

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 2019.

SANTIAGO, 30 de noviembre de 2020.

RESOLUCION EXENTA N° 451

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión" o "CNE", modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "Ley de Servicios de Gas" o la "Ley", especialmente, su artículo 33 quáter;
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica, en adelante "Ley N° 20.999", publicada en el Diario Oficial con fecha 9 de febrero de 2017;
- d) Lo 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;

- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 406, de 31 de julio de 2017, publicada en el Diario Oficial el 16 de agosto de 2017, que Establece normas para la elaboración del Informe de Rentabilidad Anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas, prorrogada mediante Resolución Exenta CNE N° 564 de 2018, y modificada mediante Resoluciones Exentas CNE N° 453 y 466, ambas de 2019, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 406";
- f) Lo señalado en la Resolución Exenta 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, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 426";
- g) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 737, de fecha 21 de diciembre 2017, que Actualiza Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa libre de riesgo de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32 de la Ley de Servicio de Gas, correspondiente al proceso de chequeo de rentabilidad para el año calendario 2018, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 737" y lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 803, de fecha 19 de diciembre de 2018, que Actualiza Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa libre de riesgo, fijada mediante Resolución CNE N° 426 referida en el literal precedente, 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 2019, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 803";
- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 754, de 27 de diciembre de 2017, 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° 754";
- i) Lo señalado en la la Resolución Exenta CNE N° 774, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2016;

- j) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 687, de fecha 22 de octubre de 2018, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2017;
- k) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 807, de fecha 23 de diciembre de 2029, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., correspondiente al año calendario 2018;
- l) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 93, de fecha 20 de marzo de 2020, que Dispone plazos especiales para el proceso de chequeo de rentabilidad correspondiente al año 2019, contemplado en la Ley de Servicios de Gas, en consideración de las circunstancias extraordinarias que se indican, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 93";
- m) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 356, de fecha 11 de septiembre de 2020, 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 2019, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 356";
- n) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 402, de fecha 28 de octubre de 2020, 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 2019, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 402";
- o) El certificado del H. Panel de Expertos, remitido mediante Carta P. Ex. N° 161/2020, de fecha 13 de noviembre de 2020; y
- p) 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, mediante la Resolución CNE N° 406, esta Comisión estableció las normas procedimentales y criterios metodológicos necesarios para la elaboración de los Informes de Rentabilidad Anuales por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red;
- d) Que, por su parte, el artículo 33 quáter de la Ley señala que antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión. La misma disposición añade que a partir de la fecha de notificación de dicho informe, las empresas dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a la Comisión;
- e) Que, la Resolución CNE N° 93 postergó el plazo establecido en el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas por el término de un mes, esto es, desde el 15 de agosto al 15 de septiembre del presente año;
- f) Que, en cumplimiento de lo señalado en el literal precedente, mediante Resolución CNE N° 356, 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 2019;

- g) Que, verificado el plazo legal establecido en el artículo 33 quáter de la Ley de Servicio de Gas, la empresa Intergas S.A. no presentó sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N° 356;
- h) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 33 quáter de la Ley, la Comisión aprobó, mediante Resolución N° 402, 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 2019;
- i) Que, de conformidad a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 33 quáter de la Ley y de la circunstancia descrita en el literal g) de Considerando, la empresa Intergas S.A. estaba impedida de presentar discrepancias ante el Panel de Expertos;
- j) Que, según consta en certificado emitido por el Panel de Expertos con fecha 13 de noviembre de 2020, enviado a esta Comisión mediante carta identificada en el literal o) de Vistos, la empresa Intergas S.A. no presentó discrepancias al referido Panel; y
- k) Que, en consecuencia, 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 2019.

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 2019”, 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 2019

*Noviembre de 2020
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	7
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 2019 - CONCESIONES REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA	15
1. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2019	15
2. COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2019	15
2.1. Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2019.....	15
2.2. Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2019	16
3. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2019.....	16
4. COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2019	17
5. TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2019.....	20
5.1 Tasa de rentabilidad económica promedio 2017-2019	20
ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN	21
ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA.....	29
1.1. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	29
1.2. COSTOS DE EXPLOTACIÓN.....	29
1.3. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN	31
ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2019	34
1. REGIÓN DEL BÍOBÍO.....	34
1.1. Verificaciones previas	34
1.2. Valorización de rotura y reposición de pavimentos.....	35
1.3. Aplicación de indicadores de eficiencia	35
2. REGIÓN DE LA ARAUCANÍA.....	38
2.1. Verificaciones previas	38

2.2. Valorización de rotura y reposición de pavimentos.....	38
2.3. Aplicación de indicadores de eficiencia	39
ANEXO IV: MEMORIA DE CÁLCULO.....	41

INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la Comisión, de acuerdo al 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.

Se entenderá por zona de concesión, de acuerdo a 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”.

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. No obstante, en virtud de lo dispuesto en el artículo segundo de la Resolución Exenta CNE N° 93 de 20 de marzo de 2020, dicho plazo se postergó, en forma excepcional, desde el 15 de agosto al 15 de septiembre del presente año.

En cumplimiento de dicha norma legal, la Comisión dictó la Resolución Exenta CNE N° 356, de fecha 11 de septiembre de 2020, 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 2019. Asimismo, la referida disposición establece que a partir de la fecha de notificación de dicho informe, las empresas dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a la Comisión. Que, vencido el plazo legal aludido, Intergas S.A. no presentó sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar, y por consiguiente, la Comisión emitió la Resolución Exenta N° 402 de 28 de octubre de 2020, que aprobó el Informe de Rentabilidad Anual Definitivo manteniendo los cálculos y resultados obtenidos a propósito del Informe de Rentabilidad Anual Preliminar para ambas zonas de concesión.

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 dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 406, de fecha 31 de julio de 2017, que “Establece normas para la elaboración del Informe de Rentabilidad Anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas”, publicada en el Diario Oficial con fecha 16 de agosto de 2017, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 406”; y a lo dispuesto en la Resolución N° 453, de fecha 29 de julio de 2019, publicada en el Diario Oficial con fecha 5 de agosto de 2019, que modifica la Resolución CNE N° 406, en el sentido de incorporar entre sus disposiciones la hipótesis contenida en el inciso quinto del artículo 30 bis de la Ley de Servicio de Gas, esto es, la entrada en operación de una nueva zona de concesión, rectificadas posteriormente mediante Resolución Exenta CNE N° 466, de fecha 9 de agosto de 2019, publicada en el Diario Oficial con fecha 14 de agosto de 2019.

El presente Informe de Rentabilidad Anual para el año calendario 2019, corresponde a la empresa concesionaria de servicio público de distribución Intergas S.A., y se efectúa, como se indicará más adelante, respecto a sus dos zonas de concesión.

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

1. La información presentada por las empresas concesionarias en conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 ter de la Ley y la Resolución Exenta CNE N° 828 del 31 de diciembre de 2019, que deroga la Resolución Exenta CNE N° 77, de 9 de febrero de 2017, y la Resolución Exenta CNE N° 180, de 8 de marzo de 2018 y establece un nuevo Sistema de Contabilidad Regulatoria, y sus respectivos Sistemas de Cuentas, 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.
2. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de los bienes eficientes de la empresa Intergas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°754, del 27 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A., en adelante “Informe Técnico de VNR¹”.
 3. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2017 de la empresa Intergas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 687, de fecha 22 de octubre de 2018, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A, en adelante “Informe de Rentabilidad Anual 2017”.
 4. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2018 de la empresa Intergas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 807, de fecha 23 de diciembre de 2019, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas S.A, en adelante “Informe de Rentabilidad Anual 2018”.
 5. 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, en adelante, “Resolución CNE N° 426” o “Informe TCC”, y la actualización de su componente de tasa libre de riesgo, aprobada mediante Resolución Exenta CNE N° 737, de 21 de diciembre de 2017 y Resolución Exenta N° 803, de 19 de diciembre de 2018.

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 2019.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2019, las zonas de concesión en operación para Intergas, son las siguientes:

Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2019

Región/zona de concesión	Comunas/localidades operativas	Tipo de gas	Número de clientes

¹ Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante e indistintamente VNR

² En virtud de la publicación de la Ley N° 21.033, que Crea la XVI región de Ñuble y las provincias de Diguillín, Punilla e Itata, el 5 de septiembre de 2017, y lo dispuesto en sus artículo 14 y 16, para los efectos considerados en el Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 752, de 27 de diciembre de 2017, se considerará como una única zona de concesión las regiones del Biobío y de Ñuble durante la vigencia del cuatrienio 2018-2021.

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 la Resolución CNE N° 406, y sus modificaciones. 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 2019.

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 2019. 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 a 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, cuando corresponda, se considera como ingresos anuales de explotación el ingreso por intereses intra-anales 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 2019, 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 2019.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2019 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 2019.

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 a 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, y considerando sólo los gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, los que podrán ser corregidos de acuerdo a 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 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 2019 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 tales cantidades con las informadas como adiciones al VNR; y finalmente, los montos informados por la empresa son comparados 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 comprueba que los montos informados por tipo de bien tengan una correspondencia con las cantidades informadas para cada tipo de bien. En caso de constatar inconsistencias en la referida información (montos que no tienen una cantidad asociada), se hace el ajuste respectivo en el monto del gasto de comercialización equivalente al gasto de las cantidades que no son consistentes con los montos.
- Segunda etapa: con los bienes y gastos de comercialización resultantes de la primera etapa, se hace una comprobación de consistencia entre las cantidades de bienes o instalaciones informadas por la empresa concesionaria en sus gastos de comercialización (resultantes de la primera etapa) y las cantidades de instalaciones que la misma empresa reporta para el cálculo del VNR. A continuación, se detalla el análisis por tipo de instalación:
 - Empalmes: se analiza la consistencia entre lo informado por la empresa concesionaria como empalme en gasto de comercialización, y los empalmes y acometidas nuevas del año 2019 informadas como adiciones al VNR.
 - Gabinetes de medidor: se analiza la consistencia entre la cantidad de medidores nuevos informados por la empresa concesionaria como adiciones al VNR 2019, y la cantidad de gabinetes de medidor informados en los gastos de comercialización. Se considera como máximo de gabinetes de medidor la cantidad de medidores informados como adiciones para el VNR 2019.
 - Instalaciones interiores: se analiza la consistencia entre la cantidad de medidores nuevos informados por la empresa concesionaria como adiciones al VNR 2019, y lo informado por la empresa concesionaria como instalaciones interiores. Se consideran como máximo de instalaciones interiores la cantidad de medidores informados como adiciones para el VNR 2019.
- Tercera etapa: con los gastos de comercialización que cumplen con el análisis de consistencia de la segunda etapa, se hace una revisión y ajuste de los montos reportados por la empresa a partir de una comparación de dichos montos contra modelos constructivos elaborados y valorizados por la Comisión por tipo de bien o instalación y tipo de consumidor (exceptuando consumidor industrial).

A efectos de comparar los montos reportados por la empresa concesionaria con los modelos constructivos elaborados por la Comisión, se realiza un proceso de correspondencia entre las instalaciones reportadas por la empresa concesionaria – resultantes de las dos etapas anteriores- y los referidos modelos. Para el referido

proceso se utiliza información adicional de respaldo solicitada a la empresa concesionaria sobre sus modelos y adicionalmente, del cálculo de sus gastos de comercialización (facturas, bases de datos y estados de pagos, entre otros respaldos), información que se utilizará para la comparación posterior de los montos.

Finalmente, el gasto de comercialización eficiente corresponde al menor valor entre el informado por la empresa resultante del proceso antes descrito y el modelado teóricamente por la CNE, por tipo de consumidor y por tipo de instalación. 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.

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 2017, siendo aplicable dicho plazo a las nuevas zonas de concesión, si corresponde. 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 2019, determinada en el Informe TCC, y su actualización aprobada mediante Resolución Exenta CNE N° 803, de diciembre de 2018.

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, 2017 y 2018 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 2019 determinados de acuerdo a 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 2019, se obtiene de la suma del VNR base eficiente al 31 de diciembre 2016, determinado en el Informe Técnico de VNR, debidamente indexado; el VNR de las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporados en los años 2017 y 2018, determinados en los respectivos Informes de Rentabilidad Anual, debidamente indexados y; el VNR de las instalaciones en redes de distribución incorporadas durante el año 2019 que sean consideradas 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 el año 2019 que sean considerados eficientes.

Las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporadas en el año 2019 a la zona de concesión, se dividen

en dos categorías:

- Adiciones: bienes nuevos puestos en operación durante el año 2019.
- Reincorporaciones: bienes antiguos puestos en operación el año 2019 que no fueron considerados en el Informe Técnico de VNR ni el Informe de Rentabilidad Anual 2018, por tratarse de bienes fuera de uso y por tanto tratados como bienes innecesarios en dichos informes y aquellos bienes que fueron retirados por la aplicación de los criterios de eficiencia en el Informe de Rentabilidad Anual 2018, cuando corresponda.

Respecto de los bienes informados por la empresa concesionaria mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria como incorporados el año 2019 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 en forma complementaria 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 ni al Informe de Rentabilidad Anual 2018; y particularmente, con las redes, se verifica que éstas no estén superpuestas con la red georreferenciada considerada para la zona de concesión en los informes mencionados, con el objeto de evitar la doble contabilización asociada a renovaciones de instalaciones. Adicionalmente, en los casos que se contaba con georreferenciación de límites prediales por zona de concesión, proporcionada por la propia empresa concesionaria, se descuenta de la cantidad informada por la concesionaria las redes terciarias que aparecieran localizadas al interior de la propiedad de los clientes. Para las redes de distribución, se verifica que tengan conectados clientes con consumo. En el caso de acometidas, empalmes y medidores, se verifica que registren consumo durante el año 2019, 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 el año 2019 mediante los respaldos de facturas y compras que las empresas concesionarias entregaron en forma complementaria.

Tampoco se consideran en el VNR 2019 los bienes retirados, esto es, los bienes considerados en el Informe de Rentabilidad Anual 2018 y que fueron dados de baja o se encontraban fuera de uso durante el año 2019.

Finalmente, se aplican los indicadores de eficiencia definidos en el Informe Técnico de VNR a las instalaciones en redes de distribución adicionadas y reincorporadas el año 2019, y en caso que algún tipo de instalación no cumpla con el criterio de eficiencia, se corrige la cantidad a considerar en el VNR 2019 de modo que cumplan con el umbral establecido por dicho criterio.

La valorización de los bienes incorporados en el año 2019 se realiza asimilándolos a las instalaciones de gas u otros bienes muebles e inmuebles de similares características contenidos en el Informe Técnico de VNR y el Informe de Rentabilidad Anual 2018, 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 2019 y el mínimo de los costos unitarios del resto de las empresas concesionarias en sus respectivos Informes Técnicos de VNR debidamente indexados. En caso de que lo anterior no pueda realizarse, se compara la información de costo proporcionada por la empresa concesionaria, incluyendo los respectivos respaldos de compra de la instalación o bien respectivo, con la obtenida del mercado por la Comisión, seleccionándose el menor valor.

Para las adiciones del año 2019, 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 2019, de acuerdo a lo informado en el Sistema de

Contabilidad Regulatoria, pero descontando todo lo pagado por conceptos de multas, intereses y otros cargos que no correspondan específicamente al pago de derechos.

Complementariamente, para las instalaciones sujetas a rotura y reposición de pavimentos calificadas como adiciones del año 2019, 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 el año 2019. Se asume que la longitud faltante para el total de las redes reconocidas como adiciones el 2019 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 2019 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 respectivo Informe Técnico de VNR o Informe de Rentabilidad Anual en que fue definida dicha instalación como fuera de uso.

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 2005 y el año 2019, 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: i) para los bienes que hayan entrado en operación entre los años 2005 y 2016, de acuerdo a lo definido en el Informe de Rentabilidad Anual 2016, salvo para bienes intangibles y capital de explotación, los que son asignados a prorrata de sus VNR físicos y de nuevos clientes, respectivamente; ii) para los bienes incorporados en el año 2017, de acuerdo a lo definido en el Informe de Rentabilidad Anual 2017; iii) para los bienes incorporados en el año 2018, de acuerdo a lo definido en el Informe de Rentabilidad Anual 2018 y; iv) para los bienes incorporados en el año 2018, a partir de lo informado por las empresas concesionarias en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES

Los impuestos a las utilidades se calculan considerando la tasa de impuesto de primera categoría acogidas a régimen semi-integrado, de acuerdo al Artículo 14, letra B) de la Ley de Impuesto a la Renta vigente en el año 2019 (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 a 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.

Excepcionalmente, según lo dispuesto en el artículo quinto transitorio de la Ley N° 20.999, para el chequeo de rentabilidad correspondiente al ejercicio del año calendario 2019, la rentabilidad económica máxima de una empresa concesionaria podrá exceder en hasta tres coma cinco puntos porcentuales (3,5%) el promedio simple de la tasa de costo de capital de los últimos tres años determinada en el Informe TCC para zonas de concesión existentes al momento de la entrada en vigencia de la Ley.

CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2019 - CONCESIONES REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA

1. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2019

Los ingresos de explotación presentados por la empresa concesionaria se muestran en el ANEXO I numeral 1.1.

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 a lo señalado en el numeral 1 del CAPITULO I de este Informe, corresponde adicionar intereses intra-anales a los ingresos de explotación de la concesionaria en su zona de concesión Región de Biobío.

En consecuencia, los ingresos de explotación a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2019, 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 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 2019

Los costos de explotación presentados por la empresa se muestran en el ANEXO I, “Información presentada por la Empresa Concesionaria”, numeral 1.2.

2.1. Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2019

De acuerdo con lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, durante al año calendario 2019 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 la zona de concesión Región del Biobío se realizaron [REDACTED] quien se encargó de entregar el suministro de gas natural [REDACTED] en Chillán y Los Ángeles [REDACTED]. En el caso de la zona de concesión Región de La Araucanía, las compras se realizaron a la empresa [REDACTED] siendo dicho suministro entregado a través de camiones a [REDACTED] 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 2019 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 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 2019

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, con las excepciones que a continuación se señalan.

Se descontaron los costos que no corresponden a actividades necesarias para entregar el servicio de distribución, tales [REDACTED].

Adicionalmente, a los costos de operación, mantención y administración resultantes se les aplicó el análisis de eficiencia descrito en el 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 2019 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 La Araucanía	
Costos de operación, mantención y administración			

3. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2019

Los gastos de comercialización para el año 2019 presentados por la empresa concesionaria por zona de concesión se muestran en el ANEXO I numeral 1.3.

Se consideró sólo aquellos gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, de acuerdo con los criterios definidos en el numeral 3 del CAPÍTULO I de este informe y cuyo detalle se muestra en el ANEXO IV Memoria de Cálculo.

Los gastos de comercialización del año 2019 considerados eficientes por zona de concesión se muestran en las tablas siguientes a continuación.

Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización 2019 – Región del Biobío

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Costo total de comercialización (\$)
		Nuevas (Clientes sin otro tipo de suministro previo)		Existentes (Clientes con otro tipo de suministro previo)		
		Cantidad	GC Eficientes (\$)	Cantidad	GC Eficientes (\$)	
Instalación Interior	Residencial Individual					
	Residencial Múltiple - Casas					
	Residencial Múltiple - Edificios					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial - Pequeño					
	Comercial - Mediano					
	Comercial - Grande					
	Industrial					
	TOTAL					

Tabla II.5: Gastos eficientes de comercialización 2019 – Región de La Araucanía

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Costo total de comercialización (\$)
		Nuevas (Clientes sin otro tipo de suministro previo)		Existentes (Clientes con otro tipo de suministro previo)		
		Cantidad	GC Eficientes (\$)	Cantidad	GC Eficientes (\$)	
Instalación Interior	Residencial Individual					
	Residencial Múltiple - Casas					
	Residencial Múltiple - Edificios					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial - Pequeño					
	Comercial - Mediano					
	Comercial - Grande					
	Industrial					
	TOTAL					

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 [REDACTED] para ambas zonas de concesión.

En consecuencia, la cuota anual de amortización total de estos gastos que se considera para el año 2019, por zona de concesión es [REDACTED] para la Región del Biobío y [REDACTED] para la Región de la Araucanía, la que se incluye dentro de los costos de explotación en el numeral 5 de este Capítulo.

4. COSTOS DE INVERSIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2019

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del CAPÍTULO I: del presente Informe se obtiene el VNR para el año 2019 desagregado por año de entrada en operación, el que se contiene en la tabla siguiente. El detalle del VNR en términos del valor base 2018 y las incorporaciones del año 2019, se muestran en el ANEXO III.

Tabla II.6: Costos de Inversión año calendario 2019 (VNR) – Región del Biobío (M\$)

Tipo de bien o Instalación	VNR		Total VNR
	Hasta 2004	2005-2019	
Plantas de Fabricación			
Plantas de Odorización			
Redes de distribución			
Primarias			
Tuberías			
Válvulas			
Sistema de Protección Catódica			
Cruces			
Terciarias			
Tuberías			
Válvulas			
Cruces			
Estación de Regulación y Medición			
Estación de Regulación y Medición			
Acometidas, Empalmes y Medidores			
Terciarias			
Acometidas Comerciales			
Empalmes Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Comunitarios			
Empalmes Residenciales Comunitarios			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
Otros Activos			
Muebles e inmuebles			
Terrenos			
Vehículos y equipos de transportes			
Equipos de Telemedición			
Herramientas y equipos de bodega			
Equipos de comunicación y computación			
Sistemas y software			
Muebles y equipos de oficina			
Intangibles y Capital de Explotación			
Intangibles			
Capital de Explotación			
Total VNR			

Tabla II.7: Costos de Inversión año calendario 2019 (VNR) – Región de la Araucanía (M\$)

Tipo de bien o Instalación	VNR		Total VNR
	Hasta 2004	2005-2019	
Plantas de Fabricación			
Plantas de Fabricación Propano Aire			
Redes de distribución			
Terciarias			
Tuberías			
Válvulas			
Cruces			
Acometidas, Empalmes y Medidores			
Terciarias			
Acometidas Comerciales			
Empalmes Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Comunitarios			
Empalmes Residenciales Comunitarios			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
Otros Activos			
Muebles e inmuebles			
Vehículos y equipos de transportes			
Equipos de Telemedición			
Herramientas y equipos de bodega			
Equipos de comunicación y computación			
Sistemas y software			
Muebles y equipos de oficina			
Intangibles y Capital de Explotación			
Intangibles			
Capital de Explotación			
Total VNR			

5. TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2019

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.8.

Tabla II.8: Componentes para determinar flujo neto (M\$)

Componente	Biobío	La Araucanía
Ingresos de Explotación		
Costos de Explotación		
AVNR1 (Hasta 2004)		
AVNR2 (2005-2019)		
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 -1,13% y en la zona de concesión Región de la Araucanía es de 4,62%.

5.1 Tasa de rentabilidad económica promedio 2017-2019

La Tasa de Costo Capital definida en el Informe TCC tanto para la Región del Biobío y la Región de La Araucanía fue de 6% para el ejercicio del año 2017, 6,82% para el 2018 y 6,85% para el año 2019. Por lo tanto, y de conformidad a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo quinto transitorio de la Ley N° 20.999, la rentabilidad máxima permitida para el período 2017-2019 corresponde a 10,06% para ambas zonas de concesión.

Finalmente, las tasas, y el promedio móvil, de rentabilidad obtenidas por la empresa Intergas en el período 2017 – 2019, para las zonas de concesión que se indican, son las siguientes:

Zona de Concesión	Detalle	2017	2018	2019	Promedio trienio
Región del Biobío	Rentabilidades	-0,16%	-1,51%	-1,13%	-0,93%
	TCC	6,00%	6,82%	6,85%	6,56%
	Max. Permitida				10,06%
Región de la Araucanía	Rentabilidades	4,21%	3,79%	4,62%	4,21%
	TCC	6,00%	6,82%	6,85%	6,56%
	Max. Permitida				10,06%

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 Neuberger, 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 concesionarias³ para el período 2013-2019. De este modo, los valores resultantes fueron de [REDACTED] para α y β , respectivamente⁴.

³ 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.

⁴ La información del período 2013-2018 fue homologada al formato señalado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria

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.

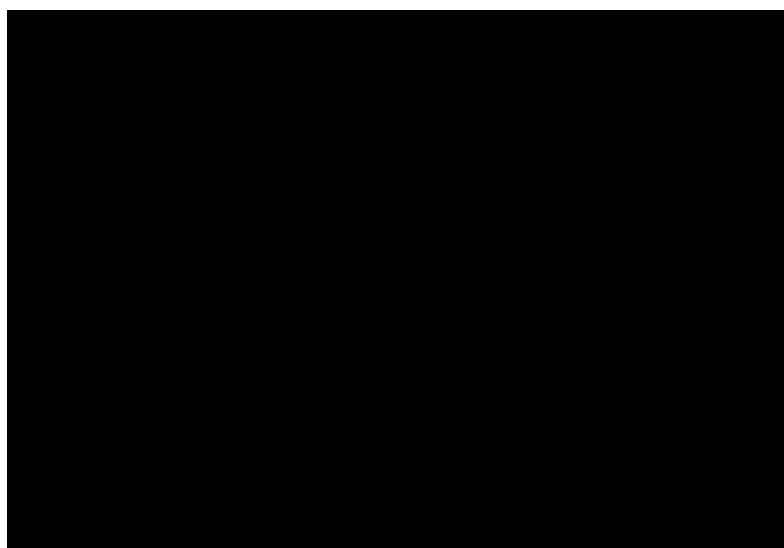
Tabla I.1: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas

$$\alpha = \blacksquare; \beta = \blacksquare$$

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

Gráfico I.1: COMA unitario – Intergas

$$\alpha \blacksquare \beta = \blacksquare$$



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de Intergas para el año 2019 es un \blacksquare mayor que el COMA unitario de Intergas para el año 2018. Asimismo, el COMA unitario de Intergas para el año 2019 es un \blacksquare mayor al COMA unitario promedio de Intergas para el período 2013-2019 (calculado como el promedio aritmético), y un \blacksquare menor al COMA unitario promedio de Intergas para el período 2016-2019.

Por otro lado, el COMA unitario de Intergas para el año 2019 es un \blacksquare mayor al menor COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2019.

Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros α y β , estos también se determinaron utilizando información sólo del período 2016-2019. Si se estiman los valores de α y β utilizando la información de la industria,

establecido por la Resolución Exenta CNE N° 828 de 2019.

α y β toman valores de [REDACTED] respectivamente. En Tabla I.2 y Gráfico I.2 se muestran los resultados obtenidos.

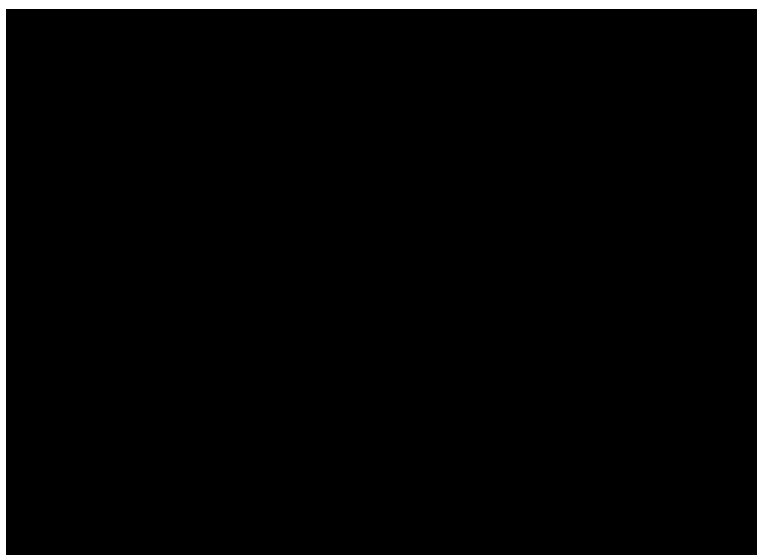
Tabla I.2: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas

$\alpha =$ [REDACTED] $\beta =$ [REDACTED]

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

Gráfico I.2: COMA unitario – Intergas

$\alpha =$ [REDACTED]; $\beta =$ [REDACTED]



Con estos nuevos valores para los parámetros α y β , el COMA unitario de Intergas para el año 2019 es un [REDACTED] mayor al COMA unitario de Intergas para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de Intergas para el año 2019 es un [REDACTED] mayor que el COMA unitario promedio aritmético de Intergas para el período 2013-2019, y un [REDACTED] menor al COMA unitario promedio de Intergas para el periodo 2016-2019.

Finalmente, los parámetros α y β , se determinan también utilizando información únicamente del año 2019. Si se estiman los valores de α y β utilizando la información de la industria, α y β toman valores de [REDACTED] 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

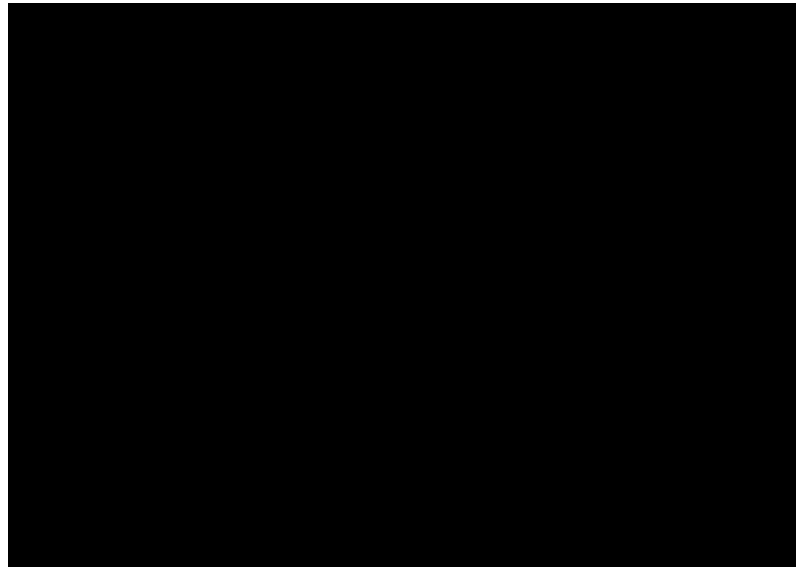
$\alpha =$ [REDACTED] $\beta =$ [REDACTED]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Clientes	[REDACTED]						

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

Gráfico I.3: COMA unitario – Intergas

$\alpha = \blacksquare$; $\beta = \blacksquare$



Con estos valores para los parámetros α y β , el COMA unitario de Intergas para el año 2019 es un \blacksquare mayor al COMA unitario de Intergas para el año anterior, un \blacksquare mayor que el COMA unitario de Intergas para el periodo 2013-2019, y un \blacksquare menor que el COMA unitario de la misma empresa para el periodo 2016-2019.

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

$\alpha = \blacksquare$; $\beta = \blacksquare$

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

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

$\alpha = \blacksquare$; $\beta = \blacksquare$

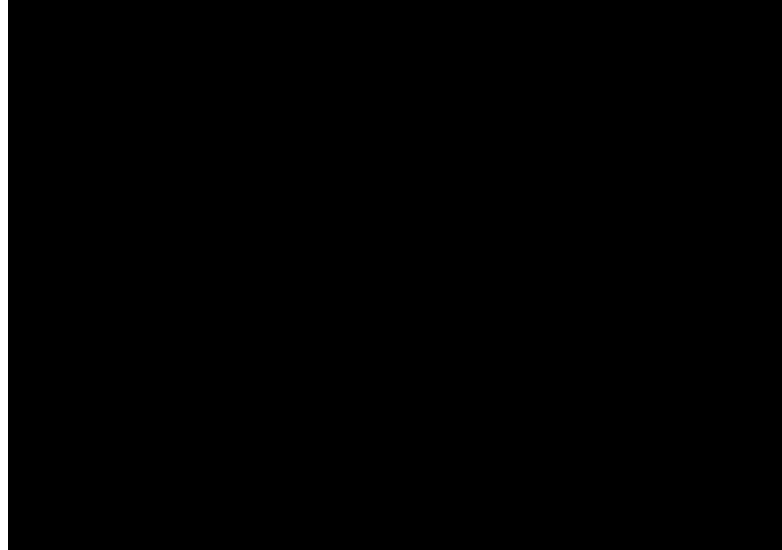


Tabla I.5: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Biobío

$\alpha = \blacksquare$; $\beta = \blacksquare$

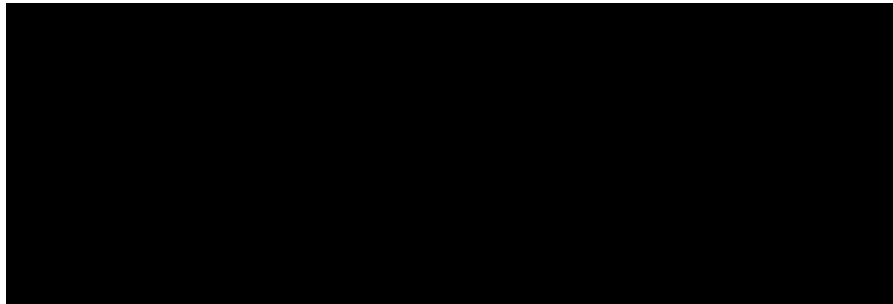


Gráfico I.5: COMA unitario – Intergas Región del Biobío

$\alpha = 1\blacksquare$ $\beta = \blacksquare$

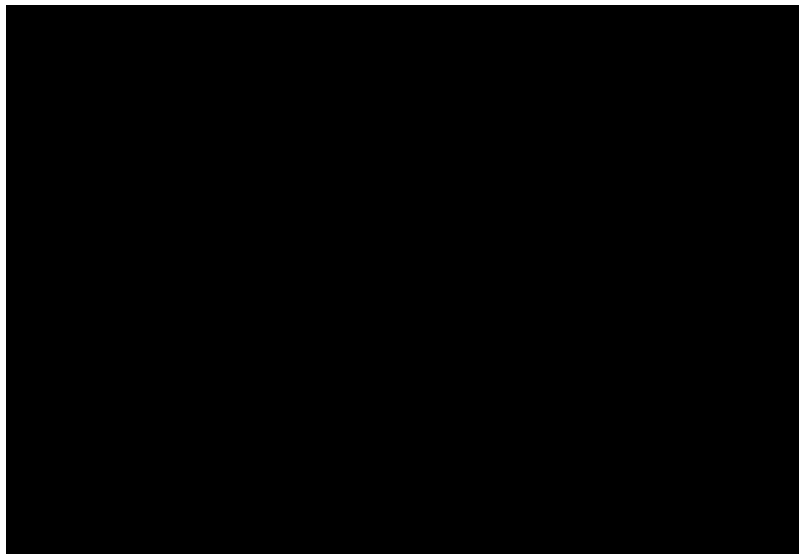
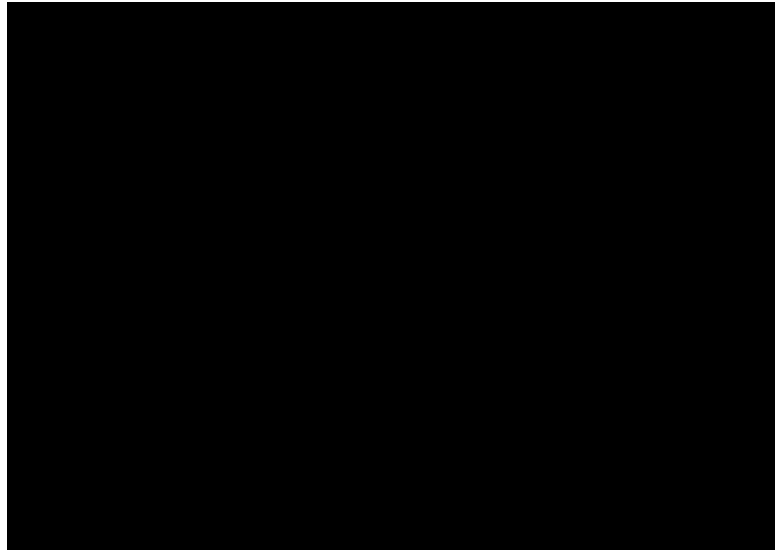


Tabla I.6: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = \blacksquare$ $\beta = \blacksquare$



Gráfico I.6: COMA unitario – Intergas Región del Biobío
 $\alpha = \blacksquare$ $\beta = \blacksquare$



Se puede observar que el costo unitario de Intergas en la Región del Biobío para el año 2019 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros α y β , entre un \blacksquare menor que dicho costo para el año anterior. Asimismo, el costo unitario de Intergas en la Región del Biobío para el año 2019 es entre un \blacksquare menor que el COMA unitario de la misma empresa en la misma zona de concesión para el período 2016-2019.

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
 $\alpha = \blacksquare\%$; $\beta = \blacksquare$

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

Gráfico I.7: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = \blacksquare$; $\beta = \blacksquare$

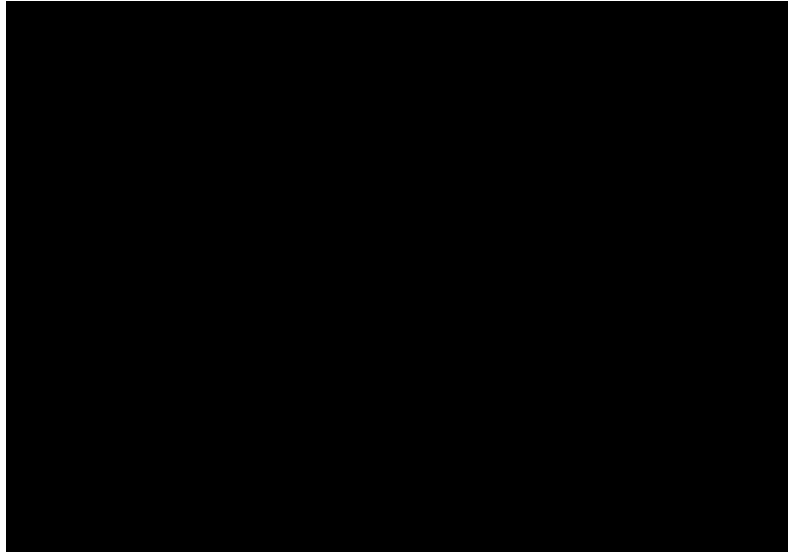


Tabla I.8: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = \blacksquare$; $\beta = \blacksquare$

A large black rectangular redaction box covering the content of Tabla I.8.

Gráfico I.8: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = \blacksquare$; $\beta = \blacksquare$

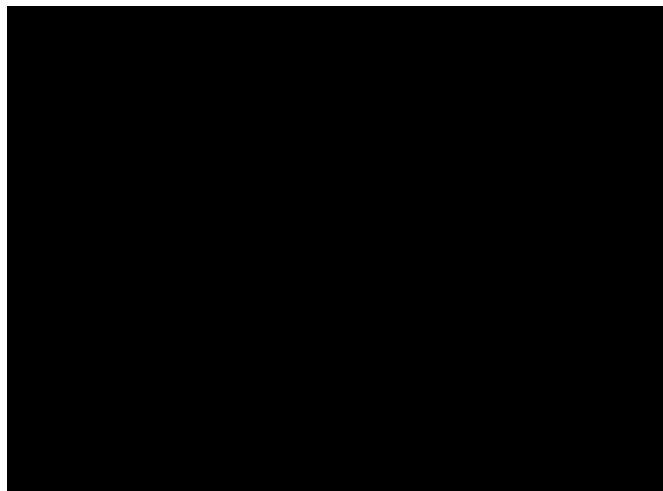


Tabla I.9: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = \blacksquare$ $\beta = \blacksquare$

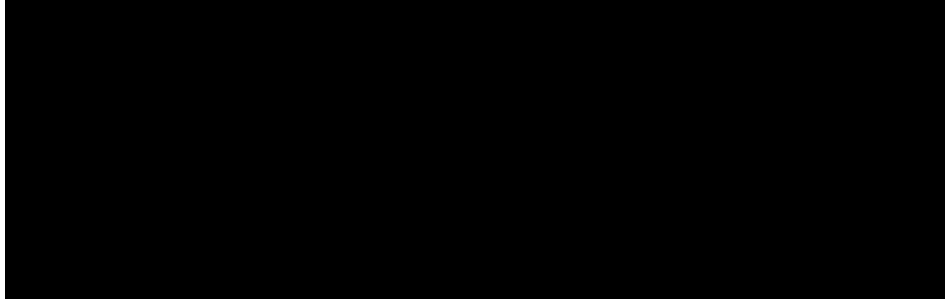
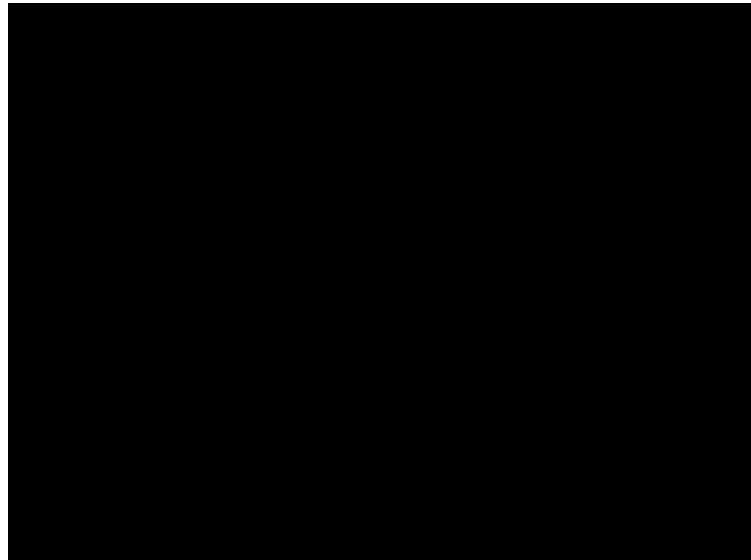


Gráfico I.9: COMA unitario – Intergas Región de La Araucanía
 $\alpha = \blacksquare$; $\beta = \blacksquare$



Se puede observar que el costo unitario de Intergas en la Región de La Araucanía para el año 2019 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros α y β , entre un \blacksquare que dicho costo para el año anterior. Asimismo, el costo unitario de Intergas en la Región del Biobío para el año 2019 es entre un \blacksquare menor que el COMA unitario de la misma empresa en la misma zona de concesión para el período 2016-2019.

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 2019 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 2019, 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: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA

1.1. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

Los ingresos reportados por la concesionaria para ambas zonas de concesión, de acuerdo al formato del Sistema de Contabilidad Regulatoria, son los siguientes:

Tabla II.1.1: Ingresos de explotación en actividades de distribución informados al 31 de diciembre de 2019 (\$)

Cod	Actividad	Zona de Concesión		Total
		Región del Biobío	Región de La Araucanía	
101	Ventas a Clientes Redes Primarias			
102	Provisión de ventas o energía en medidores Redes Primarias			
103	Ventas a Clientes Redes Secundarias			
104	Provisión de ventas o energía en medidores Redes Secundarias			
105	Ventas a Clientes Redes Terciarias			
106	Provisión de ventas o energía en medidores Redes Terciarias			
107	Peajes por Transporte de Gas en Red de Distribución			
108	Ingresos por Servicios afines			
109	Otros ingresos asociados a la distribución			
Total Ingresos Actividades Distribución				

1.2. COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos reportados por la concesionaria para ambas zonas de concesión, de acuerdo con el formato del Sistema de Contabilidad Regulatoria, según a la actividad realizada y la naturaleza de los gastos, son los siguientes:

Tabla II.2.1: Costos de Explotación en actividades de distribución informados al 31 de diciembre de 2019 (\$)

Código	Actividad	Subactividad	Zona de Concesión		Total
			Región del Biobío	Región de La Araucanía	
101	Costos de Abastecimiento	Costo de Compra de Gas Natural			
102		Costo de Compra de otros Combustibles (GLP, Biogas, otros)			
103		Costo de Compra de Odorante			
104		Transporte Cargo por capacidad (Compromiso de capacidad)			
105		Transporte Cargo por volumen			
106		Transporte por camión			
107		Costos de regasificación			
108		Planta de fabricación			
201	Costos de Respaldo	Plantas de respaldo			
202		Costo de almacenamiento en tanques			
203		Costo de almacenamiento en ductos			
204		Otros costos de respaldo			
301	Operación y Mantenimiento	Operación y Mantenimiento			

Código	Actividad	Subactividad	Zona de Concesión		Total
			Región del Biobío	Región de La Araucanía	
401	Emergencias	Emergencias			
501	Servicios afines	Servicios afines			
601	Costos comerciales	Costos comerciales asociados al servicio de distribución			
701	Costos de administración	Costos de administración asociados al servicio de distribución			
TOTAL COSTOS DE EXPLOTACIÓN ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN					

La información presentada por la empresa concesionaria para “costos de explotación actividades de distribución”, reasignada según su naturaleza, que permite distinguir entre costos por compra de gas, otros costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución y los demás costos catalogados como operación, mantención y administración, se muestra en la Tabla siguiente.

Tabla II.2.2: Costos de Explotación informados según su naturaleza al 31 de diciembre de 2019 (\$)

Costos de Explotación	Zona de Concesión		Total
	Región del Biobío	Región de La Araucanía	
Compra de Gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
Costos de Operación, Mantención y Administración			
TOTAL			

1.3. GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II. 3.1: Gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria al 31 de diciembre de 2019
Zona de Concesión Región del Biobío – Instalaciones totales

Tipo Instalación	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Costos de comercialización (\$)
		Nuevas (clientes sin otro tipo de suministro previo)		Existentes (clientes con otro tipo de suministro previo)		
		Cantidad	Aporte Empresa (\$)	Cantidad	Aporte Empresa (\$)	
Empalme	Residencial individual					
	Residencial Múltiple - Casas Condominio					
	Residencial Múltiple - Edificio					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial - Pequeño					
	Comercial - Mediano					
	Comercial - Grande					
	Industrial					
	Total					
Instalación Interior	Residencial individual					
	Residencial Múltiple - Casas Condominio					
	Residencial Múltiple - Edificio					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial - Pequeño					
	Comercial - Mediano					
	Comercial - Grande					
	Industrial					
	Total					
Gabinete Medidor	Residencial individual					
	Residencial Múltiple - Casas Condominio					
	Residencial Múltiple - Edificio					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial - Pequeño					
	Comercial - Mediano					

Tipo Instalación	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Costos de comercialización (\$)
		Nuevas (clientes sin otro tipo de suministro previo)		Existentes (clientes con otro tipo de suministro previo)		
		Cantidad	Aporte Empresa (\$)	Cantidad	Aporte Empresa (\$)	
	Comercial - Grande					
	Industrial					
	Total					

**Tabla II. 3.2: Gastos de comercialización informados por la empresa concesionaria al 31 de diciembre de 2019
Zona de Concesión Región de la Araucanía – Instalaciones totales**

Tipo Instalación	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Costos de comercialización (\$)
		Nuevas (clientes sin otro tipo de suministro previo)		Existentes (clientes con otro tipo de suministro previo)		
		Cantidad	Aporte Empresa (\$)	Cantidad	Aporte Empresa (\$)	
Empalme	Residencial individual					
	Residencial Múltiple - Casas Condominio					
	Residencial Múltiple - Edificio					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial - Pequeño					
	Comercial - Mediano					
	Comercial - Grande					
	Industrial					
	Total					
Instalación Interior	Residencial individual					
	Residencial Múltiple - Casas Condominio					
	Residencial Múltiple - Edificio					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial - Pequeño					
	Comercial - Mediano					
	Comercial - Grande					

Tipo Instalación	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Costos de comercialización (\$)
		Nuevas (clientes sin otro tipo de suministro previo)		Existentes (clientes con otro tipo de suministro previo)		
		Cantidad	Aporte Empresa (\$)	Cantidad	Aporte Empresa (\$)	
	Industrial					
	Total					
Gabinete Medidor	Residencial individual					
	Residencial Múltiple - Casas Condominio					
	Residencial Múltiple - Edificio					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial - Pequeño					
	Comercial - Mediano					
	Comercial - Grande					
	Industrial					
	Total					

ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2019

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 entregada por la propia empresa concesionaria, se descuentan las siguientes instalaciones en redes de distribución por no tener clientes ni consumos asociados de acuerdo a la información georreferenciada y, por lo tanto, no ser necesarias para la prestación del servicio durante el año 2019; asimismo las válvulas fueron descontadas proporcionalmente al descuento en redes, tal como se indica a continuación:

Tuberías

NIS	IdVNR	Unidad	Cantidad
531			
531			
531			
531			

Válvulas

NIS	IdVNR	Unidad	Cantidad
532			
532			

Por otra parte, se compararon las longitudes de tuberías presentadas en el SICR con el set de declaraciones de TC1 presentados por la empresa concesionaria, obteniendo los siguientes resultados:

NIS	IdVNR	SICR	TC1
531			
531			
531			
531			

Dado lo anterior y, por contar con el respaldo correspondiente, se consideraron sólo las longitudes 2019 acreditadas a través de TC1. Luego, a partir de dichos tramos acreditados, se descontó la longitud de redes terciarias que se muestra en la tabla a continuación, por no pertenecer éstas a la red de distribución, dado que, de acuerdo a la información georreferenciada, se encontraban dentro de la propiedad de los clientes.

NIS	IdVNR	Comuna	Fecha TC1	Unidad	Cantidad
531					
531					
531					

1.2. 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 esta debidamente respaldada y documentada por la empresa concesionaria, estas superficies son ponderadas por la longitud de tuberías totales aceptadas por la Comisión para redes y acometidas de la red de distribución, siendo asignadas a la materialidad y naturaleza que le corresponde conforme lo informado en el SICR, de dicho cálculo se obtienen los siguientes resultados:

Tipo RR	Descripción	Unidad	NIS			
			531	734	737	7311
RR2	Bandejon Jardines					
RR4	Aceras Tierra					
RR5	Aceras H° e<0,10					
RR6	Aceras H° e>0,10					
RR8	Aceras Adoquines					
RR9	Calzada de H°<0,15					

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

1.3. Aplicación de indicadores de eficiencia

De la aplicación de los indicadores de eficiencia, descritos en el Capítulo I, numeral 5, y su correspondiente ajuste para cumplir con éstos últimos, se descuentan los siguientes bienes:

NIS	Tipo	Unidad	Cantidad
735	Empalmes Comerciales	c/u	
736	Medidores Comerciales	c/u	
737	Acometidas Residenciales Comunitarios	c/u	
7311	Acometidas Residenciales Individuales	c/u	
738	Empalmes Residenciales Comunitarios	c/u	
7312	Empalmes Residenciales Individuales	c/u	
7313	Medidores Residenciales	c/u	

A partir de la corrección anterior, el detalle del VNR 2019 resultante se muestra en la tabla siguiente:

Tabla III.1: VNR año calendario 2019 – Región del Biobío

NIS	Activo / Instalación	Unidad	VNR2018		VNR2018 @2019	Adiciones		Incorporaciones Netas		Total VNR 2019		
			Cantidad	\$	\$	Cantidad	\$	Cantidad	\$	Cantidad	\$	
	Plantas de Fabricación											
	Planta de Odorización											
311	Plantas Odorización	c/u										
	Redes de Distribución											
	Red Primaria											
511	Tuberías	mts										
512	Válvulas	c/u										
514	Sistema de Protección Catódica	c/u										
515	Cruces	c/u										
	Red Terciaria											
531	Tuberías	mts										
532	Válvulas	c/u										
534	Cruces	c/u										
	Estación Regulación y Medición											
611	Estación de Regulación - Medición	c/u										
	Empalmes, Acometidas y Medidores											
	Terciarias											
734	Acometidas Comerciales	mts										
735	Empalmes Comerciales	mts										
736	Medidores Comerciales	c/u										
737	Acometidas Residenciales Comunitarios	mts										
738	Empalmes Residenciales Comunitarios	mts										
7311	Acometidas Residenciales Individuales	mts										
7312	Empalmes Residenciales Individuales	mts										
7313	Medidores Residenciales	c/u										

NIS	Activo / Instalación	Unidad	VNR2018		VNR2018 @2019	Adiciones		Incorporaciones Netas		Total VNR 2019		
			Cantidad	\$	\$	Cantidad	\$	Cantidad	\$	Cantidad	\$	
	Otros Activos											
	Muebles e Inmuebles											
811	Terrenos	c/u										
813	Vehículos y equipos de transporte	c/u										
814	Equipos de telemedición	c/u										
816	Herramientas y Equipos de Bodega	c/u										
817	Equipos de comunicación y computación (hardware)	c/u										
818	Sistemas y software	c/u										
819	Muebles y Equipos de Oficina	c/u										

2. REGIÓN DE LA ARAUCANÍA

2.1. Verificaciones previas

De acuerdo con la información entregada por la propia empresa concesionaria, se descuentan las siguientes instalaciones en redes de distribución por no tener clientes ni consumos asociados de acuerdo a la información georreferenciada y, por lo tanto, no ser necesarias para la prestación del servicio durante el año 2019; asimismo las válvulas fueron descontadas proporcionalmente al descuento en redes, tal como se indica a continuación:

Tuberías

NIS	IdVNR	Unidad	Cantidad
531			
531			
531			

Válvulas

NIS	IdVNR	Unidad	Cantidad
532			
532			
532			

Por otra parte, se compararon las longitudes de tuberías presentadas en el SICR con el set de declaraciones de TC1 presentados por la empresa concesionaria, obteniendo los siguientes resultados:

NIS	IdVNR	SICR	TC1
531			
531			
531			

Dado lo anterior y, por contar con el respaldo correspondiente, se consideraron sólo las longitudes 2019 acreditadas a través de TC1. Luego, a partir de dichos tramos acreditados, se descontó la longitud de redes terciarias que se muestra en la tabla a continuación, por no pertenecer éstas a la red de distribución, dado que, de acuerdo a la información georreferenciada, se encontraban dentro de la propiedad de los clientes.

NIS	IdVNR	Comuna	Fecha TC1	Longitud
531				

2.2. 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 esta debidamente respaldada y documentada por la empresa concesionaria, estas superficies son ponderadas por la longitud de tuberías totales aceptadas por la Comisión para redes y acometidas de la red de distribución, siendo asignadas a la materialidad y naturaleza que le corresponde conforme lo informado en el SICR, de dicho cálculo se obtienen los siguientes resultados:

Tipo RR	Descripción	Unidad	NIS			
			531	734	737	7311
RR2	Bandejón Jardines					
RR4	Aceras Tierra					
RR5	Aceras H° e<0,10					
RR6	Aceras H° e>0,10					
RR8	Aceras Adoquines					
RR9	Calzada de H°<0,15					

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

2.3. Aplicación de indicadores de eficiencia

De la aplicación de los indicadores de eficiencia, descritos en el Capítulo I, numeral 5, y su correspondiente ajuste para cumplir con éstos últimos, se descuentan los siguientes bienes:

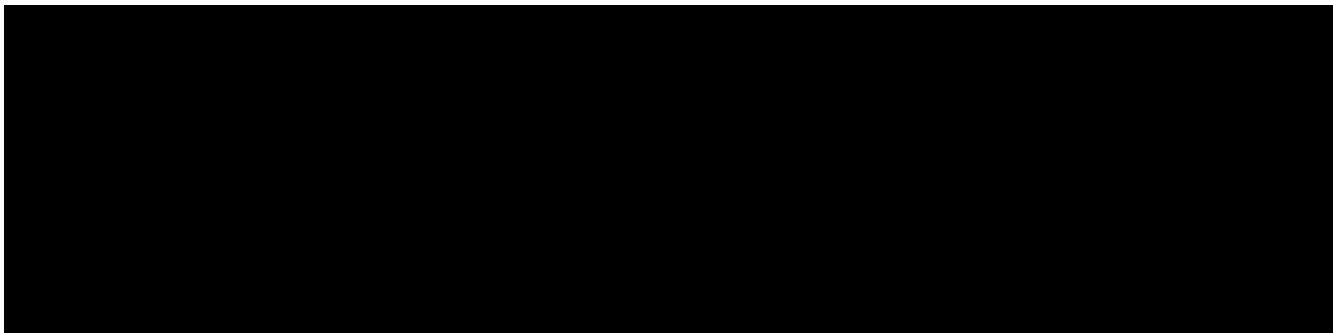
NIS	Tipo	Unidad	Descuento
738	Empalmes Residenciales Comunitarios	c/u	
7313	Medidores Residenciales	c/u	

A partir de la corrección anterior, el detalle del VNR 2019 resultante se muestra en la tabla siguiente:

Tabla III.2: VNR año calendario 2019 – Región de La Araucanía

NIS	Activo / Instalación	Unidad	VNR2018		VNR2018 @2019	Adiciones		Retiros		Reincorporaciones		Rezagos		Incorporaciones Netas		Total VNR 2019	
			Cant.	\$	\$	Cant.	\$	Cant.	\$	Cant.	\$	Cant.	\$	Cant.	\$	Cant.	\$
	Propano-Aire																
141	Plantas de Fabricación Propano Aire																
	Red Terciaria																
531	Tuberías																
532	Válvulas																
534	Cruces																
	Terciarias																
734	Acometidas Comerciales																
735	Empalmes Comerciales																
736	Medidores Comerciales																
737	Acometidas Residenciales Comunitarios																
738	Empalmes Residenciales Comunitarios																
7311	Acometidas Residenciales Individuales																
7312	Empalmes Residenciales Individuales																
7313	Medidores Residenciales																
	Otros Activos																
	Muebles e Inmuebles																
813	Vehículos y equipos de transporte																
814	Equipos de telemedición																
816	Herramientas y Equipos de Bodega																
817	Equipos de comunicación y computación (hardware)																
818	Sistemas y software																
819	Muebles y Equipos de Oficina																

ANEXO IV: MEMORIA DE CÁLCULO



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

Anótese, archívese y notifíquese.

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DPR/MMA/PLV/DPM/PRS/GSV/

DISTRIBUCIÓN:

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