuste_eficiencia.IG.xls”
- Cálculo de los Gastos de comercialización GC_IG_2022.xls

ARTÍCULO SEGUNDO: Convalídese las Resoluciones Exentas CNE N° 368 y N° 438, de 2023, que aprueban los Informes de Rentabilidad Anual Preliminar y 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 2022, respectivamente, y determínese mediante el presente acto administrativo el factor individual de la tasa de costo de capital asociado a las nuevas Zonas de Concesión de la regiones de Ñuble y de Biobío de la empresa Intergas S.A., en cumplimiento de los artículos 30 bis de la Ley y 189 del Reglamento, quedando de esta forma establecido en el "Capítulo III: Cálculo de la tasa de costo de capital y del factor individual para las zonas de concesión Región del Biobío y Región de Ñuble" y en el "Anexo III: Factor Individual para las Zonas de Concesión Región del Biobío y Región de Ñuble", ambos del Informe de Rentabilidad Anual aprobado por el ARTÍCULO PRIMERO de la presente resolución.

ARTÍCULO TERCERO: 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: 2023.11.20 17:03:10 -03'00'

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

MFH/YSM/PLV/RGF/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