

**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, 1 de octubre de 2018.**

**RESOLUCION EXENTA N° 663**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión" o "CNE", modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "Ley de Servicios de Gas" o la "Ley", especialmente, su artículo 33 quáter;
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica, en adelante "Ley N° 20.999", publicada en el Diario Oficial con fecha 9 de febrero de 2017;
- d) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 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 dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 180, de 8 de marzo de 2018, que Reemplaza Sistemas de Cuentas del Sistema de Contabilidad Regulatoria establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 77 de 2017, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 78 de 2017 y N°114 de 2018;

- 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 de 2017, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 406";
- g) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 426, de fecha 4 de agosto de 2017, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 426";
- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 751, de 27 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A., en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 751";
- i) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 776, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.;
- j) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 591, de fecha 14 de agosto de 2018, 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° 591";
- k) Las observaciones recibidas dentro del plazo legal, de la empresa Metrogas S.A. respecto del Informe de Rentabilidad Anual Preliminar aprobado mediante Resolución N° 591; y
- l) 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 artículo 30 bis de la Ley de Servicios de Gas, la Comisión deberá efectuar anualmente un

chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zonas de concesión a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad que establece la Ley;

- b) Que, para los efectos anteriores, el mismo artículo 30 bis de la Ley, establece que la metodología y procedimiento para realizar el chequeo de la rentabilidad se efectuará en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies. Agrega asimismo la disposición legal antes indicada, que el chequeo de rentabilidad deberá tener en especial consideración la identificación y justificación de costos de explotación y de inversión radicados contablemente en una empresa concesionaria que pudieran calificarse técnica y objetivamente como ineficientes, sin causa de negocio o encaminados a abultar artificialmente dichas partidas contables en una determinada zona de concesión, así como también el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad del servicio de gas establecidas en la normativa vigente;
- c) Que, mediante la Resolución CNE N° 406, esta Comisión estableció las normas procedimentales y criterios metodológicos necesarios para la elaboración de los Informes de Rentabilidad Anuales por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red;
- d) Que, por su parte, el artículo 33 quáter de la Ley señala que antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión. La misma disposición añade que a partir de la fecha de notificación de dicho informe, las empresas dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a la Comisión;
- e) Que, en cumplimiento de lo señalado en el literal precedente, mediante Resolución N° 591, 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 N° 591; 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 2017", 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 2017**

*Octubre de 2018  
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>5</b>
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN .....	5
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES .....	5
2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución .....	6
2.2 Costos de operación, mantención y administración.....	6
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES.....	7
4 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN .....	8
5 COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN.....	9
5.1 Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo .....	9
5.2 Determinación de los costos anuales de inversión .....	10
6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES .....	11
7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA.....	11
<b>CAPÍTULO II : TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL 2017 - CONCESIONES REGIÓN METROPOLITANA Y REGIÓN DE O'HIGGINS .....</b>	<b>12</b>
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2017 .....	12
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2017 .....	12
2.1 Costo del gas al ingreso del sistema de distribución año calendario 2017.....	12
2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2017 .....	13
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2017.....	14
4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2017 .....	15
5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2017 .....	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.....	24
1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN .....	24
2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN.....	24
3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN .....	26
ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2017 .....	28
1 REGIÓN METROPOLITANA .....	28
2 REGIÓN DE O'HIGGINS .....	32
ANEXO IV: MEMORIA DE CÁLCULO.....	34
ANEXO V: OBSERVACIONES DE AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMINAR.....	35

## INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la Comisión, de acuerdo al artículo 30 bis del DFL N°323, de 1931, en adelante e indistintamente la Ley o Ley de Servicios de Gas, modificada por la Ley N° 20.999 del 9 de febrero de 2017, debe efectuar anualmente un chequeo de rentabilidad de las empresas concesionarias por zona de concesión, a objeto de determinar si exceden el límite máximo de rentabilidad establecido en la Ley.

Se entenderá por zona de concesión, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 2 N° 25 de la Ley, “el conjunto de zonas geográficas ubicadas en una misma región, especificadas en uno o más decretos de concesión de servicio público de gas de red de una empresa concesionaria. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso que la zona geográfica identificada en uno o más decretos de concesión abarque de manera continua dos regiones adyacentes, la Comisión podrá considerar dicha zona geográfica como parte de una misma zona de concesión. Para ello, además de la continuidad física de las redes de distribución, deberá verificarse que dichas redes permiten una gestión operativa y comercial conjunta por parte de la empresa concesionaria.”.

Para los efectos señalados en el referido artículo 30 bis, el artículo 33 quáter de la Ley dispone que, antes del 15 de agosto de cada año, la Comisión deberá emitir un informe de rentabilidad anual preliminar por empresa concesionaria para sus respectivas zonas de concesión.

En cumplimiento de dicha norma legal, la Comisión dictó la Resolución Exenta CNE N° 591, de fecha 14 de agosto de 2018, 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 V, con las observaciones presentadas y con las respectivas respuestas por parte de esta Comisión. Adicionalmente, en esta etapa la Comisión procedió a corregir todos los errores de hecho y de cálculos detectados en el Informe de Rentabilidad Anual Preliminar.

La metodología y procedimiento para realizar el chequeo de rentabilidad económica se efectúa en conformidad a lo dispuesto en los artículos 33 a 33 sexies de la Ley y a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 406, de fecha 31 de julio de 2017, que “Establece normas para la elaboración del Informe de Rentabilidad Anual por zonas de concesión de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas de red, a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas”, publicada en el Diario Oficial con fecha 16 de agosto de 2017, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 406”.

El presente Informe de Rentabilidad Anual Preliminar para el año calendario 2017, 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 el artículo 33 ter de la Ley y la Resolución Exenta CNE N° 180 del 8 de marzo de 2018, que Reemplaza Sistemas de Cuentas del Sistema de Contabilidad Regulatoria establecido mediante Resolución Exenta CNE N° 77 de 2017, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 78 de 2017 y N° 114 de 2018, en adelante “Resolución CNE N° 180” o “Sistema de Contabilidad Regulatoria”.
2. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de los bienes eficientes de la empresa Metrogas S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°751, del 27 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe Técnico a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A., en

adelante "Informe Técnico de VNR<sup>1</sup>".

3. El Informe Técnico elaborado por la Comisión respecto de la rentabilidad anual del año calendario 2016 de la empresa Metrogas S.A., aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 776, de fecha 29 de diciembre de 2017, que Aprueba Informe de Rentabilidad Anual a que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A, en adelante "Informe de Rentabilidad Anual 2016".
4. La Resolución CNE N° 426 de fecha 4 de agosto de 2017, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante, "Resolución CNE N° 426" o "Informe TCC".
5. Las observaciones realizadas por la empresa Metrogas S.A. 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 S.A., aprobado mediante Resolución CNE N°591, del 14 de agosto de 2018, enviadas a esta Comisión con fecha 5 de septiembre de 2018.

De esta manera, en cumplimiento de lo señalado, el presente informe contiene la determinación de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria Metrogas S.A (en adelante e indistintamente Metrogas), por cada una de sus zonas de concesión, para el año calendario 2017.

A partir de la definición de zona de concesión establecida por la Ley, al 31 de diciembre de 2017, las zonas de concesión operativa para Metrogas, son las siguientes:

**Tabla 1: Caracterización de la concesión a diciembre de 2017**

Región/zona de concesión	Comunas/localidades operativas	Nombre real	Tipo de gas	Número de clientes
Región del Libertador Bernardo O'Higgins (de O'Higgins)	Graneros, Rancagua, Machalí, Doñihue, Olivar, Requinoa y Rengo, San Francisco de Mostazal, Codegua.	Metrogas S.A.	GN	
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, Peñaflo, Peñalolén, Providencia, Pudahuel, Puente Alto, Quilicura, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Bernardo, San Miguel, San Joaquín, San Ramón, Talagante, Vitacura.	Metrogas S.A.	GN	

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

# **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. Todos los antecedentes de ingresos, inversiones y costos que se utilizan en los cálculos están expresados en pesos chilenos al 31 de diciembre de 2017.

## **1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN**

La determinación de los ingresos de explotación por la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan, por empresa concesionaria y por zona de concesión, se realiza a partir de la información entregada por la empresa concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de los ingresos percibidos en sus zonas de concesión durante el año 2017. De los ingresos presentados sólo se consideran aquellos obtenidos por la respectiva empresa concesionaria producto de la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan, verificándose que los ingresos por otras actividades efectivamente no pertenezcan a la categoría anterior.

De acuerdo 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 empresa 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 son considerados en los costos de explotación, como tampoco para determinar los impuestos a pagar según la metodología señalada en el numeral 6 de este Capítulo.

## **2.1 Costo del gas al ingreso sistema de distribución**

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 quinquies de la Ley, la determinación del costo del gas al ingreso del sistema de distribución se realiza para cada punto de conexión entre las instalaciones de producción, importación o transporte, según corresponda, y las instalaciones de distribución de la zona de concesión. El costo del gas en cada punto de conexión corresponde a lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria, de acuerdo al o los precios de compra de sus contratos de suministro vigentes durante el año 2017, 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 2017.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, si la empresa concesionaria efectuó la compra de gas durante el año 2017 a empresas de su mismo grupo empresarial o a personas o entidades relacionadas en los términos previstos en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, mediante contratos de compra de gas suscritos antes del 9 de febrero de 2017 (fecha de publicación de la Ley N° 20.999), el costo del gas asociado a tales contratos se determina de acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.999 de 2017.

Asimismo, de conformidad al artículo 33 quinquies de la Ley, en caso que alguno de los servicios involucrados en los demás costos para llevar el gas hasta el ingreso del sistema de distribución sean prestados a la empresa concesionaria por las referidas empresas, personas o entidades relacionadas, mediante contratos suscritos a partir del 9 de febrero de 2017, se realiza la verificación de que el costo de éstos refleje una gestión económicamente eficiente, corrigiéndolo en caso contrario, sobre la base del precio que otros consumidores paguen por ellos, u otros antecedentes que fehacientemente reflejen el costo de dichos servicios.

Para los efectos de constatar si una determinada empresa concesionaria se encuentra en la hipótesis señalada en los párrafos anteriores, se considera la declaración jurada ante Notario suscrita por el representante legal de la empresa, exigida por el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de si los contratos de suministro de gas, transporte y almacenamiento y regasificación informados fueron suscritos con una empresa de su mismo grupo empresarial o persona o entidades relacionadas, en los términos señalados en la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores.

## **2.2 Costos de operación, mantención y administración**

La determinación de los costos de operación, mantención y administración, por empresa concesionaria y por zona de concesión, se realiza a partir de la información entregada por la empresa concesionaria a la Comisión en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, respecto de los costos incurridos en sus zonas de concesión durante el año 2017.

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 y prestación de servicios afines 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 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 y sus servicios afines.

Asimismo, no se consideran como costos de operación, mantención y administración necesarios para prestar el servicio de distribución de gas y sus servicios afines, aquellos cuya reducción o eliminación permiten mantener la prestación del servicio de gas y servicios afines en cumplimiento de la normativa vigente de calidad y seguridad de servicio.

Además, se revisa y de ser necesario se corrige, la correcta asignación de los costos de operación, mantención y administración informados por la empresa concesionaria, en términos que éstos no estén considerados en otras partidas de costo, tales como gastos de comercialización, componentes de costos del Valor Nuevo de Reemplazo o gastos activados por la empresa concesionaria, entre otros, de modo de evitar la doble contabilización de costos.

Finalmente, se realiza un análisis de los costos de operación, mantención y administración pertinentes, necesarios y correctamente asignados para determinar si corresponde ajustarlos de manera que sean eficientes para prestar el servicio de distribución de gas y los servicios afines que correspondan a los clientes de la empresa concesionaria en su respectiva zona de concesión, de acuerdo a los niveles de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Este análisis toma en consideración variables características de la empresa concesionaria<sup>2</sup> y de la industria, tales como cantidad de clientes, volumen de ventas de gas y extensión de la red, de manera que el análisis incorpore las ganancias de eficiencia que provengan tanto de una mejor gestión en el tiempo, que acerque gradualmente a la empresa concesionaria a los estándares de otras empresas distribuidoras de gas o eventualmente otras empresas de servicio público comparables, como también que incorpore las ganancias de eficiencia provenientes de mayores escalas de producción y/o densificación. La metodología detallada del análisis y sus resultados se presenta en el Anexo I.

### **3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES**

La determinación de los gastos de comercialización por empresa concesionaria, por zona de concesión, se realiza sobre la base de lo informado por el concesionario en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, y considerando sólo los gastos de comercialización necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes, los que podrán ser corregidos de acuerdo a criterios de eficiencia.

Se incluye tanto los gastos de comercialización asociados a instalaciones nuevas como a instalaciones convertidas o adaptadas, salvo los casos originados en el artículo 42° de la Ley, en cuyo caso los gastos de adaptación se incluyen en los costos anuales de explotación.

De esta manera, se consideran como gastos necesarios para la captación y conexión de nuevos clientes los asociados a la construcción del empalme de propiedad del cliente, así como los asociados a instalaciones interiores, tales como, instalación de tuberías, regularización de instalaciones cuando corresponda (ventilación, evacuación de gases, llaves de paso, etc.), inscripciones, certificaciones, gabinetes de medidores y otros que estén relacionados con construir o preparar instalaciones del cliente para recibir el suministro de gas.

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, si es que cumplen con la condición de tener un carácter general y no discriminatorio. Por tanto, las donaciones, promociones y/o aportes de artefactos u otros equipos, bienes o servicios entregados discrecionalmente a un cliente no se consideran ni como gastos de comercialización ni como

---

<sup>2</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 reciente operación.

costos de explotación. Los costos incluidos en el VNR de instalaciones de gas tampoco se consideran por estar duplicados.

Particularmente, para el año 2017 se hacen dos análisis adicionales a los gastos de comercialización informados, el primero, relativo a la consistencia en las cantidades informadas y el segundo, respecto de los montos reportados:

1. Cantidades Informadas:

- Empalmes: se analiza la consistencia entre lo informado por la empresa concesionaria como empalme en gasto de comercialización, y los empalmes y acometidas nuevas del año 2017 informadas como adiciones al VNR.
- Gabinetes de medidor: se analiza la consistencia entre la cantidad de medidores nuevos informados por la empresa concesionaria como adiciones al VNR 2017, y la cantidad de gabinetes de medidor informados en los gastos de comercialización. Se considera como máximo la cantidad de medidores informados como adiciones para el VNR 2017.
- Instalaciones interiores: se analiza la consistencia entre la cantidad de medidores nuevos informados por la empresa concesionaria como adiciones al VNR 2017, y lo informado por la empresa concesionaria como instalaciones interiores. Se consideran como máximo la cantidad de medidores informados como adiciones para el VNR 2017.

2. Monto:

- Empalmes: se considera como costo eficiente el menor valor entre lo informado por la empresa concesionaria y el valor promedio determinado por la CNE en el Informe Técnico VNR, por tipo de empalme.
- Gabinetes de medidor: para cada tipo de cliente, se considera como costo eficiente el menor valor entre la valorización del gabinete para una instalación nueva, la valorización para una instalación existente, (ambos valores informados por la empresa) y el valor publicado en el esquema tarifario de la empresa concesionaria, en los casos que ofrezca este servicio.
- Instalaciones interiores: se considera como costo eficiente el menor valor entre lo informado por la empresa concesionaria, y el valor resultante de un modelo estándar CNE por tipo de instalación (uno para instalaciones nuevas y otro para existentes) y tipo de servicio de gas, a excepción del servicio de gas industrial en el que se considera lo informado por la empresa dada la singularidad de cada instalación, y del servicio a los grandes clientes comerciales, en el que se consideró como referencia la información proporcionada por la empresa.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley, los gastos de comercialización eficientes podrán ser amortizados en un período de hasta diez años contados desde su desembolso para efectos de los sucesivos chequeos de rentabilidad, a elección de la empresa concesionaria. El plazo de amortización para cada concesionaria es el determinado en el Informe Técnico de VNR. 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 2017, determinada en el Informe TCC.

Se incluye también las cuotas de amortización restantes de los gastos de comercialización eficientes efectuados durante los diez años anteriores a la vigencia de la Ley, y reconocidos en el Informe de Rentabilidad Anual 2016 con la tasa de descuento allí definida, en virtud de lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la Ley N°20.999.

Las cuotas de amortización anual resultantes se incluyen como parte de los costos de explotación para efectos del cálculo del flujo neto a que hace referencia el numeral 7 de este Capítulo.

## 4 BIENES INTANGIBLES Y CAPITAL DE EXPLOTACIÓN

Para la determinación del VNR de los bienes intangibles, correspondientes a los gastos de organización de la empresa concesionaria, se considera lo informado por las empresas concesionarias para este ítem en el Sistema

de Contabilidad Regulatoria, con un límite máximo de 2% del VNR de los bienes físicos necesarios para el año 2017, determinados de acuerdo a la metodología del numeral 5 de este Capítulo.

Para la determinación del capital de explotación a incluir en el VNR, se considera un monto igual a un doceavo de los ingresos de explotación determinados según el numeral 1 de este Capítulo.

## **5 COSTOS ANUALES DE INVERSIÓN**

### **5.1 Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo**

El VNR de los bienes necesarios para prestar el servicio público de distribución de la empresa concesionaria, por zona de concesión, al 31 de diciembre de 2017, se obtiene de la suma del VNR base al 31 de diciembre 2016, determinado en el Informe Técnico de VNR, debidamente indexado y el VNR de las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporados en el año 2017.

Las instalaciones y otros bienes muebles e inmuebles incorporadas en el año 2017 a la zona de concesión, se dividen en cuatro categorías:

- Adiciones: bienes nuevos puestos en operación durante el año 2017.
- Rezagos: bienes antiguos ejecutados y puestos en operación al año 2016 que no fueron informados anteriormente por la empresa concesionaria y, por tanto, no fueron incorporados en el Informe Técnico de VNR.
- Reincorporaciones: bienes antiguos puestos en operación el año 2017 que no fueron incorporados en el Informe Técnico de VNR por tratarse de bienes fuera de uso y por tanto tratados como bienes innecesarios en dicho informe.
- Retiros: bienes considerados en el Informe Técnico de VNR y que fueron dados de baja o se encontraban fuera de uso durante el año 2017.

Respecto de los bienes informados por la empresa concesionaria mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria como incorporados el año 2017 en cada una de las categorías anteriores, se realiza una verificación de que el desembolso corresponda efectivamente al costo de inversión y luego se verifica que sea propiedad de la empresa concesionaria, su necesidad para prestar el servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan y la veracidad de su ejecución y entrada en operación en el año informado.

En primer lugar, se verifica que las redes informadas tuviesen el respaldo de la Declaración TC1 de la SEC "Puesta en servicio de red de distribución de gas de red", documento que fue proporcionado en forma complementaria por la empresa concesionaria para una muestra de sus instalaciones. Para las nuevas redes informadas, se verifica que éstas no se estén superpuestas con la red georreferenciada considerada para la zona de concesión en el Informe Técnico de VNR, con el objeto de evitar la doble contabilización asociada a renovaciones de instalaciones. Adicionalmente, en los casos que se contaba con georreferenciación de límites prediales por zona de concesión, proporcionada por la propia empresa concesionaria, se descuenta de la cantidad informada por la concesionaria las redes terciarias que aparecieran localizadas al interior de la propiedad de los clientes. En el caso de acometidas, empalmes y medidores residenciales, se verifica que registren consumo durante el año 2017, a partir de lo informado por las empresas concesionarias de modo complementario a lo solicitado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria. Para los otros bienes muebles e inmuebles, se verifica que su ejecución se haya realizado efectivamente durante el año 2017 mediante los respaldos de facturas y compras que las empresas concesionarias entregaron en forma complementaria.

La valorización de los bienes incorporados en el año 2017 se realiza asimilándolos a las instalaciones de gas u otros bienes muebles e inmuebles de similares características contenidos en el Informe Técnico de VNR, aplicando los respectivos costos unitarios debidamente indexados mediante los valores para los coeficientes de fórmulas de indexación de la zona de concesión respectiva, con las particularidades que se indican a continuación.

Para aquellos casos en que no existían bienes de similares características en el Informe Técnico VNR, se utiliza el menor valor entre el costo unitario informado por la empresa concesionaria para el año 2017 y el mínimo de los costos unitarios del resto de las empresas concesionarias en sus respectivos Informes Técnicos de VNR, debidamente indexados.

Para las adiciones del año 2017, se considera como base para la indexación los costos unitarios para cada tipo y subcategoría de instalación considerados en el Informe Técnico de VNR, descontando los costos de derechos y servidumbres. Estos valores se agregan al costo de cada tipo de instalación, utilizando como base lo efectivamente pagado por la empresa concesionaria en el año 2017, de acuerdo a lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria, pero descontando todo lo pagado por conceptos de multas, intereses y otros cargos que no correspondan específicamente al pago de derechos.

Complementariamente, para las instalaciones sujetas a rotura y reposición de pavimentos calificadas como adiciones del año 2017, se consideró que la afectación de la red por categoría de rotura y reposición es la informada por la empresa concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria y sus antecedentes complementarios, correspondiendo a las longitudes donde efectivamente se realizó rotura y reposición durante su ejecución el año 2017. Se asume que la longitud faltante para el total de las redes reconocidas como adiciones del 2017 no tiene costos de rotura y reposición por haber sido efectuada originalmente sobre tierra. En los casos que las adiciones contengan alguna categoría de rotura y reposición que no estaba contemplada en el Informe Técnico VNR de la empresa concesionaria, se considera como costo unitario para la respectiva rotura y reposición el menor valor entre el informado por la empresa para el año 2017 y el del modelo CNE, contenido en los anexos de dicho Informe, debidamente indexado.

Finalmente, los costos asociados a traslado obligatorio de redes producto de lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley, se reconocen de la siguiente forma: (i) Se retira del VNR total de la empresa el VNR de la red que deja de estar en operación debido al traslado; (ii) se adiciona al VNR total de la empresa el VNR de la red que entra en operación debido al traslado; y (iii) se considera como costos de explotación el valor residual del VNR de la red que deja de estar en operación debido al traslado y aquellos costos relacionados con dar de baja dicha red.

## **5.2 Determinación de los costos anuales de inversión**

La determinación de los costos anuales de inversión se realiza en base a transformar el VNR de los bienes de la zona de concesión en costos anuales de inversión de igual monto, en adelante “Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo” o “AVNR”, considerando para ello su vida útil económica, valor residual igual a cero y una tasa de actualización igual a la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria en la respectiva zona de concesión.

Para el cálculo del AVNR se utiliza la vida útil económica de cada tipo de bien determinado en el Informe Técnico de VNR. Para el capital de explotación y el VNR de los bienes intangibles se considera una vida útil de plazo indefinido o perpetuo.

Sin perjuicio de lo anterior, la tasa de actualización a considerar en el cálculo del AVNR de las redes construidas en nuevas zonas de servicio y de los demás bienes de la empresa concesionaria asociados a estas expansiones, que hayan entrado en operación entre el año 2003 y el año 2017, se incrementa en dos puntos porcentuales respecto de la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria para su respectiva zona de concesión, de acuerdo a lo estipulado en el artículo séptimo transitorio de la Ley N°20.999.

El año de entrada en operación de las redes y los demás bienes asociados a estas expansiones se determina: i) para los bienes que hayan entrado en operación entre los años 2003 y 2016, de acuerdo a lo definido en el Informe de Rentabilidad Anual 2016, salvo para bienes intangibles y capital de explotación, los que son asignados a prorrata de sus VNR físicos y de nuevos clientes, respectivamente; y ii) para los bienes incorporados en el año 2017, a partir de lo informado por las empresas concesionarias en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

## 6 CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS A LAS UTILIDADES

Los impuestos a las utilidades se calculan considerando la tasa de impuesto de primera categoría acogidas a régimen semi-integrado, de acuerdo al Artículo 14, letra b) de la Ley de Impuesto a la Renta, vigente en el año 2017 (25,5%), y una base igual a la diferencia entre los ingresos de explotación anual y la suma de los costos de explotación y de la depreciación del período.

La depreciación se calcula linealmente sobre la base de la vida útil tributaria de los bienes de la empresa concesionaria determinada en el Informe Técnico de VNR. Cuando la vida útil tributaria es menor que la vida útil económica de un bien y para efectos de consistencia con el cálculo del AVNR, se determina un valor de depreciación anual equivalente durante la vida útil económica del bien que entrega el mismo flujo de caja actualizado que se obtendría con una depreciación lineal calculada con la vida útil tributaria. Para estos efectos se utiliza la tasa de rentabilidad económica anual como factor de actualización, tal como se muestra a continuación:

$$D_{Lineal} = \frac{VNR}{N_{SII}}$$
$$\sum_{i=1}^{VU} \frac{D_{Eq}}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^{N_{SII}} \frac{D_{Lineal}}{(1+r)^i}$$
$$D_{Eq} = \frac{VNR}{N_{SII}} \cdot (1+r)^{[VU-N_{SII}]} \cdot \frac{(1+r)^{N_{SII}} - 1}{(1+r)^{VU} - 1}$$

Dónde:

- VU: vida útil económica
- NSII: vida contable o tributaria
- r: tasa de rentabilidad

En los casos en que la vida útil tributaria es mayor que la vida útil económica, la depreciación se determina como la depreciación lineal:

$$D_{Eq} = \frac{VNR}{N_{SII}}$$

## 7 CÁLCULO DE LA TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

La tasa de rentabilidad económica anual de la empresa concesionaria, 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 2017 - CONCESIONES REGIÓN METROPOLITANA Y REGIÓN DE O'HIGGINS

## 1 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN AÑO CALENDARIO 2017

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

Revisados y analizados los ingresos informados por la empresa concesionaria en la categoría "Actividades de Distribución", se estima que éstos corresponden a ingresos de explotación por la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan.

En consecuencia, los ingresos de explotación a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2017, 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
	Metropolitana	O'Higgins	
Servicio público de distribución de gas			
Otros servicios que forman parte de la red de distribución			
Servicios afines			
<b>TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN</b>			

## 2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2017

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 2017

La empresa concesionaria tuvo, durante el año calendario 2017, 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 con no relacionadas, de acuerdo a lo informado en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

El suministro de gas fue realizado por Aprovevisionadora Global de Energía S.A. (AGESA), empresa relacionada con la empresa concesionaria. Asimismo, Metrogas pagó a AGESA los costos de regasificación del GNL, que incluye transporte desde Quintero a Quillota.

El transporte de gas desde Quillota hasta la Región Metropolitana fue prestado por Electrogas S.A., empresa no relacionada con la empresa 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 empresa 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, 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, tal como la propia empresa concesionaria lo informó en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

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 2017 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 (\$)**

Costo del Gas al Ingreso del Sistema de Distribución	ZONA DE CONCESION		Total
	Metropolitana	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 2017

De los criterios definidos en el numeral 2.2 del Capítulo I del presente informe y en base a la información disponible, se considera que todos los costos de operación, mantención y administración informados por la empresa concesionaria bajo la categoría “Costos de Explotación Actividades de Distribución” son pertinentes, necesarios y están correctamente asignados, para la prestación del servicio público de distribución de gas y los servicios afines que correspondan, con la excepción que a continuación se señala.

Se descontó de los costos informados por la empresa concesionaria en el ítem “gastos con empresas no relacionadas” del Sistema de Contabilidad Regulatoria, los gastos asociados a reparaciones o mantenciones de instalaciones interiores de los clientes, los gastos asociados a conversiones que ya debiesen estar contemplados en gastos de comercialización y el pago de permisos municipales y SERVIU que ya están contabilizados como parte del VNR informado, todo lo cual asciende a [REDACTED]

A los costos de operación, mantención y administración resultantes se les aplicó el análisis de eficiencia descrito en Anexo I, cuyo resultado fue que no es pertinente realizar alguna corrección por eficiencia para estos costos.

En consecuencia, los costos de operación, mantención y administración a considerar en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica anual del año 2017 por zona de concesión se muestran en la Tabla II.3.

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

Costos de Explotación	ZONA DE CONCESION		Total
	Metropolitana	O'Higgins	
Costos de Operación, Mantención y Administración			

### 3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN EFICIENTES AÑO CALENDARIO 2017

Los gastos de comercialización para el año 2017 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.

Los gastos de comercialización del año 2017 considerados eficientes por zona de concesión se muestran en las tablas siguientes.

**Tabla II.4: Gastos eficientes de comercialización 2017 – R. Metropolitana**

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Total
		Nuevas		Existentes		
		Cantidad	Costo (\$)	Cantidad	Costo (\$)	
Empalmes no considerados en VNR	Residencial Individual					
	Residencial Multiple (Acometida - Reg. 1° etapa)					
	Residencial multiple (Reg. 1° etapa - medidor)					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Industrial					
	<b>TOTAL</b>					
Instalación Interior	Residencial Individual					
	Residencial Multiple					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Comercial - Gran cliente					
	Industrial					
	<b>TOTAL</b>					
Gabinete Medidor	Residencial Individual					
	Residencial Multiple					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Industrial					
	<b>TOTAL</b>					
<b>Total</b>						

**Tabla II.5: Gastos eficientes de comercialización 2017 – R. O'Higgins**

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones				Total
		Nuevas		Existentes		
		Cantidad	Costo (\$)	Cantidad	Costo (\$)	
Empalmes nos considerados en VNR	Residencial Individual					
	Residencial Multiple					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Industrial					
	<b>TOTAL</b>					
Instalación Interior	Residencial Individual					
	Residencial Multiple					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Industrial					
	<b>TOTAL</b>					
Gabinete Medidor	Residencial Individual					
	Residencial Multiple					
	Residencial Central Térmica					
	Comercial					
	Industrial					
	<b>TOTAL</b>					
<b>Total</b>						

El plazo escogido por la empresa concesionaria, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley, para la amortización de los gastos de comercialización eficientes es de 10 años. La tasa de costo de capital que se utiliza como tasa de descuento para efectos de la amortización es de 6%.

La cuota de amortización remanente para el año 2017 de los gastos de comercialización eficientes efectuados durante los diez años anteriores a la vigencia de la Ley, y reconocidos en el Informe de Rentabilidad Anual 2016 corresponde a [REDACTED].

En consecuencia, la cuota anual de amortización total de estos gastos que se considera para el año 2017, por zona de concesión es [REDACTED], la que se incluye dentro de los costos de explotación en el numeral 5 de este Capítulo.

#### 4 COSTOS DE INVERSIÓN AÑO CALENDARIO 2017

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del Capítulo I del presente Informe, se obtiene el VNR para el año 2017 desagregado por año de entrada en operación, el que se contiene en la tabla siguiente. El detalle del VNR en términos del valor base 2016 y las incorporaciones del año 2017, se muestran en el Anexo III.

**Tabla II.7: Costos de Inversión año calendario 2017 (VNR) – R. Metropolitana**

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2002	2003-2017	
<b>Plantas de Fabricación</b>			
Plantas de Biogas			
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>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>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			
Empalmes Residenciales Comunitarios			
Acometidas Residenciales Individuales			
Empalmes Residenciales Individuales			
Medidores Residenciales			
<b>Otros Activos</b>			
<b>Muebles e inmuebles</b>			
Terrenos			
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>Intangibles y Capital de Explotación</b>			
Intangibles			
Capital de Explotación			
<b>Total VNR</b>			

Tabla II.8: Costos de Inversión año calendario 2017 (VNR) – R. O’Higgins

Tipo de bien o Instalación	VNR (M\$)		Total VNR (M\$)
	Hasta 2002	2003-2017	
<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			
Empalmes 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>Intangibles y Capital de Explotación</b>			
Intangibles			
Capital de Explotación			
<b>Total VNR</b>			

## 5 TASA DE RENTABILIDAD ECONÓMICA ANUAL AÑO CALENDARIO 2017

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**

	Zona de Concesión	
	Metropolitana (M\$)	O'Higgins (M\$)
Ingresos de Explotación		
Costos de Explotación		
AVNR1 (Hasta 2002)		
AVNR2 (2003-2017)		
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]

## CAPÍTULO III. ANEXOS

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

Con el objeto de analizar la eficiencia de los costos de explotación informados por la empresa concesionaria se realizan comparaciones entre los costos unitarios de las concesionarias chilenas de distribución de gas.

Para determinar los costos unitarios se utiliza la variable de escala compuesta de Neuberger, que permite considerar diferentes dimensiones al análisis del tamaño de las empresas, integrando en una sola variable las tres principales variables que impactan en los costos operacionales de una empresa de distribución de gas: número de consumidores, volumen de ventas y extensión de la red. Este factor de escala, en adelante “número ajustado de clientes” por empresa concesionaria, está dado por la siguiente expresión:

$$Q_t^a = Q_t \cdot \left( 1 + \alpha \frac{dV_t}{V_t} + \beta \frac{dR_t}{R_t} \right)$$

Donde

$Q_t^a$ : número ajustado de clientes para la concesionaria en el año  $t$

$Q_t$ : número de clientes en el año  $t$

$V_t$ : volumen de las ventas de gas por cliente en el año  $t$

$R_t$ : extensión de la red por cliente en el año  $t$

$dV_t$ : desviación del volumen de ventas de gas por cliente en el año  $t$  con respecto a la media

$dR_t$ : desviación en la extensión de la red por cliente en el año  $t$  con respecto a la media

$\alpha$ : peso del volumen de ventas de gas por cliente

$\beta$ : peso de la extensión de la red por cliente

El parámetro  $\alpha$  se estima considerando la participación en los costos de operación, mantención y administración (en adelante “COMA”) totales de las sub-partidas denominadas “COMA para ajuste benchmarking”, correspondiente a las partidas Suministro de gas y Plantas de fabricación y de respaldo. Similarmente, el parámetro  $\beta$  se estima considerando la participación de los costos de operación y mantenimiento de las redes en el COMA total.

La información para obtener los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$  corresponde a los costos de explotación de las empresas concesionarias<sup>3</sup> para el período 2013-2017. De este modo, los valores resultantes fueron de [REDACTED] para  $\alpha$  y  $\beta$ , respectivamente.

A partir de los  $\alpha$  y  $\beta$  calculados, se determina para cada empresa y cada año el número ajustado de clientes y el COMA unitario (como el cociente entre el COMA y el número ajustado de clientes), para la industria y para Metrogas. En la Tabla I.1 y Gráfico I.1 se muestran los resultados obtenidos.

---

<sup>3</sup> Lipigas, GasSur, GasValpo, Intergas y Metrogas.

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

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

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

Gráfico I.1: COMA unitario – Metrogas

[REDACTED]



De los cálculos realizados se concluye que el COMA unitario de Metrogas para el año 2017 es un [REDACTED] al COMA unitario de Metrogas para el año 2016, y un [REDACTED] que el COMA unitario de Metrogas para el período 2013-2017 (calculado como el promedio aritmético).

Por otro lado, el COMA unitario de Metrogas para el año 2017 es un [REDACTED] al menor COMA unitario de las empresas concesionarias para el año 2017.

Para ver la sensibilidad de los resultados a los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , estos también se determinaron utilizando únicamente información del año 2017. Si se estiman los valores de  $\alpha$  y  $\beta$  utilizando la información de la industria,  $\alpha$  y  $\beta$  toman valores de [REDACTED] respectivamente. En Tabla I.2 y Gráfico I.2 se muestran los resultados obtenidos.

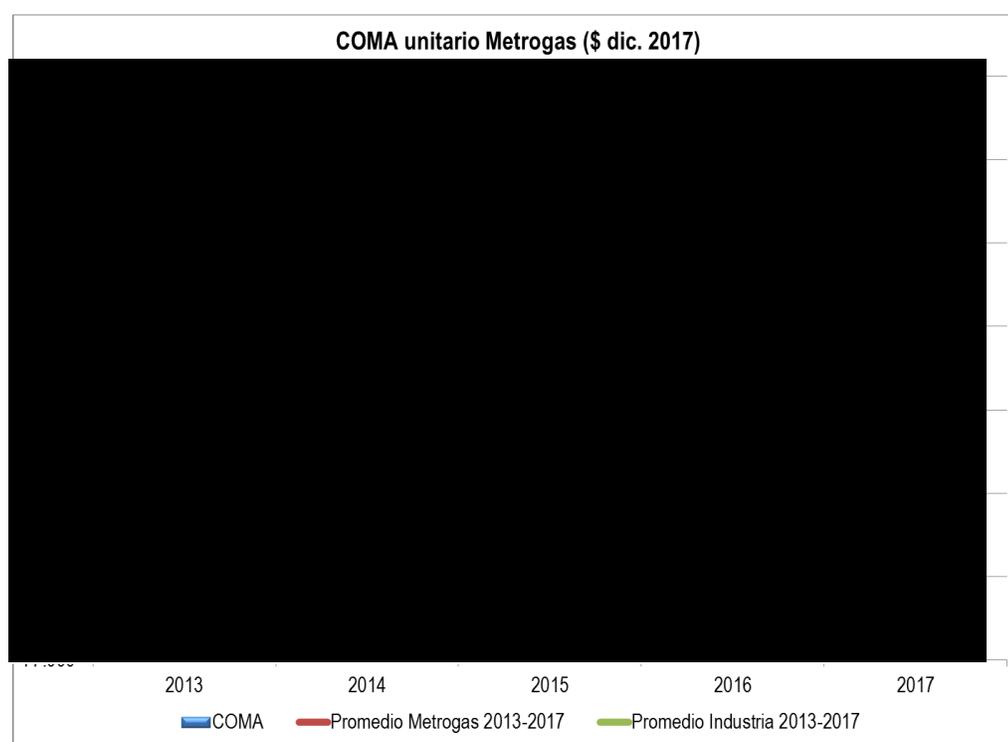
Tabla I.2: Número ajustado de clientes y COMA unitario – Metrogas

$\alpha$  [redacted]  $\beta$  [redacted]

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

Gráfico I.2: COMA unitario – Metrogas

$\alpha$  [redacted]  $\beta$  [redacted]



Con estos nuevos valores para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , el COMA unitario de Metrogas para el año 2017 es un [redacted] [redacted] al COMA unitario de Metrogas para el año anterior. Asimismo, el COMA unitario de Metrogas para el año 2017 es un [redacted] que el COMA unitario promedio aritmético de Metrogas para el periodo 2013-2017.

A continuación, se analizan las partidas de costo de Metrogas. En los gráficos I.3, I.4, I.5 y I.6 se muestran los costos unitarios por partida de costos, para distintos valores de los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ .

Gráfico I.3: Costos unitarios naturaleza directa –

Gráfico I.4: Costos unitarios naturaleza directa –

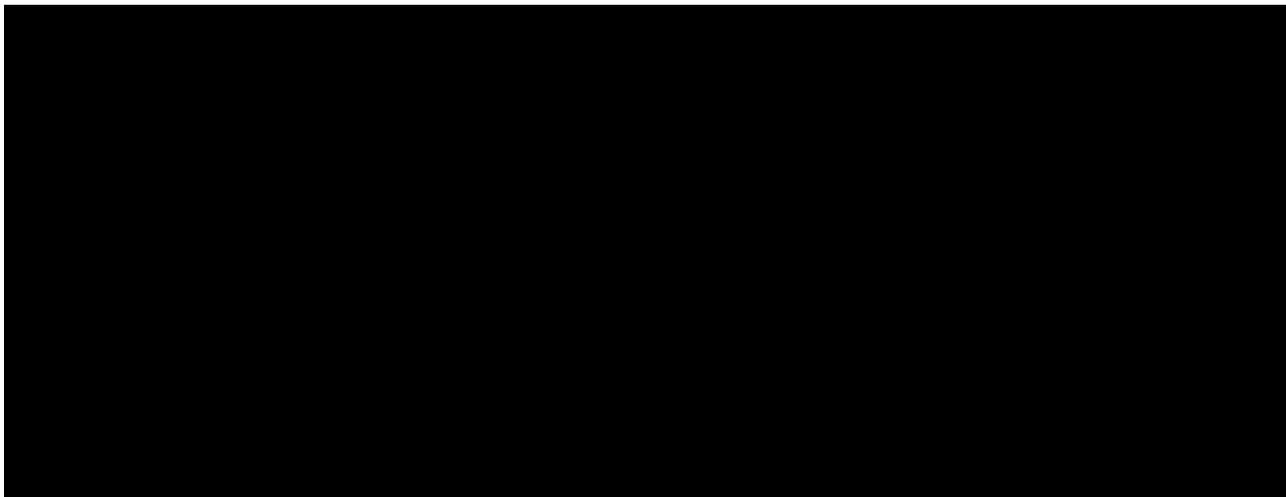
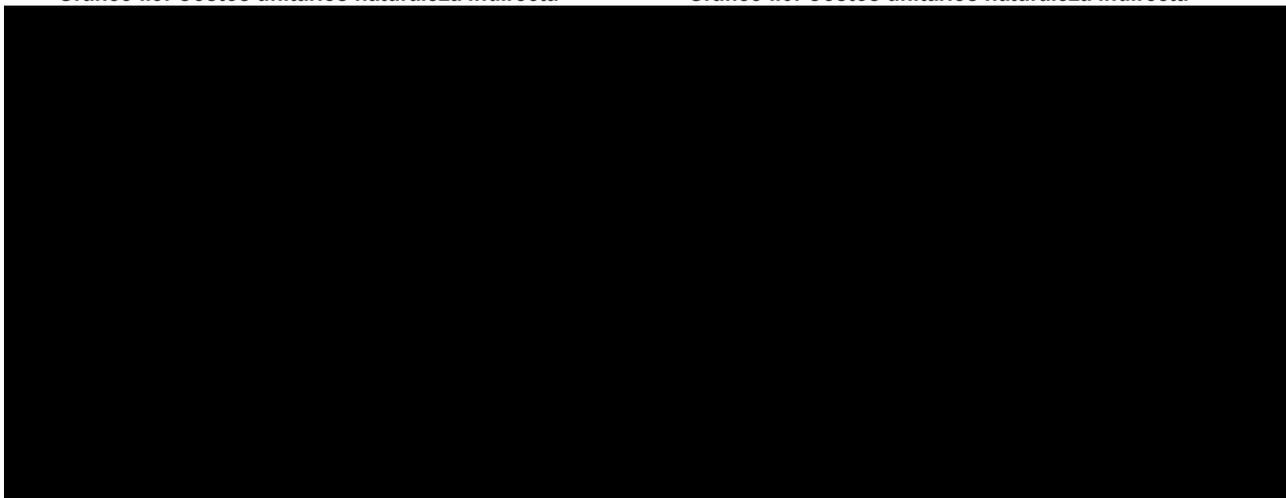


Gráfico I.5: Costos unitarios naturaleza indirecta –

Gráfico I.6: Costos unitarios naturaleza indirecta –



Se puede observar que el costo unitario de naturaleza directa para el año 2017 es, dependiendo de los valores que se tomen para los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ , un [REDACTED] que el costo unitario de naturaleza directa para el año 2016. Y si bien dicho costo unitario es un [REDACTED] que el promedio de Metrogas para el período 2013-2017, se puede observar que el costo unitario de naturaleza directa para el año 2013 es sustancialmente menor que los costos unitarios de naturaleza directa para el resto del período, así como el costo unitario de naturaleza indirecta para el año 2013 es sustancialmente mayor que los costos unitarios de naturaleza indirecta para el resto del período. Por esta razón, se determinan y analizan los costos unitarios promedios para el período 2014-2017. Así, se tiene que para  $\alpha$  [REDACTED]  $\beta$  [REDACTED] los costos unitarios por naturaleza directa e indirecta son [REDACTED] que los costos unitarios respectivos para el período 2013-2017; y para  $\alpha$  [REDACTED]  $\beta$  [REDACTED] el costo unitario por naturaleza directa es un [REDACTED] que el promedio de Metrogas para el período 2014-2017, y el costo unitario por naturaleza indirecta es un [REDACTED] el promedio de Metrogas para el mismo período. En los gráficos I.7, I.8, I.9 y I.10 se muestran dichos costos unitarios.

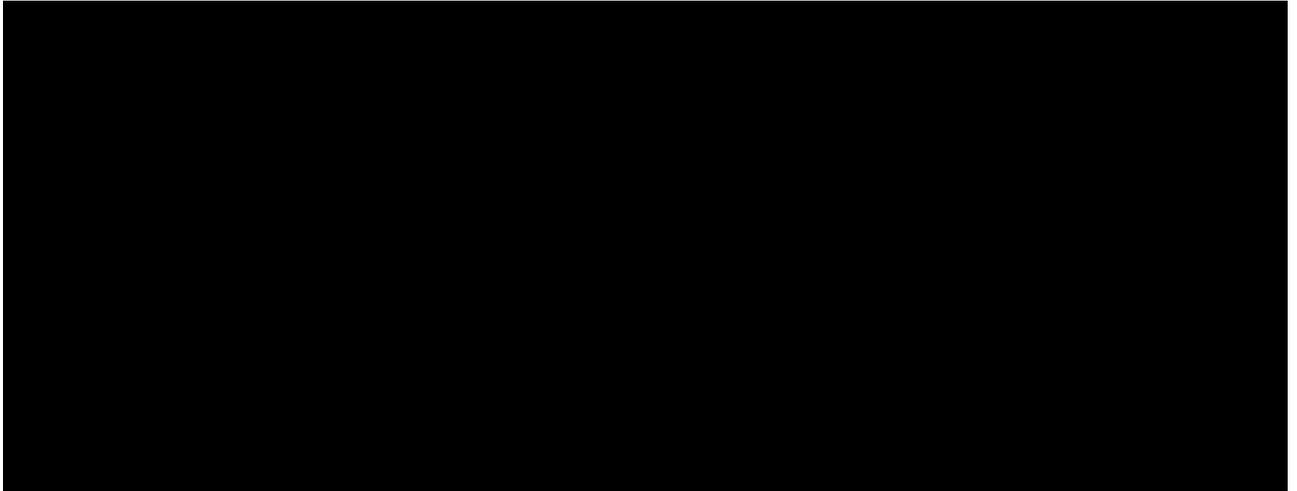
Gráfico I.7: Costos unitarios naturaleza directa –

Gráfico I.8: Costos unitarios naturaleza directa –



Gráfico I.9: Costos unitarios naturaleza indirecta –

Gráfico I.10: Costos unitarios naturaleza indirecta –



Del análisis presentado se desprende que no hay suficiente información disponible para realizar un ajuste por eficiencia a los costos de explotación de Metrogas.

## 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

Ingresos de Explotación	Zona de Concesión		Total
	Metropolitana	O'Higgins	
<b>Actividades de Distribución</b>			
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 dist.			
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 DE EXPLOTACIÓN</b>			

### 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**

Costos de Explotación	Zona de Concesión		Total
	Metropolitana	O'Higgins	
<b>Actividades de Distribución</b>			
Suministro de Gas			
Plantas de Fabricación de Gas			
Plantas de Respaldo de Gas			
Almacenamiento de Gas de Respaldo			
Operación y Mantenimiento Redes Primarias			
Operación y Mantenimiento Redes Secundarias			
Operación y Mantenimiento Redes Terciarias			
Operación y Mantenimiento de Empalmes y Medidores			
Atención Comercial Suministro de Gas			
Servicios Afines			
Atención Comercial Servicios Afines			
<b>TOTAL COSTOS ACTIVIDADES DISTRIBUCIÓN</b>			
<b>Otras Actividades</b>			
Costos venta de transporte, suministro y almacenamiento de gas a terceros sin uso de la red			
Costos venta de Equipos y Artefactos			
Mantenimiento y servicios a equipos de terceros			
Venta de materiales y servicios			
Atención de clientes por servicios no incluidos en distribución			
Negocios financieros			
Multas e indemnizaciones a terceros			
Gastos en donaciones y obras de beneficencia			
Otras actividades			
<b>TOTAL COSTOS OTRAS ACTIVIDADES</b>			
<b>TOTAL COSTOS DE EXPLOTACIÓN</b>			

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

**Tabla II.2.2: Costos de Explotación informados según su naturaleza**

Costos de Explotación	Zona de Concesión		Total
	Metropolitana	O'Higgins	
Compra de gas			
Otros costos hasta el ingreso al sistema de distribución			
Costos de Operación, Mantención y Administración			
<b>TOTAL</b>			

### 3 GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Tabla II.3.1: Gastos de comercialización 2017 - RM. Informados

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones							Costo total de comercialización (\$)			
		Nuevas			Existentes				Total	Aporte empresa	Aporte cliente	
		Cantidad	Costo (\$)		Cantidad	Costo (\$)		Aporte cliente				
Total	Aporte empresa		Aporte cliente	Total		Aporte empresa	Aporte cliente					
Empalmes no considerados en VNR	Residencial Individual											
	Residencial Multiple											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	<b>TOTAL</b>											
Instalación Interior	Residencial Individual											
	Residencial Multiple											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	<b>TOTAL</b>											
Gabinete Medidor	Residencial Individual											
	Residencial Multiple											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	<b>TOTAL</b>											
	<b>Total Zona de Concesión</b>											

**Instalación: Nuevas**

Bien	Tipo de Cliente	Cantidad	Costos (\$)							Total	
			Materiales	Montaje y OC	Rotura y Reposición de Pavimentos	Preconversion	Regularización de Instalaciones	Inscripciones y Certificaciones	Otros		
Empalmes nos considerados en VNR	Residencial Individual										
	Residencial Multiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
Instalación Interior	Residencial Individual										
	Residencial Multiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
Gabinete Medidor	Residencial Individual										
	Residencial Multiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
<b>TOTAL</b>											

**Instalación: Existentes**

Bien	Tipo de Cliente	Cantidad	Costos (\$)							Total
			Materiales	Montaje y OC	Rotura y Reposición de	Preconversion	Regularización de Instalaciones	Inscripciones y Certificaciones	Otros	
Empalmes nos considerados en VNR	Residencial Individual									
	Residencial Multiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<b>TOTAL</b>									
Instalación Interior	Residencial Individual									
	Residencial Multiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<b>TOTAL</b>									
Gabinete Medidor	Residencial Individual									
	Residencial Multiple									
	Residencial Central Térmica									
	Comercial									
	Industrial									
	<b>TOTAL</b>									
<b>Total Zona de Concesión</b>										

**Tabla II.3.2: Gastos de comercialización 2017 – R. O'Higgins. Informados**

Bien	Tipo de Cliente	Tipo de Instalaciones							Costo total de comercialización (\$)			
		Nuevas			Existentes							
		Cantidad	Costo (\$)			Cantidad	Costo (\$)			Total	Aporte empresa	Aporte cliente
Total	Aporte empresa		Aporte cliente	Total	Aporte empresa		Aporte cliente					
Empalmes nos considerados en VNR	Residencial Individual											
	Residencial Múltiple											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	<b>TOTAL</b>											
Instalación Interior	Residencial Individual											
	Residencial Múltiple											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	<b>TOTAL</b>											
Gabinete Medidor	Residencial Individual											
	Residencial Múltiple											
	Residencial Central Térmica											
	Comercial											
	Industrial											
	<b>TOTAL</b>											
	<b>Total Zona de Concesión</b>											

**Instalación:**

**Nuevas**

Bien	Tipo de Cliente	Cantidad	Costos (\$)								
			Materiales	Montaje y OC	Rotura y Reposición de Pavimentos	Preconversion	Regularización de Instalaciones	Inscripciones y Certificaciones	Otros	Total	
Empalmes nos considerados en VNR	Residencial Individual										
	Residencial Múltiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
Instalación Interior	Residencial Individual										
	Residencial Múltiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
Gabinete Medidor	Residencial Individual										
	Residencial Múltiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
	<b>Total Zona de Concesión</b>										

**Instalación:**

**Existentes**

Bien	Tipo de Cliente	Cantidad	Costos (\$)								
			Materiales	Montaje y OC	Rotura y Reposición de Pavimentos	Preconversion	Regularización de Instalaciones	Inscripciones y Certificaciones	Otros	Total	
Empalmes nos considerados en VNR	Residencial Individual										
	Residencial Múltiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
Instalación Interior	Residencial Individual										
	Residencial Múltiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
Gabinete Medidor	Residencial Individual										
	Residencial Múltiple										
	Residencial Central Térmica										
	Comercial										
	Industrial										
	<b>TOTAL</b>										
	<b>Total Zona de Concesión</b>										

## ANEXO III: VNR AÑO CALENDARIO 2017

De la aplicación de los criterios definidos en el numeral 5 del Capítulo I del presente Informe se realizó las siguientes correcciones a la información presentada por la empresa concesionaria en el Sistema de Contabilidad Regulatoria.

### 1 REGIÓN METROPOLITANA

- Se descuenta [REDACTED] metros de redes terciarias por no encontrarse operativas el año 2017 de acuerdo a la información entregada por la propia empresa.
- Con respecto al traslado de red producto de lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley, se consideró en VNR la valorización de la nueva instalación, equivalente a [REDACTED], a su vez se descontó el retiro de las redes que dejaron de operar, equivalente a un VNR de [REDACTED]. El valor residual de la red retirada junto con los costos de dar de baja la red original se consideró en los costos de explotación, esto es [REDACTED]
- La rotura y reposición de pavimentos de tuberías de redes terciarias de las adiciones se valoriza según la materialidad de lo efectivamente realizado, tal como muestra la siguiente tabla:

Rotura y Reposición realmente efectuada 2017 RM			
Superficie	Tipo	Descripción	CANTIDAD [m2]
ACERAS	RR1	TIERRA	[REDACTED]
BANDEJON	RR2	JARDINES	
	RR3	ENTRADA VEHICULOS	
ACERAS	RR4	TIERRA	
	RR5	HORMIGON e<0,1 m	
	RR6	HORMIGON e>0,1 m	
	RR7	ASFALTO	
CALZADAS	RR8	ADOQUINES	
	RR9	HORMIGON e<0,15 m	
	RR10	HORMIGON 0,15<e<0,20 m	
	RR11	HORMIGON 0,20<e<0,25 m	
	RR12	ASFALTO e<0,06 m	
	RR13	ASFALTO e>0,06	
	RR14	ADOQUINES	

Para determinar el largo de afectación se considera el ancho de afectación utilizado en el Informe Técnico de VNR.

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

Para la valorización de la rotura y reposición de las tuberías de redes terciarias, correspondiente a los rezagos, se utilizó la cantidad informada mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria e información complementaria solicitada a la empresa.

- La rotura y reposición de pavimentos de las acometidas informadas como adiciones se valoriza utilizando los largos informados por la empresa en el Sistema de Contabilidad Regulatoria y las cantidades efectivamente declaradas, resultando en un monto menor que lo informado en forma agregada.
- Se descuenta [REDACTED] a los derechos declarados, de los cuales \$ [REDACTED] se identificaron como obra de traslado de instalaciones y los restantes \$ [REDACTED] se identificaron como multas, interés, pagos de patentes municipales entre otros, todos estos distintos al pago de derechos propiamente tal. En la valorización de rotura y reposición de las acometidas retiradas se consideró las proporciones de tipos de rotura y reposición declarados mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria y longitud según el Informe VNR adjuntado por la concesionaria. En la siguiente tabla se muestra los valores de afectación y cantidad de acometidas según su naturaleza:

Afectación y longitud de rotura y reposición de pavimentos - Acometidas	
NIS	[REDACTED]
RR1	[REDACTED]
RR2	[REDACTED]
RR3	[REDACTED]
RR4	[REDACTED]
RR5	[REDACTED]
RR7	[REDACTED]
RR8	[REDACTED]
Rr11	[REDACTED]
Rr13	[REDACTED]
Rr14	[REDACTED]
SS2	[REDACTED]
<b>TOTAL</b>	[REDACTED]

Para las acometidas residenciales comunitarias, se determinó la cantidad real de acometidas en uso, a partir de la información disponible y complementaria dispuesta por la empresa concesionaria. En atención a que en el Informe Técnico de VNR la valorización de las acometidas residenciales comunitarias consideró la totalidad de éstas, sin efectuar la corrección descrita en el mismo informe relativa a la eliminación de las instalaciones que estaban fuera de uso, en el presente informe se consideró la valoración neta de estas reincorporaciones. Las siguientes tablas presentan los valores finales de cantidades reales de acometidas residenciales comunitarias en uso:

CDN	Cantidad 2016 Real considerada en VNR IT 2016 para determinación VNR	Cantidad IT 2016 presentada en informe	Diferencia (retiro no efectuado en IT 2016 en VNR)	Reincorporaciones 2017
ACOT3000404000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3001004000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3002504000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3000604000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3001604000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3004004000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3006504000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3010004000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3016004000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
ACOT3040004000012004001111	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

ACOT3000204000012004001111	
ACOT3025004000012004001111	

CDN	Diferencia entre Retiros 2016 y reincorporaciones (Se ajusta como datos efectivos)	Nuevos	Antiguos
ACOT3000404000012004001111			
ACOT3001004000012004001111			
ACOT3002504000012004001111			
ACOT3000604000012004001111			
ACOT3001604000012004001111			
ACOT3004004000012004001111			
ACOT3006504000012004001111			
ACOT3010004000012004001111			
ACOT3016004000012004001111			
ACOT3040004000012004001111			
ACOT3000204000012004001111			
ACOT3025004000012004001111			

Las reincorporaciones netas corresponden a [redacted] residenciales comunitarias.

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2017 resultante se muestra en la tabla siguiente.

Tabla III.1: VNR año calendario 2017 – R. Metropolitana

Region Metropolitana de Santiago		Unidad	Bienes Necesarios	VNR @2016 Bienes Necesarios IT	VNR 2016 @2017	Adiciones 2017		Rezagos		Reincorporaciones		Retiros		Total Neto		VNR CNE 2017	
NIS	Activo / Instalación					Cantidad	Adiciones VNR@2017	Cantidad	Rezagos VNR@2017	Cantidad	Reincorporaciones VNR@2017	Cantidad	Retiros VNR@2017	Cantidad	Total	Cantidad	Total
	<b>Plantas de Fabricación</b>																
	Planta de Metanización o biogás																
111	Plantas de Metanización o biogás																
	<b>Propano-Aire</b>																
141	Unidad de Fabricación de Propano-Aire																
	<b>Redes de Distribución</b>																
	<b>Primaria</b>																
411	Tuberías (longitudXX, sin flings)																
412	Válvulas																
413	Trampas de Pigs																
414	Sistema de Protección Catódica																
415	Cruces																
416	Plantas de Odorización																
	<b>Secundarias</b>																
421	Tuberías (longitudXX, sin flings)																
422	Válvulas																
424	Cruces																
	<b>Terciarias</b>																
431	Tuberías (longitudXX, sin flings)																
432	Válvulas																
434	Cruces																
	<b>Estación Regulación y Medición</b>																
	<b>Estación de Regulación y Medición</b>																
511	Estación de Regulación y Medición																
	<b>Empalmes y Medidores</b>																
	<b>Primarias</b>																
611	Acomedidas Industriales																
613	Empalmes Industriales																
612	Medidores Industriales																
	<b>Secundarias</b>																
621	Acomedidas Industriales																
625	Empalmes Industriales																
622	Medidores Industriales																
	<b>Terciarias</b>																
631	Acomedidas Industriales																
638	Empalmes Industriales																
632	Medidores Industriales																
633	Acomedidas Comerciales																
639	Empalmes Comerciales																
634	Medidores Comerciales																
635	Acomedidas Residenciales Comunitarios																
6310	Empalmes Residenciales Comunitarios																
636	Acomedidas Residenciales Individuales																
6311	Empalmes Residenciales Individuales																
637	Medidores Residenciales																
	<b>Otros Activos</b>																
	<b>Muebles e Inmuebles</b>																
711	Terrenos																
712	Edificaciones																
713	Vehículos y equipos de transporte																
714	Equipos de telemedición																
715	Equipos de Control de Calidad y de laborabrick																
716	Herramientas y Equipos de Bodega																
717	Equipos de comunicación y computación (hard																
718	Sistemas y software																
719	Muebles y Equipos de Oficina																

## 2 REGIÓN DE O'HIGGINS

- En el ítem redes terciarias (NIS 431) no se considera rotura y reposición de pavimentos. Dicho descuento se realiza producto de que empresa concesionaria no presentó información consistente y justificada sobre las longitudes reales instaladas en su zona de concesión para esta red durante el año 2017.
- Se descuenta [REDACTED] a los derechos declarados, por corresponder a multas, interés, pagos de patentes municipales entre otros, todos estos distintos al pago de derechos propiamente tal.
- En la valorización de rotura y reposición de las acometidas retiradas se consideró las proporciones de tipos de rotura y reposición declarados mediante el Sistema de Contabilidad Regulatoria y longitud según el Informe VNR adjuntado por la concesionaria. En la siguiente tabla se muestra los valores de afectación y cantidad de acometidas según su naturaleza:

NIS	RR	%	Cantidad
636	RR1		
636	RR2		
636	RR3		
636	RR4		
636	RR5		
636	RR7		
636	RR8		
636	Rr11		
636	Rr13		
636	Rr14		
636	SS2		

A partir de las correcciones anteriores, el detalle del VNR 2017 resultante se muestra en la tabla siguiente.



## **ANEXO IV: MEMORIA DE CÁLCULO**

Forman parte del presente Informe, los siguientes archivos:

- Datos análisis de eficiencia COMA Metrogas "Ajuste\_eficiencia.MG.xlsx"
- Bienes necesarios y VNR 2017 de Metrogas para la zona de concesión O'Higgins "MG VI VF.xlsx"
- Bienes necesarios y VNR 2017 de Metrogas para la zona de concesión Metropolitana "MG RM VF.xlsx"
- Cálculo de Rentabilidad de Metrogas para la zona de concesión Metropolitana "ChR\_MG\_RM\_ID.xlsx"
- Cálculo de Rentabilidad de Metrogas para la zona de concesión O'Higgins "ChR\_MG\_VI\_ID.xlsx"

**ANEXO V: OBSERVACIONES DE AL INFORME DE RENTABILIDAD ANUAL PRELIMINAR**

#	IDENTIFICACIÓN DEL TÍTULO, SUBTÍTULO, NÚMERO DE PÁGINA Y/O ANTECEDENTE O BASE DE DATOS DE RESPALDO QUE ES OBSERVADO	OBSERVACIÓN	PROPUESTA Y ANTECEDENTES ACOMPAÑADOS EN LOS CUALES SE FUNDA LA OBSERVACIÓN PRESENTADA.	RESPUESTA CNE
1	<p>Capítulo II</p> <p>2.2 Costos de operación, mantención y administración eficientes año calendario 2017, Página 13</p>	<p><b>Gastos retirados de la base de Costos de Explotación</b></p> <p>Según el IRAP:</p> <p><i>“Se descontó de los costos informados por la empresa concesionaria en el ítem “gastos con empresas no relacionadas” del Sistema de Contabilidad Regulatoria, los gastos asociados a reparaciones o mantenciones de instalaciones interiores de los clientes, los gastos asociados a conversiones que ya debiesen estar contemplados en Gastos de Comercialización y el pago de permisos municipales y SERVIU que ya están contabilizados como parte del VNR informado, todo lo cual asciende a [REDACTED]. Al respecto debemos indicar que, revisado el detalle de los [REDACTED] referidos, [REDACTED] efectivamente a costos de explotación con el siguiente desglose:</i></p> <p>[REDACTED] Derechos que corresponden a permisos municipales para emergencia y para mantención de las redes de distribución (gasto).</p>	<p>Se solicita incluir la suma de [REDACTED] dado que corresponden efectivamente a Costos de Explotación según se detalla en el Anexo adjunto.</p> <p><b>Antecedentes:</b></p> <p>Anexo Observaciones Informe de Rentabilidad Anual Preliminar CNE.docx para Informe de Rentabilidad Anual al que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.</p> <p>Ver punto 1. Gastos retirados de la base de Costos de Explotación</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. En virtud de los [REDACTED] antecedentes presentados, se reponen [REDACTED]</p>

2	<p>Anexo III VNR AÑO CALENDARIO 2017</p> <p>1. Región Metropolitana, Página 28</p>	<p><b>Costos de traslado de Red</b></p> <p>En el IRAP se indica que “Se descuenta \$ [REDACTED] a los derechos declarados, de los cuales [REDACTED] se identificaron como obra de traslado de instalaciones y los restantes \$ [REDACTED] se identificaron como multas, interés, pagos de patentes municipales entre otros, todos estos distintos al pago de derechos propiamente tal.”</p> <p>Al respecto, debemos indicar que efectivamente los [REDACTED] asignados a derechos corresponden a obras de traslados de redes solicitadas por MOP mediante su Oficio Ordinario N° 7.207.- “Solicita traslado de instalaciones de Empresa Metrogas S.A. - OBRAS DE CONVERSIÓN DEL SECTOR URBANO Y OBRAS DE REEMPLAZO DEL PEAJE LAMPA CONCESION RUTA N°5 TRAMO SANTIAGO - LOS VILOS”, del 6 de julio de 2015. Estos costos fueron incluidos por METROGAS como parte de los costos asociados a derechos.</p> <p>El DFL 323, artículo 15, reconoce la existencia de estos costos en la regulación, por lo que se debe analizar un mecanismo para su incorporación en el chequeo de rentabilidad, por lo que observamos que estos deben ser reconocidos en los Costos de Inversión (VNR) o en los C.O.M.A no benchmarking (por ser un proyecto singular).</p>	<p>Solicitamos incluir los Costos de traslado de redes en los Costos de Inversión (VNR), o en subsidio, determinar una metodología que permita incorporar estos costos ya sea en los Costos de Inversión (VNR) o en los C.O.M.A, o en una combinación de estos.</p> <p>Anexo Observaciones Informe de Rentabilidad Anual Preliminar CNE.docx para Informe de Rentabilidad Anual al que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.</p> <p>Ver punto 2. Tratamiento para el Costo de traslado de red.</p>	<p>Se acoge la observación en lo relativo a la propuesta subsidiaria. Los costos asociados a traslado obligatorio de redes (art. 15 de la LSG) se reconocen de la siguiente forma: (i) Se retira del VNR total de la empresa el VNR de la red que deja de estar en operación debido al traslado; (ii) se adiciona al VNR total de la empresa el VNR de la red que entra en operación debido al traslado; y (iii) se considera como costos de explotación el valor residual del VNR de la red que deja de estar en operación debido al traslado y aquellos costos relacionados con dar de baja dicha red. (por ejemplo, conexión en caliente e inertización).</p>

3	<p>Capítulo I, 5.1 Determinación del valor nuevo de reemplazo, Página 9 y Anexo III 1. Región Metropolitana, Página 28</p>	<p><b>Descuento de red por encontrarse en propiedad privada</b> En el IRAP se señala que <i>“Para las nuevas redes informadas, se verifica que éstas no se estén superpuestas con la red georreferenciada considerada para la zona de concesión en el Informe Técnico de VNR, con el objeto de evitar la doble contabilización asociada a renovaciones de instalaciones. Adicionalmente, en los casos que se contaba con georreferenciación de límites prediales por zona de concesión, proporcionada por la propia empresa concesionaria, se descuenta de la cantidad informada por la concesionaria las redes terciarias que aparecieran localizadas al interior de la propiedad de los clientes.”</i> Posteriormente en su Anexo III, la CNE menciona: <i>“Se descuenta ██████████ de redes terciarias por encontrarse en propiedad privada de acuerdo a la información entregada por la propia empresa”.</i>  Sin perjuicio de lo anterior, en el anexo <i>“MG_RM_VF.xlsx”</i> que acompaña el mismo IRAP, se descuentan 21.000 metros, valor que entendemos es el largo efectivamente descontado y utilizado para el cálculo de chequeo de rentabilidad por la CNE.  Debemos indicar que la sola razón esgrimida por CNE respecto a que la ubicación de la tubería esté en propiedad privada, no es condición suficiente para eliminarla.</p>	<p>Proponemos volver a incluir los 21.000 metros retirados de las instalaciones presentadas, dado que son parte del VNR de Metrogas.  En consideración a lo anterior, como respaldo de que la red no está en propiedad privada y con el objetivo de que esta sea reincorporada en el VNR del año 2017, se entregan los planos AS-Built de los sectores donde están contenidos los tramos de tuberías indicadas por la CNE.  Anexo Observaciones Informe de Rentabilidad Anual Preliminar CNE.docx para Informe de Rentabilidad Anual al que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.  Ver punto 3. Descuento de 21 Km por encontrarse en propiedad privada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación. Se consideran solo aquellas redes que se encuentran operativas al año 2017.</p>
4	<p>Capítulo I 3. Gastos de Comercialización Eficientes, Página 8 y 9.</p>	<p><b>Ajuste en los Gastos de Comercialización según modelo teórico</b> Para las Instalaciones Interiores que conforman los Gastos de Comercialización, en el IRAP se indica que:  i) En relación a la cantidad: <i>“Se consideran como máximo la cantidad de medidores</i></p>	<p>Proponemos incluir los Gastos de Comercialización presentados por Metrogas, considerando que son entregados en el marco de un mercado competitivo y que, sin la entrega de estos, la contratación de nuevos clientes no sería viable.  En subsidio, proponemos revisar el modelo teórico de gastos unitarios de comercialización</p>	<p>Se acoge la propuesta subsidiaria. Se incluyó como gasto en empalmes la porción de éste que va desde la salida de regulador de 1° etapa hasta el medidor, cuyo monto erróneamente la empresa</p>

		<p><i>informados como adiciones para el VNR 2017"</i></p> <p>ii) En relación al valor unitario considera el "menor valor entre lo informado por la empresa concesionaria, el valor resultante de un modelo estándar CNE por tipo de instalación (uno para instalaciones nuevas y otro para existentes) y tipo de servicio de gas"</p> <p>Respecto a la cantidad de clientes asociados a dichos desembolsos, debemos indicar que los aportes efectivamente incurridos en el año no necesariamente corresponden a los medidores adicionados en el año, por lo que este valor no debiese ser tomado como una restricción a la cantidad presentada.</p> <p>Respecto al valor unitario eficiente, el modelo teórico definido por la CNE subestima en forma relevante los costos unitarios de Gastos de Comercialización presentados por Metrogas. Al revisar el modelo en detalle, nos percatamos de que éste no incorpora el aporte de red interior el cual se le entrega a un importante grupo de clientes como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuevas instalaciones residenciales múltiples (Segmento departamentos masivos).</li> <li>• Nuevos comerciales de gran consumo (supermercados, centros comerciales, hoteles, servicios de salud y de educación).</li> </ul> <p>El año 2017 se aportaron más de [REDACTED] por concepto de redes interiores para el segmento de nuevos departamentos en las comunas de La Granja, Quinta Normal, San Miguel y San Joaquín.</p>	<p>eficientes e incorporar a lo menos el gasto asociado a aporte de "redes interiores" para los segmentos en los cuales es entregado.</p> <p>Anexo Observaciones Informe de Rentabilidad Anual Preliminar CNE.docx para Informe de Rentabilidad Anual al que se refiere el artículo 33 quáter de la Ley de Servicios de Gas de la empresa Metrogas S.A.</p> <p>Ver punto 4. Gastos de Comercialización.</p>	<p>había informado en instalaciones interiores</p>
5	<p>Anexo III 1. Región Metropolitana, Página 28</p>	<p><b>Reposición de pavimentos de Tuberías Terciarias Región Metropolitana</b></p> <p>El IRAP señala que "La rotura y reposición de pavimentos de tuberías de redes terciarias de las</p>	<p>Solicitamos se considere para el cálculo de la reposición de pavimentos asociado a tuberías, la distribución de la materialidad de la superficie determinada en el estudio de XYGO.</p>	<p>No se acoge la observación. Se considera la materialidad de lo efectivamente realizado durante el año 2017.</p>

		<p>adiciones se valoriza según la materialidad de lo efectivamente realizado”.</p> <p>Al respecto debemos indicar que Metrogas considera que lo correcto para el cálculo del valor de renovar las instalaciones, en específico la reposición de pavimento es considerar la distribución de la materialidad de la superficie existente al cierre del año.</p>	<p>Este estudio fue entregado como antecedente a la Comisión junto con el Informe de Valor Nuevo de Reemplazo de Metrogas.</p>	
6	<p>Anexo III 2. Región de O'Higgins, Página 32.</p>	<p><b>Reposición de pavimento. de Tuberías Terciarias VI Región</b></p> <p>En el caso de la VI Región, el IRAP indica que: <i>“En el ítem redes terciarias (NIS 431) no se considera rotura y reposición de pavimentos. Dicho descuento se realiza producto de que la empresa concesionaria no presentó información consistente y justificada sobre las longitudes reales instaladas en su zona de concesión para esta red durante el año 2017”.</i></p> <p>Al respecto debemos indicar que Metrogas considera que lo correcto para el cálculo del valor de renovar las instalaciones, en específico la reposición de pavimento es considerar la distribución de la materialidad de la superficie existente al cierre del año.</p>	<p>Solicitamos sea considera para el cálculo de la reposición de pavimentos asociado a tuberías, la distribución de la materialidad de la superficie determinada en el estudio de XYGO.</p> <p>Este estudio fue entregado como antecedente a la Comisión junto con el Informe de Valor Nuevo de Reemplazo de Metrogas.</p>	<p>Se acoge parcialmente. Se considera que las longitudes de afectación son equivalentes a la proporción de lo efectivamente realizado en la Zona de concesión de la Región Metropolitana (lo que se encontraba debidamente respaldado), considerando además la misma distribución por tipo de RRP.</p>

**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.

  
**JOSE VENEGAS MALUENDA**  
SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

  
JMA/MMA/MOC/PLV/RGF/AOM/

**DISTRIBUCIÓN:**

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