

REF.: 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.

SANTIAGO, 02 de octubre de 2017.

RESOLUCION EXENTA N° 540.

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 nuevo 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° 77, de 9 de febrero de 2017, que Establece Sistema de Contabilidad Regulatoria para el chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 ter de la Ley de Servicios de Gas y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N°160 de 2015;
- e) Lo indicado en la Resolución Exenta CNE N° 78, de 9 de febrero de 2017, que Fija procedimiento de entrega de información por parte de las empresas concesionarias de servicio público de gas de red sujetas a chequeo anual de rentabilidad, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017;

- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 406, de 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 del presente, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 406";
- g) 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";
- h) Lo indicado en la Resolución Exenta CNE N° 448, de fecha 16 de agosto de 2017, 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., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 448";
- i) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 496, de 6 de septiembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico Definitivo 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° 496";
- j) 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°448; y
- k) Lo indicado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, conforme a lo dispuesto en el nuevo 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, 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;
- d) 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;
- e) Que, en cumplimiento de lo señalado en los literales precedentes, mediante Resolución CNE N°448, 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.;
- f) Que, estando dentro del plazo legal, la empresa Intergas S.A. presentó sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N°448; y
- g) Que, en consecuencia, habiendo revisado y considerado las observaciones de la empresa en su alcance y mérito, corresponde aprobar 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.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO. Apruébese el siguiente “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., año calendario 2016”, cuyo texto se transcribe a continuación:



**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.

AÑO CALENDARIO 2016

*Octubre de 2017
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, mantenimiento y administración	7
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES	8
4	DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES Y DEL CAPITAL DE EXPLOTACIÓN.....	9
5	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN	9
5.1	Criterios de verificación y corrección específicos para el VNR asignado a cada año	10
6	CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES	11
7	CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA	11

CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIONES REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA..... 13

1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016	13
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016.....	13
2.1	Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016	13
2.2	Costos de operación, mantenimiento y administración eficientes año calendario 2016	14
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016	14
4	COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2016.....	15
5	TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2016	17

CAPÍTULO III. ANEXOS..... 18

ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN		18
ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA		20
1	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	20
2	COSTOS DE EXPLOTACIÓN	20
3	GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN	21
ANEXO III: INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 - DETALLE		22
ANEXO IV: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2016 - DETALLE		23
ANEXO V: EVOLUCIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....		24
ANEXO VI: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO		25

ANEXO VII: VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016.....	26
ANEXO VIII: OBSERVACIONES AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMINAR	28

INTRODUCCIÓN

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, establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la Comisión, deberá 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 estos efectos, 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, de acuerdo a lo señalado en el artículo 33 quáter de la misma Ley.

En cumplimiento de dicha norma legal, la Comisión dictó la Resolución Exenta CNE N° 448, de fecha 16 de agosto de 2017, 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. De acuerdo a la Ley, dicho Informe de Rentabilidad Anual Preliminar está sujeto a observaciones por la respectiva empresa concesionaria dentro de los quince días siguientes al de su notificación. 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 presente Informe de Rentabilidad Anual Definitivo el cual incluye un Anexo VIII, con las observaciones presentadas y con las respectivas respuestas por parte de esta Comisión. Adicionalmente, en esta etapa la Comisión procedió a corregir todos los errores de hecho y de cálculos detectados en el Informe de Rentabilidad Anual Preliminar.

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”.

Como ya se señaló, el chequeo de rentabilidad se efectúa por zona de concesión. Se entenderá por este último término, 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”.

El presente Informe Definitivo de Rentabilidad Anual – año 2016 - 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 la Resolución Exenta CNE N° 78 del 9 de febrero de 2017, que “Fija procedimiento de entrega de información por parte de las empresas concesionarias de servicio público de gas de red sujetas a chequeo anual de rentabilidad, en conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017”, en adelante “Resolución CNE N° 78”.
2. El respectivo Informe Técnico Definitivo elaborado por la Comisión aplicable a Intergas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°496, del 06 de septiembre de 2017, que “Aprueba Informe Técnico Definitivo 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 Definitivo de VNR¹".

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, en adelante, "Resolución CNE N° 426".
4. El estudio "Análisis de Benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de frontera", de 11 de agosto de 2017, realizado por Estudios Energéticos Consultores (en adelante, el "Estudio").
5. Las observaciones enviada por la empresa, el día 07 de septiembre, al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Intergas, aprobado mediante Resolución CNE N°448, del 16 de agosto de 2017.

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 2016.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2016, las zonas de concesión existentes para Intergas son las siguientes:

Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2016

Región/zona de concesión	Comunas/localidades	Nombre fantasía	Nombre real	Tipo de gas	Número de clientes	Estado
VIII-Región del Bio Bio	Chillán, Los Ángeles.	Intergas	Intergas S.A.	GN		Operativa
IX-Región de la Araucanía	Temuco, Padre Las Casas	Intergas	Intergas S.A.	GN		Operativa

Intergas entrega el servicio de distribución de gas por medio de redes de propano aire y/o gas natural en Temuco y gas natural en las ciudades de Chillán y Los Ángeles, abasteciendo el mercado residencial, comercial e industrial.

A fines de 2001 y hasta mayo del 2016, Intergas operó comercialmente con gas propano aire en Temuco, para posteriormente iniciar el suministro de gas natural, a través de una planta satélite de regasificación que abastece a más de 270 kilómetros de redes terciarias. Para el suministro a sus clientes utiliza gas natural proveniente del terminal de GNL de Quintero y en el caso del propano, actualmente usado sólo como respaldo, usó hasta mayo de 2016 proveedores de GLP de Argentina y Chile.

Desde fines de 2005, Intergas comenzó a distribuir gas natural en las ciudades de Chillán y Los Ángeles a través de 53 km de redes primarias y 200 km de redes terciarias. Para el suministro de Chillán y Los Ángeles, el sistema comprende desde plantas de regulación conectadas al Gasoducto del Pacífico en la Región del Biobío, que transfieren el gas natural proveniente de la Planta de GNL de Pemuco, hasta redes primarias de propiedad de Intergas, citygates en cada ciudad, redes terciarias y empalmes de los clientes.

El consumo facturado al 31 de diciembre del año 2016, alcanzó un total de 12.486.253 m³ de gas natural equivalente², que se distribuyen de la siguiente manera.

Tabla 2: Caracterización de la empresa a diciembre de 2016

Tipo de Cliente	Número de clientes		M3 facturados	
	Biobío	Araucanía	Biobío	Araucanía
Residencial				
Comercial				
Industrial				

¹ Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante e indistintamente VNR

² A condiciones estándar y a 9.300 kcal por m³

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. 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.

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 concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 77, de 9 de febrero de 2017, en adelante “Sistema de Contabilidad Regulatoria”, respecto de los ingresos percibidos en sus zonas de concesión durante el año 2016. De los ingresos presentados sólo se consideran aquellos obtenidos por la concesionaria por 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 a 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. 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 concesionaria que no cumplan con las condiciones anteriores no se consideran para la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual

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 deberán ser 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

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 2016, 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 a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria por estos servicios, según sus contratos vigentes durante el año 2016.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2016 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 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, 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, solicitada mediante Resolución CNE N° 78, 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 concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de los costos incurridos en sus zonas de concesión durante el año 2016.

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. Se revisa, verifica y, en su caso, corrige lo informado, considerando, en primer lugar, aquellos costos que sean pertinentes, necesarios y correctamente asignados a la actividad de distribución de la respectiva empresa concesionaria.

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 a las personas o entidades relacionadas en los términos señalados en la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores. En caso 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.

Asimismo, 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 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 concesionaria, entre otros, de modo de evitar la doble contabilización de costos.

Finalmente, los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados se ajustan de manera que sean eficientes para prestar el servicio de distribución de gas por red y los servicios afines que correspondan a los clientes de la concesionaria en sus respectiva zona de concesión, de acuerdo a los niveles de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Este ajuste toma en consideración variables características de la empresa concesionaria³, de manera que el ajuste incorpore las ganancias de eficiencia que provengan tanto de una mejor gestión en el tiempo que acerque gradualmente a la 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.

Para estos efectos, los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados se ajustan por eficiencia basados en la metodología presentada en el estudio “Análisis de benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de fronteras”, elaborado por la empresa Estudios Energéticos Consultores. Un resumen de dicha metodología y sus resultados se muestra en 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 la concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria y en virtud de la Resolución CNE N°78, incluyendo la auditoría externa independiente acompañada. Sólo se consideran 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 debido a modificaciones en las especificaciones del suministro. 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 y otros que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas.

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 y

³ El ajuste se calcula por empresa concesionaria y se aplica por igual a todas las zonas de concesión, a menos que alguna de sus zonas sea de mínima escala y/o de reciente entrada en operación.

reconocidos como costos de explotación, siempre y cuando sean de carácter general y no discriminatorio. 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 dentro de los costos de explotación. Los costos incluidos en el VNR de instalaciones de gas tampoco se consideran por estar duplicados.

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. El plazo de amortización para cada concesionaria es el determinado en el Informe Técnico Definitivo de VNR. 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 2016, determinada en la Resolución CNE N° 426 de fecha 4 de agosto de 2017.

La cuota de amortización anual resultante se incluye 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 DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES Y DEL 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 concesionarias para este ítem en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, con un límite máximo de 2% del VNR de los bienes necesarios para el año 2016 determinados en el Informe Técnico Definitivo de VNR.

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 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 utilizará el VNR y la vida útil económica de cada tipo de bien determinado en el Informe Técnico Definitivo de VNR. Para el capital de explotación y el VNR de los bienes intangibles se considera una vida útil de plazo indefinido o perpetua.

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 concesionaria asociados a estas expansiones, que hayan entrado en operación entre el año 2002 y el año 2016, se incrementa en dos puntos porcentuales respecto de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria para su respectiva zona de concesión, por un plazo de 15 años desde su entrada en operación.

El año de entrada en operación de las redes y los demás bienes asociados a estas expansiones se determina a partir de lo informado por las empresas concesionarias en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, para los componentes de costos: materiales, montaje y obras civiles, y por consiguiente para los componentes de costos de ingeniería y gastos generales. La rotura y reposición de pavimentos se asigna a cada año en proporción con la entrada en operación de la red de distribución correspondiente.

Para efectos de verificar la antigüedad de los bienes informados con entrada en operación entre el año 2002 y el año 2016, se considera la auditoría externa independiente, acompañada por las concesionarias en virtud de lo exigido en la Resolución CNE N°78.

El VNR de los costos de servidumbres y derechos asociados a redes de distribución, determinado en el Informe Técnico Definitivo de VNR, se asigna a cada año en proporción a la longitud total de las redes, por zona de concesión y tipo de red, correspondiente a cada año, salvo cuando este valor sea posible de extraer de la documentación de respaldo entregada por la concesionaria para los valores efectivamente pagados.

La Comisión revisó la información entregada respecto de la antigüedad de los bienes de la concesionaria y en caso que ésta resultara incorrecta o inconsistente, especialmente en el caso de bienes respecto de los cuales el año informado correspondía a una renovación en lugar del año de entrada en operación de las expansiones, corrigió la asignación del monto de VNR correspondiente a cada año para efectos del cálculo del AVNR. La metodología de revisión y corrección se describe a continuación para cada tipo de bien.

5.1 Criterios de verificación y corrección específicos para el VNR asignado a cada año

Para redes de distribución, se verifica en primer lugar que la auditoría referente a los años desde la entrada en operación de las redes, haya sido realizada cumpliendo con una norma de general aceptación y que la muestra auditada fuera parte del universo de instalaciones informadas en el Sistema de Contabilidad Regulatoria. Luego se revisa la consistencia de la antigüedad informada, verificando que la evolución temporal de kilómetros de red, por tipo, guarde relación con el aumento anual de clientes y volumen de gas suministrado.

Para las plantas de fabricación y estaciones de regulación y medición se revisa si la antigüedad informada es consistente con el año de entrada en operación de las redes.

Para las instalaciones accesorias de redes de distribución, tales como válvulas, trampas pigs, sistema de protección catódica, cruces y plantas de odorización se verifica que su antigüedad informada guarde relación con la evolución de entrada en operación de las redes de distribución. En los casos en los cuales no se verifica esta consistencia, se asigna a cada año una fracción del VNR de cada tipo de instalación a prorrata de los kilómetros de red, por tipo de red, que entraron en operación en el año correspondiente.

Para acometidas, empalmes y medidores se verifica que su antigüedad informada guarde relación con la evolución de los clientes por año, por tipo de cliente. En los casos en que no se verifica esta consistencia, se asigna a cada año una fracción del VNR de cada tipo de instalación a prorrata del número de clientes, por tipo de cliente, informados para el año correspondiente. Para estos efectos, cuando la diferencia del número de clientes entre dos años consecutivos es negativa, se asigna valor cero de nuevos clientes. La diferencia entre el número de clientes al cierre del año 2016 y la suma de los nuevos clientes entre 2002 y 2016 se asigna al período previo a 2002. Cuando el número de clientes al cierre del año 2016 es menor que los del año 2001, se considera que no ha habido nuevos clientes en el período 2002 a 2016.

Los otros bienes muebles e inmuebles se consideran que fueron adquiridos en su totalidad junto con la entrada en operación de la concesionaria en la respectiva zona de concesión.

Finalmente, se considera que los desembolsos por bienes intangibles, correspondientes a los gastos de organización de la empresa, fueron realizados al inicio de entrada en operación de la empresa concesionaria. El mismo criterio se aplica para el capital de explotación.

6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES

Los impuestos a las utilidades se calculan considerando la tasa general del Impuesto de Primera Categoría de la Ley sobre Impuesto a la Renta vigente en el año 2016 (24%), 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 Definitivo 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, 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 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

CAPÍTULO II: TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIONES REGIÓN DEL BIOBÍO Y REGIÓN DE LA ARAUCANÍA

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016

Los ingresos de explotación presentados por la empresa concesionaria se muestran en el Anexo II numeral 1.

De los criterios definidos en el numeral 1 del Capítulo I del presente informe, y considerando que la empresa concesionaria sólo informa como servicio afín prestado el corte y reposición de servicio, éste se considera como tal para efectos de los ingresos y costos por servicios afines.

Revisados y analizados los demás ingresos informados por la 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. En consecuencia, los ingresos de explotación a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2016 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.1. El detalle de los ingresos de explotación considerados se muestra en Anexo III.

Tabla II.1: Ingresos de Explotación

Ingresos de Explotación	Zona de concesión		Total Intergas (\$)
	BioBío (\$)	Araucanía (\$)	
Servicio público de distribución de gas			
Servicios Afines			
Total Ingresos de Explotación			

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016

Los costos de explotación presentados por las empresas se muestran en el Anexo II, “Información presentada por la Empresa Concesionaria”, numeral 2.

2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016

La empresa concesionaria tuvo, durante al año calendario 2016, contratos de suministro de gas y por otros servicios para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, sólo con empresas no relacionadas, de acuerdo a lo informado en virtud de la Resolución CNE N°78.

Intergas compra gas natural para distribuir en Chillan y Los Ángeles a Innergy Soluciones Energéticas y para abastecer a la ciudad de Temuco, desde junio de 2016, compra gas a la empresa Enel Generación S.A desde una planta satélite de regasificación (PSR) perteneciente a esta última. Antes de la fecha mencionada, la empresa compraba gas licuado de petróleo (GLP) para distribuir en Temuco, para el que además pagó por su transporte a través de camiones.

El costo del gas en cada punto de conexión y de los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución corresponde a lo efectivamente pagado por Intergas ya que sólo tiene contratos con empresas no relacionadas.

En consecuencia, el costo del gas al ingreso del sistema de distribución a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2016 por zona de concesión se muestra en la Tabla II.2, de acuerdo a lo informado por la empresa concesionaria como efectivamente pagado por este concepto según se muestra en el numeral 2 del Anexo II.

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

Costos del gas al ingreso del sistema de distribución	Zona de concesión		Total Intergas (\$)
	Biobío (\$)	Araucanía (\$)	
Compra de gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución			

2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2016

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 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.

Los costos de operación, mantención y administración resultantes fueron ajustados por eficiencia de acuerdo a la metodología señalada en el numeral 2.2 del capítulo I. El factor de corrección por eficiencia es de un 11,3% tanto para la zona de concesión del Biobío como para la zona de concesión de la Araucanía.

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2016 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.3

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

	Zona de concesión		Total Intergas (\$)
	Biobío (\$)	Araucanía (\$)	
Costos de operación, mantención y administración			

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016

Los gastos de comercialización presentados por la empresa concesionaria por zona de concesión se muestran en el Anexo II numeral 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.

En el caso de la empresa concesionaria Intergas, se descontó de lo informado los montos por aportes de artefactos. En Anexo IV se muestra el detalle de estas correcciones.

Los gastos de comercialización eficientes considerados por zona de concesión, para cada año se muestran en la tabla II.4.

Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización

Año	Biobío (\$)	Araucanía (\$)

El plazo escogido por la empresa 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%.

En consecuencia, la cuota anual de amortización de estos gastos que se considera para el año 2016, por zona de concesión es [REDACTED] la que se incluye dentro de los costos de explotación en el numeral 5 de este Capítulo.

4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2016

Para el cálculo del AVNR se consideró el VNR y la vida útil económica de cada tipo de bien de la concesionaria Intergas determinado en el Informe Técnico Definitivo de VNR.

La concesionaria adjuntó auditoría efectuada de acuerdo a las Normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile (Comisión de Auditoría del Colegio de Contadores de Chile AG), aplicando la sección AU 530 "Muestreo de auditoría" para seleccionar la muestra. De la revisión de esta auditoría y de la consistencia de la antigüedad de las redes, se considera el año informado por la empresa concesionaria para la entrada en operación de la totalidad de las redes de distribución, para efectos de la tasa de actualización diferenciada señalada en el artículo séptimo transitorio de la Ley N° 20.999. En consecuencia, se distribuyó el VNR de estas instalaciones para cada año según lo informado, para cada zona de concesión.

De la revisión de consistencia mencionada, se considera también el año informado por la empresa concesionaria para las plantas de fabricación, estaciones de regulación y medición, y todos los bienes asociados a las redes de distribución. En consecuencia, se distribuyó el VNR de estas instalaciones para cada año según lo informado, para cada zona de concesión. En Anexo V se muestra la evolución de entrada en operación de redes de distribución.

Para acometidas, empalmes y medidores se verificó consistencia con la evolución de los clientes por año y por tipo de cliente, encontrándose coherencia entre el año de entrada en operación de estos bienes y la evolución de los clientes por año. En Anexo VI se muestra la evolución de los clientes por año.

Para los otros bienes muebles e inmuebles y los bienes intangibles y capital de explotación se aplicaron los criterios definidos en el numeral 5.1 del Capítulo I del presente Informe.

El resumen de los costos de inversión valorizados como VNR que serán transformados en costos anuales de inversión en función de su AVNR para el año calendario 2016, con tasa de actualización diferenciada según la

entrada en operación de los bienes, se muestra en la Tabla II.5 y II.6. El detalle del VNR asignado a cada año del período 2002-2016 para estos mismos efectos se muestra en Anexo VII.

Tabla II.5: Costos de Inversión año calendario 2016. Zona de concesión R. del Biobío

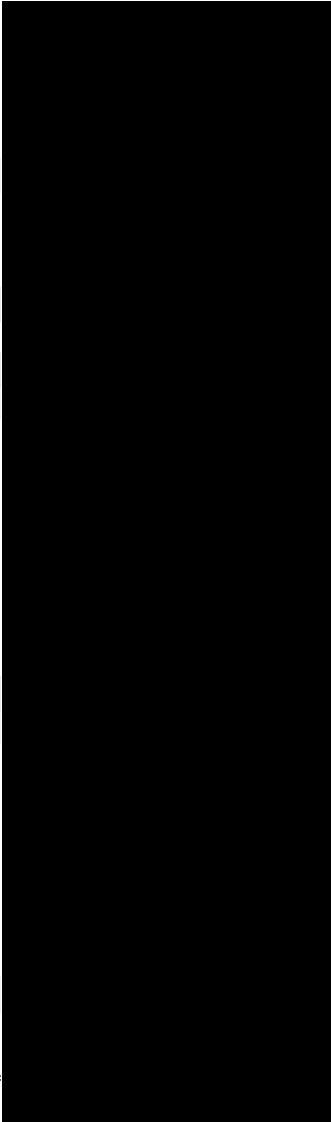
Activo / Instalación	VNR (\$)		Total VNR (\$)	
	Hasta 2001	2002-2016		
Redes de distribución				
Primarias				
Tuberías				
Válvulas				
Sistema de Protección Catódica				
Cruces				
Plantas de Odorización				
Terciarias				
Tuberías				
Válvulas				
Cruces				
Estación de Regulación y Medición				
Estación de Regulación y Medición				
Acometidas, Empalmes y Medidores				
Terciarias				
Acometida 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				
Bienes Intangibles				
Capital de Explotación				
Total VNR				

Tabla II.6: Costos de Inversión año calendario 2016. Zona de concesión R. de la Araucanía

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2001	2002-2016	
Plantas de Fabricación			
Unidad de Fabricación de Propano-Aire			
Redes de distribución			
Terciarias			
Tuberías			
Válvulas			
Cruces			
Acometidas, Empalmes y Medidores			
Terciarias			
Acometida 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			
Bienes Intangibles			
Capital de Explotación			
Total VNR			

5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2016

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 necesarios 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.7.

Tabla II.7: Componentes para determinar flujo neto

	Biobío (M\$)	Araucanía (M\$)
Ingresos de Explotación		
Costos de Explotación		
AVNR1 (Hasta 2001)		
AVNR2 (2002-2016)		
Impuestos		
Flujo Neto		

En consecuencia, la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Intergas en la zona de concesión del Biobío es de [REDACTED]

CAPÍTULO III. ANEXOS

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

La metodología utilizada se basa en el estudio “Análisis de benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de fronteras”, elaborado por Estudios Energéticos Consultores, en el que se realiza un Análisis de Fronteras Estocásticas (SFA) para hallar el nivel de eficiencia de las empresas distribuidoras de gas natural. Dicha metodología procura separar el nivel de eficiencia de otros factores como pueden ser eventos aleatorios o factores climáticos, que distancian a las empresas unas de otras. La muestra de empresas comparables está compuesta de 23 empresas distribuidoras de gas por red para la región (Argentina, Brasil y México) y para algunos países desarrollados (Estados Unidos, Gran Bretaña y Australia), además de las 5 empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red chilenas. Los datos de costos de las empresas de la muestra son ajustados por paridad de poder de compra y diferencias salariales de manera que los valores obtenidos sean comparables.

Para disminuir el impacto que la heterogeneidad en la base de datos puede generar sobre la eficiencia de la empresa concesionaria, se incorporó al mayor número de empresas a la muestra de manera que la mayor empresa concesionaria chilena tiene costos por unidad de escala del orden de la mediana de toda la muestra analizada.

Para el ajuste por eficiencia en el año 2016, la metodología propuesta toma como punto de partida a cada empresa como una “unidad de análisis o decisión” (DMU, por sus siglas en inglés) que tiene autonomía para gestionar las variables mencionadas. Así, la especificación del modelo SFA considera como insumos todas las variables gestionadas por la DMU, es decir, los costos de operación, mantención y administración (COMA); y como productos, las variables físicas que no son resultado de su gestión, es decir, el volumen de gas, clientes y extensión de red⁴. Los datos corresponden a los años 2010 y 2016.

Aun cuando el estudio mencionado calcula también ajustes de eficiencia por zona de concesión, dichos ajustes no se consideran en el presente informe debido a la existencia de zonas de concesión de mínima escala y/o de reciente operación. En este sentido, los resultados por zona de concesión pueden no ser totalmente robustos ya que en comparación con zonas de concesión consolidadas de una misma empresa, gran parte de los costos operativos se gestionan aún de manera centralizada, y adicionalmente, los costos de zonas con entrada en operación reciente, pueden resultar superiores a sus ingresos, por lo que no correspondería un ajuste por eficiencia. Entonces, se aplican los ajustes calculados para cada empresa concesionaria solo para las zonas de concesión consolidadas.

Como resultado de la aplicación del Análisis de Fronteras Estocásticas, se obtienen los datos de eficiencia de la tabla siguiente. Los datos arrojan eficiencias bajas que implicarían hacer ajustes importantes a los costos de mantención, operación y administración de la empresa concesionaria. Adicionalmente, el informe de los consultores mencionado describe ciertas limitaciones en el uso del SFA, por lo que se considera un enfoque conservador para la corrección por eficiencia que consiste en determinar un intervalo de confianza del 90% para cada empresa y utilizar el límite superior del mismo como su medida de eficiencia.

⁴ Esta variable no resultó significativa en la aplicación del modelo, por lo que se eliminó.

Tabla I.1. Resultados de eficiencia – Método SFA

Empresa	Empresa	País	Eficiencia SFA	Eficiencia con ajuste PPP y Personal Lím.Sup. Int. Conf. 90%
ENVE	Envestra	AUS	86,3%	98,9%
GCUY	Gas Cuyana	ARG	83,1%	98,8%
GCEN	Gas del Centro	ARG	83,1%	98,8%
CEGR	Ceg Río de Janeiro	BRA	82,0%	98,5%
SGNW	Scotland Gas Network	GBR	80,9%	98,3%
GNFS	Gas Natural Fenosa Sao Paulo	BRA	78,1%	97,9%
CGSU	Camuzzi Sur	ARG	77,1%	98,1%
CGPA	Camuzzi Pampeana	ARG	75,9%	97,9%
SOGN	Southern Gas Network	GBR	74,0%	97,2%
GBAN	Gas Ban	ARG	72,2%	97,4%
COMG	Comgás Sao Paulo	BRA	72,2%	96,8%
META	Metrogas_Argentina	ARG	69,7%	96,9%
SWGK	Southwest Gas Corporation	USA	67,5%	94,8%
ATEN	Atmos Energy	USA	65,6%	94,1%
TLAG	The Laclede Group	USA	65,1%	93,8%
WGLH	WGL Holding	USA	54,0%	86,1%
PHGW	Philadelphia Gas Works	USA	52,6%	84,7%
GNMX	Gas Natural México	MEX	43,7%	81,8%
Promedio			70,1%	94,8%

*SFA con ajustes por PPP y diferencias salariales. Intervalo de confianza al 90%

Fuente: Estudio "Análisis de benchmarking para la determinación de costos eficientes a través de técnicas de fronteras"

ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA

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 informados

Actividades de Distribución	Zona de concesión		Total
	BíoBio (\$)	Araucanía (\$)	
Ventas a Clientes Redes Terciarias			
Servicios Afines			
TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN			
Otras Actividades			
Venta de Equipos y Artefactos			
TOTAL INGRESOS OTRAS ACTIVIDADES			
TOTAL INGRESOS			

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos reportados por la concesionaria para sus zonas de concesión, de acuerdo al 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 informados

Actividades de Costos	Zona de concesión		Total
	BíoBio (\$)	Araucanía (\$)	
Suministro de Gas			
Operación y Mantenimiento Redes Primarias			
Operación y Mantenimiento Redes Terciarias			
Operación y Mantenimiento Empalmes y Medidores			
Atención Comercial Suministro de Gas			
Servicios Afines			
TOTAL COSTOS DE EXPLOTACION ACTIVIDADES DE DISTRIBUCION			
Otras Actividades			
Costos venta de Equipos y Artefactos			
Multas e indemnizaciones a terceros			
Gastos en donaciones y obras de beneficencia			
Costos destinados a VNR			
TOTAL COSTOS DE EXPLOTACION OTRAS ACTIVIDADES			
TOTAL COSTOS EXPLOTACIÓN			

La información presentada por la empresa para “Costos de explotación actividades de distribución”, reasignada según 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

Costos de Explotación	Zona de concesión		Total Intergas (\$)
	Biobío (\$)	Araucanía (\$)	
Compra de gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
Operación, mantención y administración			
Total Costos de Explotación			

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II.3.1: Gastos de comercialización 2007-2016 – R. del Biobío. Informados

Año	ZONA CONCESION BIOBIO		
	Instalaciones	Artefactos	Total
	\$	\$	\$
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
Total			

Tabla II.3.2: Gastos de comercialización 2007-2016 – R. de la Araucanía. Informados

ZONA CONCESION ARAUCANIA			
Año	Instalaciones	Artefactos	Total
	(\$)	(\$)	(\$)
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
Total			

ANEXO III: INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 - DETALLE

Tabla III.1: Ingresos de explotación año 2016

Ingresos de Explotación	Zona de concesión		Total Intergas (\$)
	Bío-bío (\$)	Araucanía (\$)	
Servicio público de distribución de gas			
Servicios Afines			
Total Ingresos de Explotación			

ANEXO IV: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2016 - DETALLE

Tabla IV.1: Gastos eficientes de comercialización – Región Biobío

Año	ZONA CONCESION BIOBIO		
	Total informado	Gasto no reconocido	Gasto eficiente
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
Total			

Tabla IV.2: Gastos eficientes de comercialización – Región Araucanía

Año	ZONA CONCESION ARAUCANIA		
	Instalaciones	Artefactos	Total
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
Total			

ANEXO V: EVOLUCIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Tabla V.1: Evolución entrada en operación de redes – R. del Biobío

Año entrada en operación	Intergas: Región Biobio: Zona Concesión 8							
	Redes Primarias		Redes Secundarias		Redes Terciarias		Redes de distribución	
	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%
≤2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
Total								

Tabla V.1: Evolución entrada en operación de redes – R. de la Araucanía

Año entrada en operación	Intergas: Región Araucania: Zona Concesión 9							
	Redes Primarias		Redes Secundarias		Redes Terciarias		Redes de distribución	
	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%
≤2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
Total								

ANEXO VI: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO

Tabla VI.1: Clientes Región del Biobío

Año	Intergas: Región Biobío Número de Clientes	
	Residencial	Comercial
2005		
2006		
2007		
2008		
2009		
2010		
2011		
2012		
2013		
2014		
2015		
2016		
Total		

Tabla VI.2: Clientes Región de la Araucanía

Año	Intergas: Región Araucanía Número de Clientes	
	Comercial	Residencial
2001		
2002		
2003		
2004		
2005		
2006		
2007		
2008		
2009		
2010		
2011		
2012		
2013		
2014		
2015		
2016		
Total		

ANEXO VII: VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016

Tabla VII.1: VNR año calendario 2016 – R. del Biobío. Asignación anual

Tipo de bien o instalación	VNR (M\$)											Total
	2.005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Redes de distribución												
Primarias												
Tuberías												
Válvulas												
Sistema de Protección Catódica												
Cruces												
Plantas de Odorización												
Terciarias												
Tuberías												
Válvulas												
Cruces												
Estación de Regulación y Medición												
Estación de Regulación y Medición												
Acometidas, Empalmes y Medidores												
Terciarias												
Acometida 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												
Total												

Tabla VII.2: VNR año calendario 2016 – R. de la Araucanía. Asignación Anual

Tipo de bien o instalación	VNR (M\$)																
	Hasta 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Plantas de Fabricación																	
Unidad de Fabricación de Propano-Aire																	
Redes de distribución																	
Terciarias																	
Tuberías																	
Válvulas																	
Cruces																	
Acometidas, Empalmes y Medidores																	
Terciarias																	
Acometida 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																	
Total VNR																	

ANEXO VIII: OBSERVACIONES AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMINAR

Identificación del Título, Subtítulo, N° de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
<p>2. Improcedencia de emitir Informe Anual de Rentabilidad sobre la base de información de cálculo que no se encuentra a firme.</p>	<p>Conforme se desprende del Informe Anual de Rentabilidad, para su cálculo se recurrió a aquellos antecedentes contenidos en Informe Técnico preliminar a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas.</p> <p>Ello es improcedente, toda vez que dicho Informe como su nombre lo indica es de carácter preliminar, debiendo ser sometido a los procesos de observaciones y discrepancias contemplados en la ley. Mientras dicho Informe no se encuentre a firme, no puede constituir un antecedente válido para efectos de sustentar el Informe anual de rentabilidad.</p> <p>Adicionalmente, al tratarse el Informe Técnico contenido en el artículo 33 bis de un antecedente esencial para la emisión del Informe anual de rentabilidad, la CNE debe emitir dicho Informe de manera tal que el proceso de observaciones y discrepancia establecido en la ley se encuentre concluido y emitida por parte de la CNE la resolución que determina el Informe final.</p> <p>En tal sentido, los plazos establecidos por la Ley de Servicios de Gas para la emisión de los Informes son plazos máximos, debiendo en cambio atenderse siempre a que aquellos Informes que sirven de antecedente a otros -como aquel establecido en el artículo 33 bis se encuentren a firme antes de emitirse aquel Informe que le sucede.</p> <p>Desde esta perspectiva, el Informe de rentabilidad debió considerar las observaciones vertidas por Intergas en relación al Informe Técnico preliminar a que se refiere el artículo 33 bis y no adoptar éste íntegramente sin modificaciones.</p>		<p>No se acoge la observación. El presente informe considera la información contenida en el Informe Técnico Definitivo a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas.</p>
<p>Costos de operación,</p>	<p>La CNE adoptó los costos de compra de gas y transporte que</p>	<p>Se solicita considerar el monto de otros costos</p>	<p>No se acoge la observación. La metodología</p>

Identificación del Título, Subtítulo, N° de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
<p>mantención y administración Capítulo I, sección 2.2 Capítulo II, sección 2.2</p>	<p>informó Intergas, pero aplicó un descuento de [REDACTED] a los otros costos directos y gastos indirectos (ver en informe de respaldo detalle de montos involucrados en informe (pag 5))</p> <p>Este porcentaje se obtiene de un estudio de la CNE que presenta importantes limitaciones, que reconocen sus autores, que plantean abandonar el análisis de benchmarking internacional como su primera recomendación:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diseño Muestral: El estudio tiene graves problemas de diseño muestral porque el tamaño de la muestra es absolutamente insuficiente e incluye empresas que posiblemente no pertenecen a la misma población que Intergas porque la superan en más de un orden de magnitud. - Datos: Los datos probablemente incluyen importantes errores de registro porque al provenir de distintos países presentan diferencias en monedas, en normativa sectorial, laboral y ambiental, y en procedimientos contables. La conversión de los costos de moneda local a moneda común fue inadecuada porque se aplicó un tipo de cambio PPP, que es pertinente para los consumidores pero no para los insumos mayoritariamente transables de la empresa. El uso del PPP significó incrementar en u [REDACTED] los costos en US\$ de Intergas y las empresas chilenas en general. - Modelo y Resultados: El modelo tiene problemas de especificación porque excluye como variable no significativa el largo de red, una variable que claramente tiene directa incidencia en los costos.; en el caso de Intergas, cuya red por cliente duplica al promedio de la muestra, esta exclusión sin duda determina una subestimación de los costos modelados. No se demuestra que los coeficientes determinados sobre 	<p>directos y gastos indirectos informados por la Empresa, descontando solo los costos asociados a la explotación de otras actividades. (según detalle contenido en informe)</p> <p>Intergas realizó un análisis pormenorizado de los costos, y <i>benchmark</i> con costos determinados para empresas modelo costeadas para la industria sanitaria por la SISS. Para efectuar esta comparación se utiliza los <i>drivers</i> de costos relevantes. Se concluye que el costo total de Intergas resulta inferior a sus comparables calculados por el regulador en la industria sanitaria.</p> <p>Debe tenerse presente que más de la mitad de la diferencia entre el costo total determinado en el estudio preliminar CNE y el costo depurado de la empresa se explica por gastos de arriendo que alcanzan a MM\$169 para el año 2016.</p> <p>La empresa representó a la CNE que estos activos no son propios por lo que la CNE eliminó en su informe VNR definitivo edificaciones por [REDACTED]</p> <p>Por consistencia con la corrección al VNR, eliminando edificaciones arrendadas, debe ajustarse el total de gastos estimado en el</p>	<p>utilizada es la adecuada para los propósitos del informe. Adicionalmente, para reducir las heterogeneidades presentes en la muestra y eventuales problemas de especificación, se: i) hacen correcciones a los costos de las empresas de la muestra por PPP (paridad de poder de compra) para homogenizarlos, ii) se hacen ajustes por diferencias salariales considerando el estudio comparativo de precios y salarios de 71 ciudades alrededor del mundo de la Unión de Banco Suizos; y iii) como medida conservadora, se aproxima la eficiencia calculada para cada empresa al límite superior del intervalo de confianza calculado para cada eficiencia. Por último, el costo de arriendo ya está incluido en los costos de explotación.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, N° de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
	<p>la base de las empresas de la muestra sean aplicables a Intergas, cuyo número de clientes es al menos un orden de magnitud menor que el resto.</p> <p>El modelo es poco robusto, porque basta la exclusión de una empresa para que aumente en un 82% el % de ineficiencia que incorporaría el error.</p> <p>El modelo concluye que las empresas argentinas son sistemáticamente más eficientes que las norteamericanas, sin que se entregue una explicación de qué podría estar causando dicho fenómeno. Si la eficiencia argentina no fuera real, todos los resultados del modelo serían inválidos.</p> <ul style="list-style-type: none"> - El estudio es poco transparente porque no entrega base de datos, no utiliza datos públicos, no describe los algoritmos del modelo estadístico y censura parte de los resultados que Intergas debe observar. La consecuencia en un estudio que no se puede replicar y por tanto, inverificable. - El estudio no cuenta con información del estado operacional de los activos, por lo que es posible que confunda postergación de gastos de mantenimiento con eficiencia. <p>La metodología de fronteras de eficiencia resulta inconsistente con la aplicación de una tasa de costo promedio de la industria para regular. Efectivamente, la tasa de costo de capital obtenida como un promedio para la industria se transforma en un premio para un campeón, que conseguirá sólo la empresa más eficiente.</p>	<p>Informe de Rentabilidad anual Preliminar agregando los gastos de Arriendo.</p> <p>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada</p> <p>Informe "Observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar. Intergas S.A. – Año 2016</p>	
6.8 Artefactos en Comodato	Adicionalmente la autoridad no se hace cargo de las erogaciones efectuadas por la empresa y presentadas dentro del ítem gastos de comercialización de los últimos 10 años, correspondiente artefactos en Comodato. Tampoco entrega en su informe preliminar explicación alguna de dicho rechazo.	Dado que la autoridad tampoco permite considerar este rubro como inversiones e informarlas dentro de los activos a VNR, pedimos en subsidio que a lo menos se permita considerar como gastos del periodo el	No se acoge la observación. Estos gastos se reconocen en costos de explotación del año siempre y cuando sean de carácter general y no discriminatorio. En este caso la empresa no aportó antecedentes que permitieran constatar

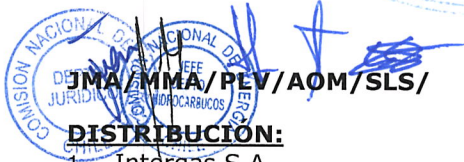
Identificación del Título, Subtítulo, N° de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE			
	<p>La CNE no considera estos bienes dentro de los activos de la Empresa por lo que cabe entonces considerar las inversiones en estos bienes como un gasto de comercialización y captación de clientes, dado que se trata de bienes indispensables para prestar el servicio de gas natural, porque el cliente no está dispuesto o no le resulta factible costearlos.</p> <p>Entonces, considerando especialmente la gran rivalidad, competencia y sustitutos que enfrenta Intergas, especialmente con energías alternativas sin regulación alguna de sus Externalidades negativas como la leña o pellet- sin esta inversión por parte de Intergas, se hace inviable captar y mantener clientes y consumos. En estas condiciones la empresa eficiente pretende alcanzar las economías de escala y densidades de clientes con que cuenta la empresa real, omitiendo costos que resultan imprescindibles para alcanzarlas.</p>	<p>valor de estos pagos desembolsados anualmente.</p> <p>Así en 2016 llevar a gastos los siguientes valores según zona de concesión.</p> <p style="text-align: center;">Detalle Costo Artefactos en Comodato</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">Artefactos en Comodato \$</th> </tr> <tr> <th style="background-color: #4F81BD; color: white;">Región</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: black; color: white;">2016</td> </tr> </tbody> </table>	Artefactos en Comodato \$	Región	2016	<p>que la entrega de artefactos se realizó según lo señalado precedentemente.</p>
Artefactos en Comodato \$						
Región						
2016						

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Intergas S.A. mediante correo electrónico, la cual dispondrá de un plazo de diez días hábiles contados desde la referida notificación para presentar sus eventuales discrepancias al Panel de Expertos, relativas al Informe de Rentabilidad Anual Definitivo que esta resolución aprueba.

Anótese, archívese y notifíquese.



ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



JMA/MMA/PLV/AOM/SLS/
DISTRIBUCIÓN:

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