



**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 Metrogas S.A.

**SANTIAGO, 02 de octubre de 2017.**

**RESOLUCION EXENTA N° 539.**

**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° 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 señalado en la Resolución Exenta CNE N° 447, 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 Metrogas S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 447";
- i) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 498, 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 Metrogas S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 498";
- j) Las observaciones recibidas dentro del plazo legal, de la empresa Metrogas S.A. respecto del Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N°447; 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°447, 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 Metrogas S.A.;
- f) Que, estando dentro del plazo legal, la empresa Metrogas S.A. presentó sus observaciones al Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N°447; 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 Metrogas 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 Metrogas 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**

**METROGAS S.A.**

**AÑO CALENDARIO 2016**

*Octubre de 2017  
Santiago de Chile*

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO I : METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL DE LA EMPRESA CONCESIONARIA, POR ZONA DE CONCESIÓN.....</b>	<b>6</b>
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN .....	6
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES .....	6
2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución .....	7
2.2 Costos de operación, mantención y administración .....	7
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES .....	8
4 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 .....	10
7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA .....	11
<b>CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2016 - CONCESIONES REGIÓN METROPOLITANA Y REGIÓN DE O'HIGGINS.....</b>	<b>12</b>
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016.....	12
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016 .....	12
2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2016 .....	12
2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2016 .....	13
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 .....	18
<b>CAPÍTULO III. ANEXOS .....</b>	<b>19</b>
ANEXO I: MARCO METODOLÓGICO PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN .....	19
ANEXO II: INFORMACIÓN PRESENTADA POR LA EMPRESA CONCESIONARIA.....	21
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	21
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN .....	22
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN .....	23
ANEXO III: INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2016 - DETALLE .....	24
ANEXO IV: GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES EFECTUADOS ENTRE LOS AÑOS 2007 Y 2016 – DETALLE.....	24
ANEXO V: EVOLUCIÓN DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN .....	25
ANEXO VI: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO .....	26
ANEXO VII: VNR AÑO CALENDARIO 2016 ASIGNADO A CADA AÑO DEL PERÍODO 2002-2016 .....	27
ANEXO VIII: OBSERVACIONES AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMAR .....	29

## 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° 447, 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 Metrogas 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 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 Metrogas 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 Metrogas S.A., aprobado

mediante Resolución CNE N°498, 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 Metrogas S.A.", en adelante Informe Técnico Definitivo de VNR<sup>1</sup>".

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 enviadas por la empresa, el día 7 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 Metrogas, aprobado mediante Resolución CNE N°447, 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 Metrogas S.A (en adelante e indistintamente Metrogas), 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 Metrogas, 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
Región de Bernardo O'Higgins	Graneros, Rancagua, Machalí, Doñihue, Olivar, Requínoa(*) y Rengo(*), San Francisco de Mostazal, Codegua.	Metrogas	Metrogas S.A.	GN		Operativa
Región Metropolitana	Santiago, Buin, Cerrillos, Cerro Navia, Colina, Conchalí, El Bosque, Estación Central, Huechuraba, Isla de Maipo, Independencia, La Cisterna, La Granja, La Pintana, Lampa, Las Condes, Lo Barnechea, Lo Espejo, Lo Prado, La Reina, Macul, Maipú, Ñuñoa, Padre Hurtado, Paine, Pedro Aguirre Cerda, Peñaflores, Peñalolén, Providencia, Pudahuel, Puente Alto, Quilicura, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Bernardo, San Miguel, San Joaquín, San Ramón, Talagante, Tiltil(*), Vitacura.	Metrogas	Metrogas S.A.	GN		Operativa

(\*) Con concesión otorgada y sin red de tuberías.

Metrogas es una empresa de propiedad de Gas Natural Chile S.A., la que fue constituida en la ciudad de Santiago, con fecha 30 de marzo de 2016. Gas Natural Chile S.A. tiene por objeto, entre otras, transportar, distribuir y comercializar gas natural o sus substitutos energéticos y sus productos y derivados; fabricar, comercializar, reparar e instalar artefactos, implementos y accesorios, muebles y útiles para el hogar y maquinarias o enseres, para uso doméstico o industrial. Metrogas, a partir de mayo de 2016, se dedica exclusivamente al negocio de distribución de gas natural, abandonando las funciones de aprovisionamiento, las que se traspasaron a una nueva sociedad.

Actualmente, Metrogas abastece a 49 comunas de las regiones Metropolitana y de O'Higgins con un total de 547.975 clientes, los cuales se distribuyen en 536.953 clientes residenciales, 10.700 clientes comerciales y 322 clientes industriales. Estos clientes fueron abastecidos casi en su totalidad con gas natural proveniente del Terminal de GNL Quintero y, complementariamente, con el Biometano producido desde la planta de aguas servidas de La Farfana.

<sup>1</sup> Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante e indistintamente VNR

El consumo facturado al 31 de diciembre del año 2016 alcanzó un total de 8.933 millones de m3 de gas natural equivalente<sup>2</sup>, 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	
	RM	O'Higgins	RM	O'Higgins
Residencial				
Comercial				
Industrial				

Fuente: Metrogas.

---

<sup>2</sup> 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 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 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, descontados los costos de respaldo en gasoductos por consistencia con información histórica, 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 concesionaria<sup>3</sup>, 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 reconocidos como costos de explotación, siempre y cuando sean de carácter general y no discriminatorio. Las

---

<sup>3</sup> 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.

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, montajes 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 nuevos 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 METROPOLITANA Y REGIÓN DE O'HIGGINS

## 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 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. Prueba de hermeticidad en la matriz interior, a solicitud del cliente.
3. Retiro e instalación de 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.

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 Metrogas (\$)
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Servicio público de distribución de gas			
Otros Servicios que forman parte de la distribución de gas			
Servicios Afines			
<b>Total Ingresos de Explotación</b>			

## 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2016

Los costos de explotación presentados por la empresa 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, tanto con empresas relacionadas como no relacionadas, de acuerdo a lo informado en virtud de la Resolución CNE N°78.

Desde enero a mayo de 2016 el suministro de gas fue realizado por GNL Chile S.A., empresa no relacionada con la concesionaria. Metrogas pagó también a GNL Chile S.A. los costos de regasificación del GNL, que incluye transporte desde Quintero a Quillota.

Desde junio a diciembre 2016 el suministro de gas fue realizado por Aprovevisionadora Global de Energía S.A.

(AGESA), empresa relacionada con la concesionaria. Metrogas pagó también a AGESA los costos de regasificación del GNL, que incluye transporte desde Quintero a Quillota.

Durante todo el año 2016, el transporte de gas desde Quillota hasta la Región Metropolitana fue prestado por Electrogas S.A., empresa no relacionada con la concesionaria. Adicionalmente, el transporte de gas dentro de la Región Metropolitana y hacia la Región de O'Higgins fue prestado por Gasandes S.A., empresa relacionada con la concesionaria.

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 Metrogas en el caso de contratos con empresas no relacionadas.

Respecto de los contratos con empresas relacionadas, de acuerdo al análisis y revisión efectuado por esta Comisión en cumplimiento de las normas legales aplicables, y según lo señalado en Resolución Exenta CNE N° 441 de 11 de agosto de 2017, se tuvo por verificado que la gestión de compra asociada a estos contratos de Metrogas S.A., en lo relativo a la compra de gas, servicio de regasificación y transporte por ductos, son económicamente eficientes de acuerdo a condiciones de mercado. En consecuencia, también en este caso, 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 Metrogas.

En todos estos contratos, el costo de almacenamiento por seguridad o respaldo no corresponde a almacenamiento operativo y por lo tanto no califica dentro del concepto "otros costos necesarios para llevar el gas al ingreso del sistema de distribución", por lo que se excluye del costo del gas.

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 Metrogas (\$)
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Compra de gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución (1)			
<b>Total</b>			

Nota 1: Transporte por ducto y regasificación

## 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 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 los demás servicios que la concesionaria reportó bajo este ítem se contemplan como parte de los costos del servicio público de distribución de gas.

Los costos de operación, mantención y administración, con excepción del costo de respaldo en gasoductos, 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 4,8% para la zona de concesión Región Metropolitana y 0% para la Región de O'Higgins.

Adicionalmente, se incluyen como costos de explotación los costos generados el año 2016 por marketing y fuerza de venta destinado a la captación de clientes, estos ascienden a [REDACTED] costos que originalmente fueron reportados por la empresa en gastos de comercialización.

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 Metrogas
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Costos de operación, mantención y administración	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

### 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 empresa concesionaria Metrogas, se descontó de lo informado los montos por aportes de artefactos, los gastos de marketing y fuerza de ventas, los costos incluidos en el VNR asociados a montaje de medidores y construcción de empalmes y los aportes de terceros que hayan estado incluidos en lo informado. 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	Región Metropolitana (UF)	Región O'Higgins (UF)
2007	[REDACTED]	[REDACTED]
2008	[REDACTED]	[REDACTED]
2009	[REDACTED]	[REDACTED]
2010	[REDACTED]	[REDACTED]
2011	[REDACTED]	[REDACTED]
2012	[REDACTED]	[REDACTED]
2013	[REDACTED]	[REDACTED]
2014	[REDACTED]	[REDACTED]
2015	[REDACTED]	[REDACTED]
2016	[REDACTED]	[REDACTED]
<b>Total</b>	[REDACTED]	[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, por zona de concesión es [REDACTED], la que se incluye dentro de los costos de explotación en

#### **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 Metrogas determinado en el Informe Técnico Definitivo 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 y por zona de concesión, 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, se considera también el año informado por la empresa concesionaria, para cada zona de concesión, para las plantas de fabricación y estaciones de regulación y medición, cruces y plantas de odorización para los mismos efectos. En consecuencia, se distribuyó el VNR de estas instalaciones para cada año según lo informado, para cada zona de concesión.

Para las válvulas, trampas pigs y sistema de protección catódica no hay consistencia con la evolución de entrada en operación de las redes de distribución, en el caso de la Región Metropolitana, por lo que se asignó a cada año una fracción del VNR de cada tipo de instalación según el criterio del numeral 5.1 del Capítulo I del presente informe. En Anexo V se muestra la evolución de entrada en operación de redes de distribución.

Para acometidas, empalmes y medidores no se verificó consistencia con la evolución de los clientes por año, por tipo de cliente, en el caso de la Región Metropolitana, por lo que se asignó a cada año una fracción del VNR de cada tipo de instalación según el criterio del numeral 5.1 del capítulo I del presente informe. 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 RM

Tipo de bien o Instalación	VNR (\$)		Total VNR (\$)
	Hasta 2001	2002-2016	
<b>Plantas de Fabricación</b>			
Plantas de Biogás			
Planta Propano - aire			
<b>Redes de distribución</b>			
<b>Primarias</b>			
Tuberías			
Válvulas			
Trampas de Pigs			
Sistema de Protección Catódica			
Cruces			
Plantas de Odorización			
<b>Secundarias</b>			
Tuberías			
Válvulas			
Cruces			
<b>Terciarias</b>			
Tuberías			
Válvulas			
Cruces			
<b>Estación de Regulación y Medición</b>			
Estación de Regulación y Medición			
<b>Acometidas, Empalmes y Medidores</b>			
<b>Primarias</b>			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
<b>Secundarias</b>			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
<b>Terciarias</b>			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
Acometida Comerciales			
Empalmes Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Comunitarios			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
<b>Otros Activos</b>			
<b>Muebles e inmuebles</b>			
Terrenos			
Edificaciones			
Vehículos y equipos de transportes			
Equipos de Telemedición			
Equipos de control de calidad y laboratorio			
Herramientas y equipos de bodega			
Equipos de comunicación y computación			
Sistemas y software			
Muebles y equipos de oficina			
<b>Intangibles y Capital</b>			
Bienes Intangibles			
Capital de Explotación			
<b>Total VNR</b>			

Tabla II.6: Costos de Inversión año calendario 2016 - Zona de concesión R. O'Higgins

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2001	2002-2016	
<b>Redes de distribución</b>			
<b>Primarias</b>			
Tuberías			
Válvulas			
Trampas de Pigs			
Sistema de Protección Catódica			
Cruces			
Plantas de Odorización			
<b>Terciarias</b>			
Tuberías			
Válvulas			
Cruces			
<b>Estación de Regulación y Medición</b>			
Estación de Regulación y Medición			
<b>Acometidas, Empalmes y Medidores</b>			
<b>Primarias</b>			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
<b>Terciarias</b>			
Acometida Industriales			
Empalmes Industriales			
Medidores Industriales			
Acometida Comerciales			
Medidores Comerciales			
Acometidas Residenciales Comunitarios			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
<b>Otros Activos</b>			
<b>Muebles e inmuebles</b>			
Edificaciones			
Vehiculos y equipos de transportes			
Equipos de Telemedicion			
Equipos de control de calidad y laboratorio			
Herramientas y equipos de bodega			
Equipos de comunicación y computación			
Sistemas y software			
Muebles y equipos de oficina			
<b>Intangibles y Capital</b>			
Bienes Intangibles			
Capital de Explotación			
<b>Total VNR</b>			

## 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

	RM (M\$)	O'Higgins (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 Metrogas en la zona de concesión Región Metropolitana es de [REDACTED] y en la zona de concesión Región de O'Higgins 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, mantenimiento 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 red<sup>4</sup>. 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 mantenimiento, 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.

---

<sup>4</sup> 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%
ATEN	Atmos Energy	USA	66,0%	93,8%
CEGR	Ceg Río de Janeiro	BRA	81,5%	98,5%
CGPA	Camuzzi Pampeana	ARG	78,1%	97,9%
CGSU	Camuzzi Sur	ARG	79,0%	98,1%
COMG	Comgás Sao Paulo	BRA	73,1%	96,7%
ENVE	Envestra	AUS	85,2%	98,9%
GBAN	Gas Ban	ARG	75,3%	97,3%
GCEN	Gas del Centro	ARG	83,7%	98,8%
GCUY	Gas Cuyana	ARG	83,7%	98,8%
GNFS	Gas Natural Fenosa Sao Paulo	BRA	77,7%	97,8%
GNMX	Gas Natural México	MEX	51,9%	80,6%
META	Metrogas Argentina	ARG	73,4%	96,8%
PHGW	Philadelphia Gas Works	USA	54,4%	83,7%
SGNW	Scotland Gas Network	GBR	80,4%	98,3%
SOGN	Southern Gas Network	GBR	74,6%	97,1%
SWGC	Southwest Gas Corporation	USA	67,4%	94,5%
TLAG	The Laclede Group	USA	65,4%	93,4%
WGLH	WGL Holding	USA	55,7%	85,2%
<b>Promedio</b>			<b>71,9%</b>	<b>94,7%</b>

\*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 Ingresos	Zona de concesión		Total Metrogas (\$)
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Ventas a Clientes Redes Primarias			
Ventas a Clientes Redes Secundarias			
Ventas a Clientes Redes Terciarias			
Provisión de ventas o energía en medidores Redes Terciarias			
Peajes por Transporte de Gas en Red de Distribución			
Servicios Afines			
<b>TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN</b>			
<b>Otras Actividades</b>			
Venta de transporte, suministro y almacenamiento de gas a terceros, sin uso de red de distribución			
Venta de Equipos y Artefactos			
Mantenimiento y servicios a equipos de terceros			
Venta de materiales y servicios			
Venta de otros servicios y productos			
Otros Servicios			
<b>TOTAL INGRESOS OTRAS ACTIVIDADES</b>			
<b>TOTAL INGRESOS</b>			

Tabla II.1.2: Servicios afines informados

Servicios Afines	Residencial (\$)	Comercial (\$)	Industrial (\$)	Total (\$)
Arriendo de Medidores				
Venta de reguladores - Venta de servicios de empalmes (modificaciones y emplames)				
Corte y reposición de suministro de gas				
Otros				
<b>Total</b>				

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

Tabla II.1.3: Detalle de servicios informados como servicios afines

Tipo de Servicio	RM (\$)	O'Higgins (\$)	Total (\$)
Arriendo de medidor			
Corte y Reposición			
Prueba de hermeticidad para red interior de gas en baja presión y en la matriz interior de gas en baja presión			
Retiro y traslado de empalme individual e Instalación de emplame individual y multiple			
Venta de reguladores de artefactos			

## 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos reportados por la concesionaria para ambas 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 Metrogas
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Suministro de Gas			
Plantas de Fabricación o Respaldo de Gas			
Operación y Mantenimiento Redes Primarias			
Operación y Mantenimiento Redes Secundarias			
Operación y Mantenimiento Redes Terciarias			
Operación y Mantenimiento Empalmes y Medidores			
Atención Comercial Suministro de Gas			
Servicios Afines			
Atención Comercial Servicios Afines			
<b>Total costos de explotación actividades distribución</b>			
Costos venta de transp., 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 materiales y servicios			
Venta de otros servicios y productos			
Atención de clientes por servicios no incluidos en chequeo de rentabilidad			
Participación accionaria en otras empresas			
Negocios financieros			
Multas e indemnizaciones a terceros			
Gastos en donaciones y obras de beneficencia			
Costos destinados a VNR			
Otras actividades			
<b>Total costos de explotación otras actividades</b>			
<b>TOTAL COSTOS EXPLOTACIÓN</b>			

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 Metrogas (\$)
	RM (\$)	O'Higgins (\$)	
Compra de gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
Operación, mantención y administración			
<b>Total Costos de Explotación</b>			

### 3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II.3.1: Gastos de comercialización 2007-2015 – RM. Informados

Año	
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
Total	

Tabla II.3.2: Gastos de comercialización 2016 - RM. Informados

Tipo de servicio de gas	Tipo de instalaciones								Costo Total comercialización MMS		
	Nuevas				Existentes				Total	Aporte empresa	Aporte cliente
	Cantidad	Total	Aporte empresa	Aporte cliente	Cantidad	Total	Aporte empresa	Aporte cliente			
Residencial Individual											
Residencial Multiple											
Residencial Central Térmica											
Comercial											
Industrial											
Total											

Tabla II.3.3: Gastos de comercialización 2016 – R. O'Higgins. Informados

Tipo de servicio de gas	Tipo de instalaciones							
	Nuevas				Existentes			
	Cantidad	Total (MMS)	Aporte empresa (MMS)	Aporte cliente (MMS)	Cantidad	Total (MMS)	Aporte empresa (MMS)	Aporte cliente (MMS)
Residencial Individual								
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	Zona de concesión		Total Metrogas
	RM	O'Higgins	
Ventas a Clientes Redes Primarias			
Ventas a Clientes Redes Secundarias			
Ventas a Clientes Redes Terciarias			
Provisión de ventas o energía en medidores Redes Terciarias			
Peajes por Transporte de Gas en Red de Distribución			
Servicios Afines			
Otros Servicios			
<b>Total Ingresos de Explotación</b>			

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

Tabla IV.1: Gastos eficientes de comercialización – RM

Año	
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
2016	

(\*) El descuento del año 2016 por concepto de Marketing incluye considera: Marketing, fuerza de ventas y aporte clientes

Tabla IV.2: Gastos eficientes de comercialización – R. O'Higgins

Año	Gasto total informado (\$)	Gastos no reconocidos (\$)				Gastos Eficientes de comercialización (\$)
		empalmes residenciales individuales	aporte cliente	fuerza de ventas	marketing	

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

Tabla V.1: Evolución entrada en operación de redes - RM

Año entrada en operación	Redes Primarias		Redes Secundarias		Redes Terciarias		Redes de distribución	
	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%
1996 -2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
<b>Total</b>								

Tabla V.2: Evolución entrada en operación de redes – R. O'Higgins

Año entrada en	Redes Primarias		Redes Terciarias		Redes de distribución	
	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%	Longitud (m)	%
1996 -2001						
2002						
2003						
2004						
2005						
2006						
2007						
2008						
2009						
2010						
2011						
2012						
2013						
2014						
2015						
2016						
<b>Total</b>						

## ANEXO VI: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES POR AÑO

Tabla VI.1: Clientes Región Metropolitana

Año	Tipo de clientes		
	Industriales	Comerciales	Residenciales
1997			
1998			
1999			
2000			
2001			
2002			
2003			
2004			
2005			
2006			
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			

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

## Tabla VII.1: VNR año calendario 2016 - RM. Asignación anual

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)														Total
	Hasta 2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
<b>Plantas de Fabricación</b>															
Plantas de Biogás															
Planta Propano - aire															
<b>Redes de distribución</b>															
<b>Primarias</b>															
Tuberías															
Valvulas															
Trampas de Pigs															
Sistema de Protección Catódica															
Cruces															
Plantas de Odorización															
<b>Secundarias</b>															
Tuberías															
Valvulas															
Cruces															
<b>Terciarias</b>															
Tuberías															
Valvulas															
Cruces															
<b>Estación de Regulación y Medición</b>															
Estación de Regulación y Med															
<b>Acometidas, Empalmes y Medidores</b>															
<b>Primarias</b>															
Acometida Industriales															
Empalmes Industriales															
Medidores Industriales															
<b>Secundarias</b>															
Acometida Industriales															
Empalmes Industriales															
Medidores Industriales															
<b>Terciarias</b>															
Acometida Industriales															
Empalmes Industriales															
Medidores Industriales															
Acometida Comerciales															
Empalmes Comerciales															
Medidores Comerciales															
Acometidas Residenciales Com															
Acometidas Residenciales Ind															
Empalmes Residenciales Indu															
Medidores Residenciales															
<b>Otros Activos</b>															
<b>Muebles e inmuebles</b>															
Terrenos															
Edificaciones															
Vehiculos y equipos de transp															
Equipos de Telemedicion															
Equipos de control de calidad															
Herramientas y equipos de bc															
Equipos de comunicación y cc															
Sistemas y software															
Muebles y equipos de oficina															
<b>Total VNR</b>															

Tabla VII.2: VNR año calendario 2016 – R. O'Higgins. Asignación Anual

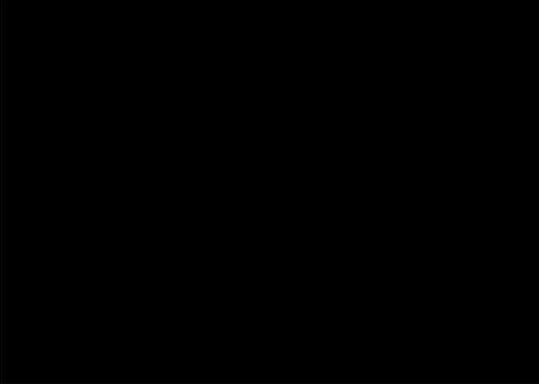
Tipo de bien o Instalación	VNR (\$)											Total VNR		
	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013		2.014	2.015
<b>Redes de distribución</b>														
<b>Primarias</b>														
Tuberías														
Valvulas														
Trampas de Pigs														
Sistema de Protección Catódica														
Cruces														
Plantas de Odorización														
<b>Terciarias</b>														
Tuberías														
Valvulas														
Cruces														
<b>Estacion de Regulacion y Medición</b>														
Estación de Regulación y Medición														
<b>Acometidas, Empalmes y Medidores</b>														
<b>Primarias</b>														
Acometida Industriales														
Empalmes Industriales														
Medidores Industriales														
<b>Terciarias</b>														
Acometida Industriales														
Empalmes Industriales														
Medidores Industriales														
Acometida Comerciales														
Medidores Comerciales														
Acometidas Residenciales Comunitarios														
Acometidas Residenciales Individuales														
Empalmes Residenciales Individuales														
Medidores Residenciales														
<b>Otros Activos</b>														
<b>Muebles e inmuebles</b>														
Edificaciones														
Vehiculos y equipos de transportes														
Equipos de Telemedicion														
Equipos de control de calidad y laboratorio														
Herramientas y equipos de bodega														
Equipos de comunicación y computacion														
Sistemas y software														
Muebles y equipos de oficina														
<b>Total VNR</b>														

## ANEXO VIII: OBSERVACIONES AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMAR

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
General	<p>El artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, en adelante LSG, establece que: "En todo caso, este 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..."</p> <p>Como se aprecia, la Ley de Servicios de Gas es explícita en señalar que se debe individualizar y justificar los costos de explotación que sean calificados como ineficientes. Al respecto, la metodología aplicada por la Comisión Nacional de Energía, CNE, en su Informe de Rentabilidad Anual Preliminar, en adelante IRAP, no permite identificar las partidas de costos que han sido calificados como ineficientes por parte de ella.</p>	Se solicita identificar detalladamente cada una de las partidas de costos que CNE ha considerado ineficientes y el grado de ineficiencia justificado de acuerdo a parámetros técnicos y objetivos	No se acoge la observación. Los costos se ajustan de acuerdo a lo establecido en la Ley y a la Resolución N° 406, artículo 24.
<p>Capítulo II</p> <p>2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2016, Página 12</p>	<p>En el Informe de Rentabilidad Anual Preliminar, en adelante IRAP, señala que los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados, se ajustan por eficiencia en base a la metodología descrita 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, aplicándose una reducción correspondiente a 7,3%.</p> <p>En el referido estudio se señala que no hay evidencia estadística respecto que las empresas chilenas muestren desviaciones importantes (en el número 4.4 del estudio se señala que "se definieron, a partir de la regresión, los límites superior e inferior de los opex para cada empresa, y se consideraron outliers aquellos casos en que el valor observado de los opex quedaba fuera del</p>	Dado la evidencia que no hay abultamientos, artificios o vicios en los costos presentados, ni son costos fuera de los estándares, así como que la metodología utilizada no cumple los requerimientos de identificar y justificar de forma técnica y objetiva los costos considerados ineficientes-según exige la LSG- y que el propio consultor Estudios Energéticos Consultores recomienda en su estudio "Abandonar el análisis de benchmarking internacional para la determinación de los costos eficientes de operación, mantenimiento y de administración, por las dificultades que acarrea reducir las heterogeneidades en materia de contexto regulatorio, desarrollo del sector, ambiental (incluyendo diferencias en los niveles salariales), entre otros aspectos, por lo	No se acoge la observación. La metodología empleada para el ajuste de costos sigue lineamientos del DFL 323 y lo dispuesto en la Resolución N° 406, en su artículo 24.

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
	<p>intervalo definido. Las empresas chilenas presentaron valores dentro del intervalo en todos los casos...”), así como que los resultados del modelo son muy amplios (“desde el punto de vista estadístico, las empresas de Chile no constituyen valores extremos. Sin embargo, cabe resaltar que los intervalos definidos son amplios”).</p> <p>Tampoco permite definir de forma específica los costos ineficientes según requerimiento de la Resolución Exenta N° 406, en adelante RE 406.</p> <p>Lo anterior es refrendado por el propio consultor contratado por la CNE para la elaboración del estudio señalado, quien recomienda “Abandonar el análisis de benchmarking internacional para la determinación de los costos eficientes de operación, mantenimiento y de administración, por las dificultades que acarrea reducir las heterogeneidades en materia de contexto regulatorio, desarrollo del sector, ambiental (incluyendo diferencias en los niveles salariales), entre otros aspectos.”(9.3 “Recomendaciones”, punto 1, pp. 44). Inexplicablemente, la Comisión desestimó esta recomendación.</p> <p>Dado lo anterior, se debe concluir que no hay señales ni pruebas estadísticas de que los costos presentados estén fuera de los estándares de industria similares.</p> <p>Así, queda claro que no corresponde efectuar ajuste alguno en los costos presentados.</p>	<p>que , se solicita eliminar el ajuste [REDACTED]</p> <p>En subsidio de lo anterior y considerando adicionalmente que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los resultados del modelo son fuertemente dependientes de supuestos considerados en la metodología, los cuales no se encuentran debidamente fundados</li> <li>• Ninguna de las empresas llega al 100% de eficiencia, y que este 100% es una construcción teórica.</li> <li>• Hay empresas consideradas en el benchmark que no realizan el servicio de gas según la LSG, no venden ni compran gas y son sólo transportista en redes de distribución.</li> <li>• La heterogeneidad de las empresas seleccionadas,</li> </ul> <p>Para determinar el factor de corrección por eficiencia se solicita comparar la eficiencia determinada para Metrogas con el promedio de las eficiencias determinadas para la industria. Por ejemplo, en el caso actual con el modelo de la Comisión, sin las correcciones señaladas, sería igual a, [REDACTED] estableciéndose así un factor de corrección del orden de [REDACTED]</p> <p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b></p> <p>Anexo: 1.Análisis de Eficiencia</p>	

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
<p>Capítulo II 2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2016, Página 12</p>	<p>El IRAP considera los gastos de respaldo (almacenamiento de gas natural en gasoductos, contratos de suministro de propano, operación y mantenimiento de plantas de propano-aire) dentro de los gastos generales de operación, mantenimiento y administración, lo cual es un error evidente, teniendo en cuenta que el resto de las empresas consideradas en el benchmarking no incurren en costos por este concepto o, de incurrir, este no se encuentra clasificado en esta categoría sino que están clasificados como costo directo de suministro.</p> <p>Al incluirse el costo de respaldo en los gastos de operación, mantención y administración, para luego comparar y buscar eficiencias contra estas empresas, se están sobrevalorando estos costos de operación, mantención y administración, respecto de aquellos de las empresas con las cuales se compara, por lo que aparecen como ineficientes, debido exclusivamente a que la comparación que se realiza no es adecuada.</p> <p>Al no reconocerse la totalidad de los costos de respaldo incurridos se están introduciendo señales para eliminar los sistemas de respaldo diciendo que no es eficiente que las empresas chilenas cuenten con sistemas de respaldo.</p> <p>Un sistema de respaldo debe ser acorde con las características del país y las singularidades de cada sistema de distribución.</p>	<p>Los costos asociados a respaldo deben ser evaluados de forma separada a los costos de operación, mantención y administración generales de una distribuidora de gas.</p> <p>El análisis debe considerar las condiciones específicas de aprovisionamiento de cada distribuidora, esto es la cadena completa de suministro y la matriz de riesgo asociada.</p> <p>La exposición al riesgo, así como los costos asociados a evitarlos y/o mitigarlos, no solo es propio de un análisis técnico-económico, sino que también requiere una visión estratégica conjunta entre las autoridades y las distribuidoras</p> <p>Tanto los costos asociados a almacenamiento de gas natural, así como los que permiten mantener operativas las plantas de propano-aire, entregan un mix de opciones que permiten gestionar eventos asociados a problemas de suministro de GNL (marejadas e interrupciones cortas del terminal), sin poner en riesgo la operación de sistema de distribución, así como tener un suministro alternativo, con base en GLP, de modo que en casos de emergencias sea posible suministrar un servicio básico a clientes residenciales y comerciales.</p> <p>Por lo anterior, se solicita considerar la totalidad de los costos asociados a respaldo y en forma separada a los gastos generales de operación, mantenimiento y administración, los cuales se encuentran señalados por Metrogas dentro del punto "Plantas de Fabricación o Respaldo de Gas":</p> <p>Consecuentemente, este costo debe ser descontado de los costos de operación, mantenimiento y administración considerados para efectos del análisis de benchmarking realizado para la determinación de costos eficientes a</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación respecto del almacenamiento de gas en gasoductos, para efecto de ajuste benchmarking y sólo por consistencia con la información de años anteriores entregada por la concesionaria. No obstante, dicho costo forma parte del costo de operación, mantención y administración.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
		 <p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b> Anexo: 2. Costos de Respaldo</p>	
<p>Capítulo II 3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p>El IRAP señala que los costos incluidos en el VNR asociados a construcción de empalmes fueron descontados de los gastos de comercialización porque ya estarían considerados dentro del VNR. Sin embargo, en el informe VNR 2016 presentado por Metrogas, tabla 34, página 39, se señala que ningún empalme residencial comunitario, empalme comercial posterior al año 2012 y ningún empalme residencial individual posterior al año 2011 fue considerado en la valorización del VNR.</p> <p>Lo anterior está reflejado en el Capítulo 1, punto 1 del Informe Técnico Preliminar al que se refiere el artículo 33bis de la empresa Metrogas, cuatrienio 2018-2021, como también en el Informe de VNR de Metrogas 2016, en el informe de Costos de Explotación de Metrogas 2016 y en el informe de auditorías de gastos de comercialización periodo 2006 a 2015 que acompañó dichos informes</p>	<p>Se solicita reponer la totalidad de los gastos de comercialización por concepto de propiedad del empalme, descartada del informe VNR 2016, recogidas así en el Informe Preliminar de Bienes Eficientes de la Comisión e incluida en gastos de comercialización.</p> <p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b> Anexo: 3. Gastos de comercialización 3.1 Construcción de empalmes</p>	<p>Se acoge la observación. Efectivamente la empresa no declaró empalmes comunitarios en VNR, por lo tanto, deben ser considerados como gastos de comercialización.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
<p>Capítulo II 3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p>El IRAP señala que los costos incluidos en el VNR asociados a montaje de medidores fueron descontados de gastos de comercialización porque ya estarían considerados dentro del VNR. Se aclara que, del levantamiento de datos que se consideraron para determinar los gastos auditados de comercialización, sí se pudo determinar cuáles son los costos asociados a medidores, tanto de materiales como de montaje, y que estos no están incluidos en los gastos de comercialización auditados e informados.</p>	<p>Se solicita reponer la totalidad de los gastos de comercialización que se excluyeron por concepto de montaje de medidor, ya que no hay costos de este tipo en los valores originalmente informados.</p> <p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b></p> <p>Anexo: 3. Gastos de comercialización 3.2 Costos de Montaje de Medidor</p>	<p>No se acoge la observación. El informe de la propia empresa indica que no fue posible identificar estos gastos.</p>
<p>Capítulo II 3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p>El IRAP señala que no se consideran los gastos de Fuerza de Venta y aporte a cliente como Gastos de Comercialización del año 2016.</p> <p>No se señalan las causas técnicas y objetivas de ineficiencia y, adicionalmente, no se estarían considerando los gastos de captación necesarios para la actividad.</p> <p>Los gastos de Fuerza de Venta y aporte a cliente son una parte fundamental de los esfuerzo de captación de nuevos clientes.</p>	<p>En conformidad con lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, los gastos de comercialización corresponden a aquellos asociados a la captación y conexión de nuevos clientes, por lo que se solicita reponer la totalidad de los gastos de comercialización asociados a <b>fuerza de venta y aportes a clientes del año 2016.</b></p> <p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b></p> <p>Anexo: 3. Gastos de comercialización 3.3 Costos de Fuerza de Venta y Aporte al cliente 2016</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Se considera gastos de comercialización aquellos que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas. La fuerza de venta no es considerada en los gastos de comercialización, pero se incluye en los costos de explotación del año 2016.</p>
<p>Capítulo II 3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p>El IRAP señala que los costos de Marketing, fueron descontados de gastos de comercialización.</p> <p>Los gastos asociados a marketing incluyen actividades necesarias de apoyo a las gestiones de captación propias de un régimen en competencia. Se hace presente que los costos de marketing considerados no corresponden a gastos generales de marketing sino a actividades específicas para la captación.</p>	<p>En conformidad con lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, los gastos de comercialización corresponden a aquellos asociados a la captación y conexión de nuevos clientes, por lo que se solicita reponer los costos de marketing, al ser necesarios para la captación.</p> <p>En su defecto, deben ser incluidos en los costos de explotación de la empresa.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Se considera gastos de comercialización aquellos que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas. Los costos de marketing no son considerados en los</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
		<p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b></p> <p>Anexo:</p> <p>3. Gastos de comercialización</p> <p>3.4 Costos de Marketing</p>	<p>gastos de comercialización, pero se incluyen en los costos de explotación del año 2016.</p>
<p>Capítulo II</p> <p>3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p>El IRAP señala que no se consideran los gastos de Aportes a Industrias como Gastos de Comercialización.</p> <p>No se señalan, de acuerdo a lo establecido en la RE 406, las causas técnicas y objetivas utilizadas por la Comisión para determinar que los esfuerzos comerciales de captación que son promociones y/o aportes de artefactos u otros equipos, bienes o servicios entregados a un cliente no pueden ser considerados como gastos de comercialización ni como gastos de explotación.</p> <p>La entrega de aportes es una parte fundamental de la oferta inicial y eficiente en términos de eficacia para lograr la captación de un nuevo cliente desarrolladas en un régimen de competencia,</p>	<p>En conformidad con lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, los gastos de comercialización corresponden a aquellos asociados a la captación y conexión de nuevos clientes, por lo que se solicita reponer los costos asociados a la oferta industrial requeridos como parte de la captación.</p> <p>En subsidios de lo anterior, se deben considerar como costos de explotación.</p> <p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b></p> <p>Anexo:</p> <p>3. Gastos de comercialización</p> <p><b>3.5 Aportes de Industria</b></p>	<p>No se acoge la observación. Se considera gastos de comercialización aquellos que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas. En el informe remitido por la empresa, se señala que estos costos corresponden principalmente a renovación de artefactos. Este tipo de aportes 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 que la entrega del aporte se realizó según lo señalado precedentemente.</p>
<p>Capítulo II</p> <p>3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p><b>Artefactos y comodatos</b></p> <p>El IRAP señala que no se consideran los gastos de Artefactos y comodatos a clientes como Gastos de Comercialización.</p> <p>No se señalan, de acuerdo a lo establecido en la RE 447, las causas técnicas y objetivas de ineficiencia utilizadas por la CNE para determinar porque los esfuerzos comerciales de captación</p>	<p>En conformidad con lo dispuesto en la LSG, los gastos de comercialización corresponden a aquellos asociados a la captación y conexión de nuevos clientes, por lo que se solicita reponer los costos asociados a las ofertas residenciales y comerciales requeridos como parte de la captación.</p>	<p>No se acoge la observación, ya que éstos 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 que la entrega de</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
	<p>que son promociones y/o aportes de artefactos u otros equipos, bienes o servicios entregados a un cliente no pueden ser considerados como gastos de comercialización ni como gastos de comercialización.</p> <p>La entrega de artefactos, ya sea de forma directa o vía comodatos, es una parte fundamental de la oferta inicial y eficiente en términos de eficacia para lograr la captación de un nuevo cliente, especialmente bajo un régimen de competencia.</p> <p>La experiencia de Metrogas en cuanto estrategias efectivas de captación de cliente, es consistente con las distribuidoras sometidas a regímenes de competencia</p> <p>Adicionalmente es, en algunos casos, la única forma factible de convertir un cliente dada la inconvertibilidad de sus artefactos</p>	<p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b></p> <p>Anexo:</p> <p>3. Gastos de comercialización</p> <p><b>3.6 Artefacto y Comodato</b></p>	<p>artefacto se realizó según lo señalado precedentemente.</p>
<p>Capítulo II</p> <p>3. Gastos de comercialización eficientes año calendario 2016, Página 13</p>	<p>El artículo 6° transitorio de la Ley N° 20.999 establece que "Los gastos de comercialización eficientes asociados a la captación y conexión de nuevos clientes a los que se refiere el artículo 33 que hayan sido efectuados durante <u>los últimos diez años</u> anteriores a la vigencia de la presente ley, podrán ser considerados como gastos amortizables en un período de diez años contados desde su desembolso para efectos de los sucesivos chequeos de rentabilidad que se efectúen en conformidad a esta ley."</p> <p>Contrariamente a lo señalado en el referido artículo, la CNE sólo ha considerado los gastos de comercialización correspondientes a los 9 años previos a la vigencia de la Ley.</p> <p>Cabe destacar que de haber entrado la Ley en vigencia en el año 2016, este problema no se produciría, ya que los "últimos diez años anteriores a la vigencia de la ley" corresponderían al período entre los años 2006 y 2015.</p> <p>No es posible que un retraso no imputable a las empresas, les cause un perjuicio, más si consideramos que la intención del legislador era que la Ley entrara en vigencia durante el año 2016.</p>	<p>Se solicita mantener los gastos del ejercicio del año 2016, y, adicionalmente, incorporar los en aquellos gastos de comercialización amortizables que hayan sido efectuados durante los diez años anteriores a la entrada en vigencia de la Ley.</p> <p><b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b></p> <p>Anexo:</p> <p>3. Gastos de comercialización</p> <p>3.7 Gastos de Comercialización 2016</p>	<p>No se acoge la observación. De conformidad a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°20.999, se deben considerar los gastos de comercialización eficientes asociados a la captación y conexión de nuevos clientes a los que se refiere el artículo 33 de la Ley que hayan sido efectuados durante <u>los últimos diez años</u> anteriores a la vigencia de la presente ley. En consideración de que la Ley N°20.999 fue publicada en el Diario Oficial en febrero de 2017, esta Comisión considero en el Informe Anual de Rentabilidad preliminar el período comprendido entre 2007 y 2016.</p>

Identificación del Título, Subtítulo, Número de página y/o antecedente o base de datos de respaldo que es observado	Observación	Propuesta	Respuesta CNE
	Este retraso queda de manifiesto en el artículo 3 transitorio de la Ley, el cual establece que, con motivo de los informes técnicos preliminares que debe emitir la Comisión, las empresas concesionarias debían informarle las instalaciones de distribución del año calendario 2016, antes del 31 de enero de 2017, pero dicho plazo ya se encontraba vencido al momento de la entrada en vigencia de la Ley.		
Capítulo II 4 Costos de Inversión año calendario 2016, Página 14	El IRAP señala que 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, sin embargo, el edificio ubicado en Regidor 54, fue puesto en marcha el año 2004.  La LSG señala que la edad de los activos se considerara a partir de la puesta en operación	Se solicita considerar la puesta en servicio de todos los activos asociados al Edificio en el año 2004.  <b>Antecedentes acompañados en los cuales se funda la observación presentada:</b> Anexo: 4. Costos de Inversión. Informe de Tasación	No se acoge la observación, ya que la fecha de las instalaciones para efectos de la tasa de descuento preferencial corresponde a la entrada en operación de las instalaciones y no a la fecha de renovación de éstas.

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Notifíquese la presente resolución a la empresa concesionaria de distribución de gas Metrogas 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. Metrogas S.A.
2. Departamento Jurídico CNE
3. Departamento Hidrocarburos CNE
4. Departamento Regulación Económica CNE
5. Of. de Partes CNE