

REF.: Aprueba Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gassur S.A.

SANTIAGO, 16 de agosto de 2017

RESOLUCION EXENTA N° 449

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 indicado en la Resolución Exenta CNE N° 410, del 31 de julio de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gassur S.A.;
- h) Lo dispuesto 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; y,
- i) 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; y
- e) Que, sobre la base de la normativa y resoluciones antes indicadas, corresponde aprobar el Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gassur S.A.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO. Apruébese el siguiente "Informe de Rentabilidad Anual Preliminar a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gassur S.A., año calendario 2016", cuyo texto se transcribe a continuación:



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

GAS SUR S.A.

AÑO CALENDARIO 2016

*Agosto de 2017
Santiago de Chile*

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I : METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA, POR ZONA DE CONCESIÓN	5
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	5
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES	5
2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución	6
2.2 Costos de operación, mantenimiento y administración	6
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES	7
4 DETERMINACIÓN DE LOS BIENES INTANGIBLES Y DEL CAPITAL DE EXPLOTACIÓN	8
5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN	8
5.1 Criterios de verificación y corrección específicos para el VNR asignado a cada año	9
6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES	9
7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA	10
CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO.....	11
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016	11
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016	11
2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016	11
2.2 Costos de operación, mantenimiento y administración eficientes año calendario 2016	12
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016	13
4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2016	14
5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2016	16
CAPÍTULO III. ANEXOS.....	17
ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN	17
ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA	19
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	19
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN	21
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN	22
ANEXO III. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 - DETALLE	23
ANEXO IV: COSTO DEL GAS AL INGRESO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AÑO CALENDARIO 2016 – DETALLE	23
ANEXO V: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 - 2016	23
ANEXO VI: EVOLUCIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	24
ANEXO VII: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO	24
ANEXO VIII: VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016	25

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.

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 en 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 Preliminar de Rentabilidad Anual –año 2016- corresponde a la empresa concesionaria de servicio público de distribución Gas Sur S.A., y se efectúa, como se indicará más adelante, respecto a su zona 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 Preliminar elaborado por la Comisión aplicable a Gas Sur S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°410, del 31 de julio de 2017, que “Aprueba Informe Técnico Preliminar a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Gas Sur S.A.”, en adelante “Informe Técnico Preliminar de VN¹R”.
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

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

“Estudio”).

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 Gas Sur S.A (en adelante e indistintamente Gassur), respecto de su zona de concesión, para el año calendario 2016.

Al 31 de diciembre de 2016, la zona de concesión existente para Gassur corresponde a la región del Bio Bío, la cual incluye las comunas o localidades de Concepción, Talcahuano, Penco, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Coronel, Los Ángeles y Chillán. Esta última con concesión otorgada, pero sin red de distribución.

El total de clientes abastecidos en dicha zona de concesión es de 38.026, los cuales se distribuyen en

Esta empresa concesionaria

Durante el año 2016 distribuyó dos tipos de gas: uno de 5250 Kcal/m³ (Gas Natural Diluido) y uno de 9300 Kcal/m³ (Gas Natural). La concesionaria tiene un proyecto en marcha para abastecer toda su demanda con gas natural de 9300 Kcal/m³ en 5 años.

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

Tabla 1: Caracterización de la empresa a diciembre de 2016

Tipo de Cliente	Número de clientes	M3 facturados
Residencial		
Residencial térmica		
Comercial		

Fuente: Gassur

Respecto a las redes, a diciembre de 2016, la cobertura total alcanzó los kilómetros de redes secundarias y terciarias de gas. La empresa no posee redes primarias. El gas proviene principalmente de la Planta de Re-Gasificación de Enap ubicada en Pemuco y es transportado por el Gasoducto del Pacífico hasta el ingreso de la red de distribución de Gassur. También es abastecida marginalmente por Innergy Soluciones Energéticas S.A., directamente en los puntos de entrega al ingreso del sistema de distribución.

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 a 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 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, 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 su zona 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 su 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 considerados informados 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

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

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 amortizables 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 Preliminar 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 Preliminar 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 Preliminar 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 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 Preliminar 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 Preliminar 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 - CONCESIÓN REGIÓN DEL BIOBÍO

1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016

Los ingresos de explotación presentados por las 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 el listado y descripción de los servicios informados por la concesionaria como afines, sólo se consideran los ingresos y correspondientes costos de los servicios afines que se enumeran a continuación:

1. Corte y reposición de servicio.
2. Examen del medidor, a solicitud del cliente.
3. Cambio de ubicación de medidor y empalme, a solicitud del cliente.

Los otros servicios que la concesionaria reportó como afines se consideran que forman parte de la prestación del servicio público de distribución de gas.

Revisado y analizado 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	(\$)
Servicio público de distribución de gas	
Otros Servicios que forman parte de la 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 concesionaria tuvo, durante al año calendario 2016, contratos de suministro de gas y por transporte para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución, tanto con empresas relacionadas como no relacionadas, de acuerdo a lo informado en virtud de la Resolución CNE N°78.

Durante el año 2016 el suministro de gas fue realizado principalmente por Enap, empresa no relacionada con la concesionaria. Durante este mismo año, Gassur pagó también a Innergy Soluciones Energéticas S.A. (Innergy), empresa relacionada con Gassur, los costos de transporte desde la planta satelital de regasificación ubicada en Pemuco hasta los puntos de entrega al ingreso del sistema de distribución. Durante octubre y noviembre de 2016, Gassur también compró parte de su gas a Innergy.

El costo del gas en cada punto de conexión en el ingreso del sistema de distribución corresponde a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria en el caso de contratos con empresas no relacionadas.

Respecto de los contratos de abastecimiento de gas con Innergy, empresa relacionada con Gassur, de acuerdo al inciso quinto del Artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.999, se valorizó la compra de gas al menor precio de compra calculado en base a los contratos de importación de largo plazo existentes con el mercado internacional, dado que ni la empresa concesionaria ni el proveedor relacionado Innergy cuentan con acceso a instalaciones que permitan realizar importaciones de gas⁴.

Respecto del contrato de transporte con Innergy, de acuerdo al último inciso del artículo 33 quinquies de la ley, se considera lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria, en virtud que esto reflejaría una gestión económicamente eficiente, en comparación con el precio que otros consumidores pagan por este servicio⁵.

Para efectos de asignar correctamente los montos anteriores a la actividad de servicio público de distribución, se aplica la proporción informada por la empresa concesionaria para gastos de compra de gas y de transporte de gas respecto del total desembolsado por estos conceptos.

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 se muestra en la Tabla II.2. Los valores presentados se calculan de acuerdo a lo informado por la empresa concesionaria como efectivamente pagado por compras y transporte de gas según se muestra en el numeral 2 del Anexo II y el recalcu del costo del gas comprado a la empresa relacionada Innergy, ambos valores corregidos para considerar sólo lo correspondiente a servicio público de distribución. Ver detalle en Anexo IV.

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

Costos del gas al ingreso del sistema de distribución	Contrato ENAP (\$)	Contrato Innergy (\$)	Total (\$)
Compra de gas			
Otros Costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
Total			

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, con las excepciones que se señalan a continuación.

En primera instancia, se descontaron los costos relacionados con la operación de la central de generación eléctrica Newen [REDACTED] que fueron reportados en la actividad “Plantas de fabricación” y en la naturaleza “Gastos en

⁵ Valor similar al pagado por la empresa ENAP para el servicio de transporte entre los mismo dos puntos.

servicios y labores con empresas relacionadas”. Adicionalmente, se descontó de la actividad “Servicios afines” la cantidad de [REDACTED] que no corresponde a costos por este concepto.

En consistencia con la reasignación de ingresos por servicios afines, sólo se consideran los costos de los servicios afines señalados en el numeral 1 de este Capítulo.

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 4,1% para la zona de concesión del Biobío.

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

GasSur (\$)



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 Gassur, se descontó de lo informado los montos por aportes de artefactos, los gastos de marketing y fuerza de ventas. En Anexo V 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	Gastos de Comercialización (UF)
2007	[REDACTED]
2008	[REDACTED]
2009	[REDACTED]
2010	[REDACTED]
2011	[REDACTED]
2012	[REDACTED]
2013	[REDACTED]
2014	[REDACTED]
2015	[REDACTED]
2016	[REDACTED]
Total	[REDACTED]

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, para la zona de concesión del Biobío 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 Gassur determinado en el Informe Técnico Preliminar de VNR.

La concesionaria adjuntó auditoría que cumple con norma de general aceptación (Norma NCh 44 Of. 2007 “Procedimientos de muestreo para inspección por atributos”) y de la revisión de consistencia de la antigüedad de las redes, se considera el año informado por la empresa concesionaria para la entrada en operación de las redes de distribución, por tipo, 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.

De la revisión de consistencia mencionada, se considera también el año informado por la empresa concesionaria para las demás instalaciones accesorias a las redes de distribución. En consecuencia, se distribuyó el VNR de estas instalaciones para cada año según lo informado. En Anexo VI 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 VII 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. El detalle del VNR asignado a cada año del período 2002-2016 para estos mismos efectos se muestra en Anexo VIII.

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

Activo / Instalación	VNR (miles \$)		Total VNR (miles \$)
	≤2001	2002-2016	
Plantas de Fabricación			
Redes de distribución			
Primarias			
Secundarias			
Terciarias			
Estación de Regulación y Medición			
Acometidas, Empalmes y Medidores			
Terciarias			
Otros Activos			
Muebles e inmuebles			

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.6:

Tabla II.6: Componentes para determinar flujo neto

	Gassur (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 Gassur en su zona de concesión 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 red⁶. 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.

⁶ Esta variable no resultó significativa del modelo y 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%
SWGC	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 empresa concesionaria para la respectiva zona de concesión, de acuerdo al formato del Sistema de Contabilidad Regulatoria, son los siguientes:

Tabla II.1.1: Ingresos de Explotación informados

<u>Ingresos de Explotación</u>	\$
Actividades de Dsitrribución	
Ventas a Clientes Redes Terciarias	
Provisión de ventas o energía en medidores Redes Te	
Servicios Afines	
Total Ingresos Actividades Distribución	
Otras Actividades	
Venta de Equipos y Artefactos	
Mantenimiento y servicios a equipos de terceros	
Otros Servicios	
Total Otras Actividades	
TOTAL INGRESOS	

Tabla II.1.2: Servicios afines informados

Con posterioridad, la empresa concesionaria realizó la siguiente apertura y explicación de los servicios afines reportados.

Nombre del Servicio Afin	Descripción del servicio (indicando que incluye y que no)	Monto (\$) reportado en ingresos	Monto (\$) reportado en costos
[Redacted content]			

Tabla II.1.3: Detalle de servicios informados como Servicios Afines en Ingresos de Explotación

Corte y reposición suministro de gas	Total

2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos reportados por la empresa concesionaria para la zona 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	Total (\$)
Suministro de Gas	
Plantas de Fabricación o Resplado de Gas	
Operación y Mantenimiento Redes Secundarias	
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 transporte, suministro y almacenamiento de gas a terceros sin uso de la red	
Costos venta de Equipos y Artefactos	
Mantenimiento y servicios a equipos de terceros	
Venta de maeriales y Servicios	
Otras Actividades	
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	GasSur \$
Compra de gas	
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución	
Operación, mantención y otros	
Total Costos de Explotación	

Dado que la empresa concesionaria informa dos proveedores distintos de gas, ENAP como empresa no relacionada e Innergy como empresa relacionada, en la tabla siguiente se muestra la desagregación de los valores pagados a cada empresa el año 2016, según lo informado por la concesionaria.

Tabla II.2.3: Costos de compra de gas y otros costos hasta el ingreso del sistema de distribución informada

	ENAP (\$)	INNERGY (\$)
Compra de Gas	[REDACTED]	
Transporte		

Nota: El ítem transporte corresponde al costo de transporte por gasoducto del total de gas comprado a ENAP e Innergy desde PSR Pemuco hasta el ingreso del sistema de distribución (Colmito, Mercedes y Los Ángeles).

3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II.3.1 Gastos de Comercialización 2007-2015

Año	Conversiones (UF)	Artefactos (UF)	Materiales (UF)	Marketing (UF)	Fuerza de venta (UF)	Total (UF)
2007	[REDACTED]					
2008						
2009						
2010						
2011						
2012						
2013						
2014						
2015						
Total						

Tabla II.3.2 Gastos de Comercialización 2016

Tipo de Servicio de Gas	Tipo de Instalaciones								Costo Total de Comercialización (\$)		
	Nuevas (Conexión de nuevos clientes)				Existentes (Captación de Clientes con otro tipo de Suministro)				Total (\$)	Aporte Empresa	Aporte Cliente
	Cantidad	Total (\$)	Aporte Empresa	Aporte Cliente	Cantidad	Total (\$)	Aporte Empresa	Aporte Cliente			
Residencial Individual	[REDACTED]										
Residencial Multiple											
Residencial Central Térmica											
Comercial											
Industrial											
TOTAL											

ANEXO III. INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 - DETALLE

Tabla III.1. Ingresos de Explotación año 2016

Ingresos de Explotación	(\$)
Servicio público de distribución de gas	
Otros servicios que forman parte de la distribución de gas	
Servicios Afines	
Total Ingresos de Explotación	

ANEXO IV: COSTO DEL GAS AL INGRESO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AÑO CALENDARIO 2016 – DETALLE

Tabla IV.1: Costo del gas al ingreso del sistema de distribución 2016 – R. Biobío

Año 2016	ENAP (\$)	INNERGY (\$)	Transporte 1	Transporte 2
Enero				
Febrero				
Marzo				
Abril				
Mayo				
Junio				
Julio				
Agosto				
Septiembre				
Octubre				
Noviembre				
Diciembre				
Total				

ANEXO V: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 - 2016

Tabla V.1: Gastos eficientes de comercialización – R. Biobío

Año	Gastos informados (UF)	Gastos no reconocidos (UF)				Gastos reconocidos (UF)
		Artefactos	Marketing	Fuerza de ventas	Montaje de medidor	
2007						
2008						
2009						
2010						
2011						
2012						
2013						
2014						
2015						
2016						
Total						

A la información presentada por la empresa se les descontó los gastos correspondientes a marketing, fuerza de venta, asimismo el montaje de medidor y empalme considerado en VNR.

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

Tabla VI.1: Evolución entrada en operación redes - Región del Biobío

		GASSUR					
		Región Biobío: Tuberías					
Año entrada en operación	Redes Secundarias		Redes Terciarias		Redes de distribución		
	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	
≤2001							
2002							
2003							
2004							
2005							
2006							
2007							
2008							
2009							
2010							
2011							
2012							
2013							
2014							
2015							
2016							
Total							

ANEXO VII: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO

Tabla VII.1: Clientes Región del Biobío

		GASSUR	
		Región Biobío	
Año		Numero de Clientes	
2001			
2002			
2003			
2004			
2005			
2006			
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			
Total			

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

Tabla VIII.1: VNR año calendario 2016 – Región del Biobío. Asignación anual

Activo / Instalación	VNR (M\$)															
	Hasta 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Plantas de Fabricación																
Plantas GN Diluido																
Redes de distribución																
Primarias																
Plantas de Olorización																
Secundarias																
Tuberías																
Cruces																
Terciarias																
Tuberías																
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																
Edificaciones																
Vehículos y equipos de transportes																
Equipos de Telecomunicación																
Herramientas y equipos de bodega																
Equipos de comunicación y computación																
Sistemas y software																
Muebles y equipo de oficina																

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Gassur S.A. mediante correo electrónico, la cual dispondrá de un plazo de quince días hábiles contados desde la referida notificación para presentar sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar que aprueba esta resolución, debiéndose enviar al correo electrónico chequeorentabilidadgas@cne.cl, con copia a los correos mmancilla@cne.cl y jmendez@cne.cl.

Anótese, archívese y notifíquese.




ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



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