

REF.: 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.

SANTIAGO, 4 de agosto de 2017

RESOLUCION EXENTA N° 426

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", modificado por la 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";
- 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 dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 86, de 14 de febrero de 2017, que Fija normas para la convocatoria, inscripción y cierre de los registros de participación ciudadana contemplados en la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución N° 86";
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 115, de 13 de marzo de 2017, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital contemplado en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución N° 115";
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 117, de 15 de marzo de 2017, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de marzo de 2017, que Establece normas para la determinación de la Tasa de Costo Anual de Capital, y especialmente el factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución N° 117";
- g) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 209, de 26 de abril de 2017, que Modifica Resolución Exenta CNE N° 117, de fecha 15 de marzo de 2017, Establece normas para la determinación de la Tasa de Costo Anual de Capital, y especialmente el factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la

Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución N° 209";

- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 138, de fecha 22 de marzo de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución N° 138";
- i) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 216, de fecha 27 de abril de 2017, que Aprueba Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución N° 216";
- j) Lo resuelto por el Panel de Expertos en su Dictamen N° 5-2017, de 31 de julio de 2017; y
- k) Lo señalado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, con fecha 9 de febrero de 2017, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.999, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica;
- b) Que, conforme a lo dispuesto en el nuevo artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, la tasa de costo anual de capital, que deberá utilizarse para los fines establecidos en la referida Ley, debe ser calculada cuatrienalmente por la Comisión y contenida en un respectivo informe técnico preliminar;
- c) Que, de acuerdo a la Ley, para el referido cálculo se debe considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y un factor individual por zona de concesión;
- d) Que, mediante Resolución N° 117, modificada por la Resolución N° 209, la Comisión estableció las normas para la determinación de la Tasa de Costo Anual de Capital, y especialmente el factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas;
- e) Que, en virtud de lo establecido en el artículo 32 de la Ley y lo dispuesto en la Resolución N° 86, mediante la Resolución N° 115 se constituyó el Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital;



- f) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo tercero y cuarto transitorios de la Ley N°20.999, en la Ley de Servicios de Gas y en la Resolución N° 117, la Comisión aprobó, mediante Resolución N° 138, el Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que se refiere el artículo 32 de la Ley, aplicables al cuatrienio 2018-2021 y a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendario 2016 y 2017;
- g) Que, estando dentro del plazo legal, las empresas concesionarias de distribución de gas de red Gasvalpo SpA, Metrogas S.A., Empresas Lipigas S.A., Gassur S.A., Gasco S.A., e Intergas S.A. enviaron sus observaciones al Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital;
- h) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso octavo del artículo 32 de la Ley, la Comisión aprobó, mediante Resolución N° 216, el Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas;
- i) Que, estando dentro del plazo legal, las empresas concesionarias de distribución de gas de red Gasvalpo SpA, Metrogas S.A., Gassur S.A., Gasco S.A., e Intergas S.A. presentaron sus discrepancias al referido Informe Técnico Definitivo ante el Panel de Expertos;
- j) Que, el Panel de Expertos, mediante Dictamen N°5-2017, de fecha 31 de julio de 2017, resolvió las discrepancias presentadas por las empresas concesionarias; y
- k) Que, en consecuencia, habiéndose dado cumplimiento a las respectivas etapas e hitos que contempla la Ley de Servicios de Gas, corresponde emitir y aprobar a través del presente acto administrativo el Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente "Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas. Cuatrienio 2018-2021", cuyo texto se transcribe a continuación:



INFORME TÉCNICO

TASA DE COSTO DE CAPITAL DECRETO CON FUERZA DE LEY 323 LEY DE SERVICIOS DE GAS

CUATRIENIO 2018-2021

**Agosto de 2017
SANTIAGO – CHILE**

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	TASA LIBRE DE RIESGO	5
3.	PREMIO POR RIESGO DE MERCADO	5
4.	RIESGO SISTEMÁTICO	6
5.	FACTORES INDIVIDUALES POR ZONA DE CONCESIÓN	7
5.1.	Factor por tamaño	7
5.2.	Factor por riesgos específicos	9
5.2.1.	Estabilidad del negocio	9
5.2.2.	Concentración de clientes	10
5.2.3.	Dependencia del proveedor	11
5.2.4.	Valor factor por riesgos específicos	11
5.3.	Valores factores individuales por zona de concesión	12
6.	TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE AL CUATRIENIO 2018-2021	12
7.	TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE A LOS CHEQUEOS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO DE LOS AÑOS CALENDARIOS 2016 Y 2017	14
7.1.	Tasa libre de riesgo	15
7.2.	Premio por riesgo de mercado	15
7.3.	Riesgo sistemático	15
7.4.	Factores individuales por zona de concesión	16
7.5.	Cálculo de tasa de costo de capital	16

1. INTRODUCCIÓN

Con fecha 9 de febrero de 2017 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.999, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones que indica, en adelante e indistintamente "Ley N° 20.999".

De acuerdo a lo establecido en el artículo tercero transitorio del citado cuerpo legal, antes del 31 de julio de 2017, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", debe emitir el informe técnico preliminar que fija la tasa de costo de capital a que se refiere el artículo 32 del DFL N° 323, de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "la Ley" o "Ley de Servicios de Gas", que se aplicará en el cuatrienio 2018-2021 para los fines establecidos en dicha ley. Por otro lado, el artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999 dispone que la tasa de costo de capital aplicable a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendario 2016 y 2017 se deberá encontrar incluida en el presente informe técnico.

El artículo 32 de la Ley establece que la tasa de costo anual de capital debe ser calculada por la Comisión cada cuatro años, debiendo considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y un factor individual por zona de concesión.

El riesgo sistemático señalado, se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución de gas con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. La elección del tipo de instrumento y su plazo deben considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años contados desde su mes de cálculo. El período considerado para establecer el promedio debe corresponder a seis meses.

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

El factor individual por zona de concesión se determina con el fin de reconocer diferencias en las condiciones del mercado en que operan las empresas concesionarias. Este factor individual se determina para cada empresa en cada zona de concesión, según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación que enfrente cada empresa, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 117, de 15 de marzo de 2017, de carácter reglamentario, que Establece normas para la determinación de la tasa de costo anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo

32 de la Ley de Servicios de Gas, publicada en el Diario Oficial con fecha 21 de marzo de 2017, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta CNE N° 117" y modificada por la Resolución Exenta CNE N° 209, de 26 de abril de 2017, que Modifica Resolución Exenta CNE N° 117, de fecha 15 de marzo de 2017, que Establece normas para la determinación de la tasa de costo anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta CNE N° 209". El factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

De este modo, la tasa de costo de capital será el factor individual por zona de concesión más la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. En todo caso, la tasa de costo anual de capital no podrá ser inferior al seis por ciento.

Es así como mediante Resolución Exenta CNE N° 138, de fecha 22 de marzo de 2017, esta Comisión aprobó el Informe Técnico Preliminar que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, el cual fue publicado en la página web de la Comisión y comunicado con esa misma fecha a las empresas concesionarias de distribución de gas y a los participantes del Registro de Participación Ciudadana, constituido mediante Resolución Exenta CNE N° 115, de 13 de marzo de 2017, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital contemplado en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

Dentro del plazo establecido en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, presentaron observaciones al referido Informe Técnico Preliminar las empresas Gasvalpo SpA, Metrogas S.A., Empresas Lipigas S.A., Gassur S.A., Gasco S.A., e Intergas S.A.

Vencido el plazo para la presentación de observaciones, y efectuada la revisión de las mismas por parte de esta Comisión, mediante Resolución Exenta N° 216, de fecha 27 de abril de 2017, se aprobó el Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.

Posteriormente, las empresas concesionarias Gasvalpo SpA, Metrogas S.A., Gassur S.A., Gasco S.A., e Intergas S.A. presentaron sus discrepancias al referido Informe Técnico Definitivo ante el H. Panel de Expertos, el que, con fecha 31 de julio de 2017, emitió su Dictamen N° 5-2017, sobre determinación de la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, para el cuatrienio 2018-2021, resolviendo las discrepancias presentadas por las empresas concesionarias.

En consecuencia, habiéndose cumplido todas las etapas procedimentales establecidas en la Ley de Servicio de Gas y conforme a lo dispuesto en el inciso decimosegundo del artículo 32 de la misma, corresponde a la Comisión aprobar el Informe Técnico que fija la Tasa de Costo Anual de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, que se aplicará al cuatrienio 2018 – 2021 y en los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendarios 2016 y 2017.

2. TASA LIBRE DE RIESGO

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. La elección del tipo de instrumento y su plazo deben considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años contados desde su mes de cálculo. El período considerado para establecer el promedio debe ser de seis meses.

La liquidez está relacionada con la facilidad con que un inversionista pueda comprar o vender un determinado instrumento en un momento específico. Para ello, se compara la cantidad de transacciones realizadas, los montos transados y la presencia del instrumento en el mercado.

Según la información que la Bolsa de Comercio de Santiago reporta mediante su Informativo Bursátil Mensual, los tipos de instrumentos que presentan mayor cantidad de transacciones y mayor monto transado en el mercado secundario los últimos 24 meses (desde febrero de 2015 hasta enero de 2017) son los bonos del Banco Central de Chile reajutable en UF a 10 años plazo (BCU-10), seguido por los bonos de la Tesorería General de la República reajutable en UF a 10 años plazos (BTU-10) y los bonos del Banco Central de Chile reajutable en UF a 5 años plazo (BCU-5).

Respecto a la estabilidad, ésta se determina como la desviación estándar que presenta la tasa interna de retorno ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. En base a información diaria de Bloomberg para los 24 meses señalados en el párrafo precedente, se obtiene que los tipos de instrumentos que presentan una mayor estabilidad (menor desviación estándar) son los BCU-20, BCU-30 y BCU-10.

Por lo tanto, dado que el BCU-10 presenta buenas características de liquidez, estabilidad y montos transados, el instrumento reajutable en moneda nacional que se deberá utilizar para determinar anualmente la tasa libre de riesgo para los procesos de chequeo de rentabilidad y fijación de tarifas durante el cuatrienio 2018-2021 corresponde al BCU-10.

3. PREMIO POR RIESGO DE MERCADO

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en la Ley de Servicios de Gas y en el presente informe.

Para estimar la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada se aplica un modelo de valoración de activos de capital (CAPM, por sus siglas en inglés) adaptado a países

emergentes. La aplicabilidad de este modelo a la realidad chilena se analiza en el estudio "Cálculo de la tasa de costo de capital para empresas distribuidoras de gas de red", realizado por Estudios Energéticos Consultores S.A., y concluye que la tasa nominal esperada de retorno del mercado chileno es igual a 1,035 veces el valor esperado del retorno del mercado de Estados Unidos (Bolsa de Nueva York).

La tasa esperada de retorno del mercado de Estados Unidos se determina como el promedio simple de los últimos 30 años en el mercado de la Bolsa de Nueva York (desde 1987 hasta 2016), de acuerdo al índice Standard & Poor's 500 publicado por Ibbotson Associates / Duff & Phelps. De este modo, el retorno esperado del mercado de Estados Unidos se estima en 11,61% y, en consecuencia, la tasa nominal de retorno del mercado chileno en 12,02%.

Esta última tasa corresponde al valor nominal que arbitra para un inversionista internacional el mercado chileno, por lo que, para obtener la tasa real de retorno de mercado chileno, es necesario realizar un ajuste por inflación en el mercado de referencia. Para ello, se utiliza la siguiente relación:

$$(1 + \text{tasa nominal}) = (1 + \text{tasa real}) \cdot (1 + \text{inflación})$$

La inflación esperada del mercado de Estados Unidos se estima como el promedio de los seis meses previos (entre junio 2016 y noviembre 2016) entre las diferencias de las tasas del Tesoro de los Estados Unidos nominales y ajustadas por inflación, obtenidas a partir de la información publicada por la Reserva Federal de Estados Unidos en su sitio web. Así, la inflación esperada para Estados Unidos se estima en 1,57% y, por lo tanto, la rentabilidad real de la cartera de inversiones de mercado diversificada se estima en 10,29%.

Finalmente, el premio por riesgo de mercado se debe calcular como la diferencia entre la tasa de rentabilidad de mercado y la tasa libre de riesgo, esta última establecida a partir del mismo instrumento individualizado en el capítulo 2 del presente informe y calculada para la fecha de referencia utilizada para determinar la tasa de rentabilidad de mercado. En consecuencia, la tasa libre de riesgo para determinar el premio por riesgo de mercado se estima en 1,42%, equivalente a la tasa interna de retorno promedio del BCU-10 desde junio de 2016 hasta noviembre de 2016, y, considerando que el retorno de mercado chileno es de 10,29%, el premio por riesgo de mercado para el cuatrienio 2018-2021 es igual a 8,87%.

4. RIESGO SISTEMÁTICO

El riesgo sistemático mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución de gas con respecto a las fluctuaciones del mercado.

Para determinar el riesgo sistemático se utiliza como referencia internacional, para la industria de distribución de gas natural, las estimaciones de Duff & Phelps en su Valuation Handbook de costo de capital para industrias (coeficiente beta con ajuste de Blume desapalancado).

Estas estimaciones son realizadas mediante regresiones con una ventana de 60 meses y desapalancadas utilizando la fórmula de Miles-Ezzell, lo que permite incorporar el costo creciente de la deuda ante mayores niveles de endeudamiento.

El valor de riesgo sistemático estimado por Duff & Phelps es 0,5.

5. FACTORES INDIVIDUALES POR ZONA DE CONCESIÓN

Los factores individuales por zona de concesión se determinan para cada empresa en cada zona de concesión, según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características de la demanda y las condiciones de explotación que enfrente cada empresa. El factor individual por zona de concesión no puede ser superior a un punto porcentual.

De acuerdo a la Resolución Exenta CNE N° 117, el factor individual por zona de concesión se determina ponderando un Factor por Tamaño y un Factor por Riesgos Específicos. La ponderación de ambos factores es 50%.

5.1. Factor por tamaño

El Factor por Tamaño se determina considerando los ingresos de actividades ordinarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas que operan en Chile, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Para cada empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile se obtienen los ingresos de actividades ordinarias. Cabe precisar que según lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 117, se entenderá por actividades ordinarias a aquellas que generan ingresos brutos a la empresa durante el año calendario anterior a la determinación de la tasa de costo de capital regulada en la mencionada resolución, cuando estos beneficios resultan en un aumento del patrimonio no relacionado con aportes patrimoniales efectuados por los propietarios de la entidad. De conformidad a lo anterior, para este caso, los ingresos de actividades ordinarias de una empresa concesionaria comprenden tanto sus ingresos por el servicio público de distribución de gas como también por la prestación por parte de la empresa de otros servicios sujetos o no a la regulación de la Ley de Servicios de Gas. Los ingresos de actividades ordinarias serán determinados a partir de los estados financieros de la empresa, cuando dicha información sea pública. Si la empresa no contare con estados financieros públicos, los ingresos

de actividades ordinarias serán determinados a partir de información solicitada a la empresa por la Comisión.

- b) Se considera la empresa de mayor tamaño aquella empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile que presente los mayores ingresos de actividades ordinarias.
- c) Se determina el tamaño relativo de cada empresa concesionaria de servicio público de distribución de gas que opera en Chile como la razón entre sus ingresos de actividades ordinarias y los ingresos de actividades ordinarias de la empresa de mayor tamaño.
- d) Se determina el Factor por Tamaño de acuerdo al Cuadro N° 1:

Cuadro N° 1: Factor por tamaño según tamaño relativo

Tamaño relativo	Factor por tamaño
Menor o igual a 0,05	1,00%
Mayor a 0,05 y menor o igual a 0,15	0,70%
Mayor 0,15 y menor o igual a 0,30	0,35%
Mayor a 0,30	0,00%

Los ingresos de actividades ordinarias de las empresas Lipigas, GasSur y Metrogas, se obtienen de los estados financieros informados a la Superintendencia de Valores y Seguros, correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, los cuales son públicos.

Los ingresos de actividades ordinarias de las empresas GasValpo e Intergas también se obtienen de los estados financieros informados a la Comisión, correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, los cuales no son públicos.

De acuerdo al Dictamen N° 5-2017 del Panel de Expertos, el factor por tamaño de Gasco Magallanes es igual a 0,70%.

De acuerdo a los ingresos de actividades ordinarias, la empresa de mayor tamaño es Metrogas. En el Cuadro N° 2 se presenta el factor por tamaño para cada empresa concesionaria.

Cuadro N° 2: Factor por tamaño por empresa concesionaria

Empresa concesionaria	Factor por tamaño
Lipigas	0,00%
GasSur	0,70%
GasValpo	0,35%
Intergas	1,00%
Metrogas	0,00%
Gasco Magallanes	0,70%

5.2. Factor por riesgos específicos

El Factor por Riesgos Específicos se determina considerando los siguientes conceptos de riesgo: estabilidad del negocio, concentración de clientes y dependencia del proveedor, acuerdo a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 117.

Los conceptos de riesgo señalados en el párrafo precedente son valorizados y ponderados de acuerdo a lo indicado en el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3: Valorización y ponderación de riesgos específicos

Concepto de riesgo	Medición	Ponderación
Estabilidad del negocio	¿Cuánto tiempo la empresa ha operado en una determinada zona de concesión? De 1 a 3 años – Riesgo alto: 5 puntos De 4 a 6 años – Riesgo moderado: 3 puntos Más de 6 años – Riesgo bajo: 1 punto	33%
Concentración de clientes	¿Cuánto representa el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas, en una determinada zona de concesión, del total del volumen de ventas de la empresa concesionaria? Más del 30% – Riesgo alto: 5 puntos Más del 20% y menos o igual a 30% – Riesgo moderado: 3 puntos Menos o igual a 20% – Riesgo bajo: 1 punto	33%
Dependencia del proveedor	¿Puede la empresa en una determinada zona de concesión cambiar de proveedor de suministro de gas sin disminuir la calidad del producto/servicio o aumentar los costos? No – Riesgo alto: 5 puntos Sí – Riesgo bajo: 1 punto	34%

5.2.1. Estabilidad del negocio

Para determinar cuánto tiempo la empresa ha operado en una determinada zona de concesión se revisan las memorias anuales de las empresas concesionarias, la descripción e historia que hacen las empresas en sus sitios web, y los decretos de concesión.

Lipigas, GasSur, Intergas, Metrogas y Gasco Magallanes tienen más de 6 años de operación, por lo que a estas empresas concesionarias se les asigna un punto por este concepto de riesgo.

GasValpo en la Región de Valparaíso tiene más de 6 años de operación, y en las Regiones de Coquimbo y del Maule tiene menos de 3 años de operación, por lo que a esta empresa se le asigna un punto en la zona de concesión de la Región de Valparaíso y 5 puntos en las zonas de concesión de las Regiones de Coquimbo y del Maule.

5.2.2. Concentración de clientes

De acuerdo a antecedentes proporcionados por las empresas para las ventas de gas realizadas durante el 2016, esta Comisión determina el porcentaje del volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas de las empresas concesionarias, por zona de concesión.

El volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas de las empresas concesionarias Lipigas y GasSur es menor al 20% del total de volumen de ventas, por lo que este concepto de riesgo se valoriza en un punto para estas empresas.

Para GasValpo, el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas es mayor al 30% respecto del total de volumen de ventas en cada zona de concesión, por lo que este concepto de riesgo se valoriza con 5 puntos.

En el caso de Intergas, en la Región del Bío Bío el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas es mayor al 30% del volumen total, no así en la Región de la Araucanía, donde el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas está entre 20% y 30%. Por lo tanto, a esta empresa se le asignan 5 puntos en la Región del Bío Bío y 3 puntos en la Región de la Araucanía.

Para Metrogas en la Región Metropolitana, el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes del servicio público de distribución de gas está entre 20% y 30% del volumen total, y en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins es mayor al 30%. Por lo tanto, a esta empresa se le asignan 3 puntos en la Región Metropolitana y 5 puntos en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins.

Finalmente, en el caso de Gasco Magallanes, el volumen de ventas de gas a los 5 mayores clientes está entre 20% y 30% del total de volumen de ventas, por lo que este concepto de riesgo se valoriza en 3 puntos para esta empresa.

5.2.3. Dependencia del proveedor

Para determinar el grado de dependencia de proveedor de suministro de gas se analiza el acceso al gas natural u otro tipo de gas utilizado para el servicio de distribución.

No todas las empresas concesionarias tienen acceso al mercado internacional del gas natural, configurándose un mercado secundario de éste. Las empresas que sólo pueden comprar en este mercado secundario se ven más expuestas a las variaciones de precios. Además, los proveedores de mercado secundario son pocos y algunos de éstos son también distribuidores de gas natural.

Por lo tanto, se considera que las empresas concesionarias que compran en el mercado secundario y que no tienen acceso a terminales de regasificación de gas natural licuado presentan un riesgo alto. Así, este concepto de riesgo se valoriza con 5 puntos para las empresas Lipigas, GasSur, GasValpo e Intergas, y con un punto para Metrogas.

En relación a Gasco Magallanes, esta empresa tiene acceso a un único proveedor, por lo que este concepto de riesgo se valoriza con 5 puntos.

5.2.4. Valor factor por riesgos específicos

De acuerdo a la Resolución Exenta CNE N° 117, el factor por riesgos específicos se determina a partir del puntaje ponderado obtenido según la valorización de los conceptos de riesgos específicos de acuerdo al Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4: Factor por riesgos específicos según valorización de riesgos específicos

Puntaje obtenido	Factor por riesgos específicos
Mayor o igual 1 punto y menor a 2 puntos	0,00%
Mayor o igual a 2 puntos y menor a 3 puntos	0,33%
Mayor o igual a 3 puntos y menor 4 puntos	0,67%
Mayor o igual a 4 puntos	1,00%

El factor por riesgos específicos resultante para cada empresa en cada zona de concesión se puede ver en el Cuadro N° 5.

Cuadro N° 5: Factor por riesgos específicos por empresa concesionaria y zona de concesión

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor por riesgos específicos
Lipigas	Antofagasta	0,33%
GasSur	Bío Bío	0,33%
GasValpo	Coquimbo	1,00%
GasValpo	Maule	1,00%
GasValpo	Valparaíso	0,67%
Intergas	Bío Bío	0,67%
Intergas	La Araucanía	0,67%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	0,33%
Metrogas	Metropolitana	0,00%
Gasco Magallanes	Magallanes	0,67%

5.3. Valores factores individuales por zona de concesión

De acuerdo a lo señalado en las secciones precedentes, en el Cuadro N° 6 se presentan los factores individuales por zona de concesión.

Cuadro N° 6: Factor individuales por zona de concesión

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Factor individual
Lipigas	Antofagasta	0,17%
GasSur	Bío Bío	0,52%
GasValpo	Coquimbo	0,68%
GasValpo	Maule	0,68%
GasValpo	Valparaíso	0,51%
Intergas	Bío Bío	0,84%
Intergas	La Araucanía	0,84%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	0,17%
Metrogas	Metropolitana	0,00%
Gasco Magallanes	Magallanes	0,69%

6. TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE AL CUATRIENIO 2018-2021

De conformidad al artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, el presente informe técnico establece la tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2018-2021 para efectos de determinar la rentabilidad económica máxima señalada en el artículo 30 bis de la Ley y para utilizar en el proceso de fijación de tarifas regulado en los artículos 38 y siguientes de la Ley.

Cabe tener presente que, según lo dispuesto en el referido artículo 32, la tasa de costo de capital será igual al factor individual por zona de concesión más la tasa de rentabilidad libre de riesgo más

el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. En todo caso, la tasa de costo anual de capital no podrá ser inferior al seis por ciento.

En el Cuadro N° 7 se presenta la tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2018-2021 para los fines establecidos en la Ley de Servicios de Gas, para cada una de las empresas concesionarias, por zona de concesión.

Cuadro N° 7: Tasa de costo de capital aplicable al cuatrienio 2018-2021

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de mercado (B)	Riesgo sistemático (C)	Factor Individual (D)	Tasa de costo de capital
Lipigas	Antofagasta	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,17%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
GasSur	Bío Bío	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,52%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
GasValpo	Coquimbo	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,68%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
GasValpo	Maule	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,68%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
GasValpo	Valparaíso	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,51%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
Intergas	Bío Bío	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,84%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
Intergas	La Araucanía	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,84%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,17%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
Metrogas	Metropolitana	Promedio de 6 meses de la tasa	8,87%	0,5	0,00%	Máximo valor entre

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de mercado (B)	Riesgo sistemático (C)	Factor Individual (D)	Tasa de costo de capital
		interna de retorno de los BCU-10				$(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%
Gasco Magallanes	Magallanes	Promedio de 6 meses de la tasa interna de retorno de los BCU-10	8,87%	0,5	0,69%	Máximo valor entre $(A)+(B)*(C)+(D)$ y 6%

Para efectos del chequeo anual de rentabilidad, la Comisión deberá durante el mes de diciembre de cada año, mediante resolución, determinar la tasa libre de riesgo para el año siguiente, la que corresponderá al promedio de la tasa interna de retorno del instrumento indicado en el Cuadro N° 7 para los seis meses anteriores a su determinación. En el caso de las empresas concesionarias sujetas a fijación de precios, el período semestral a considerar para determinar la tasa libre de riesgo de la tasa de costo de capital corresponderá a los seis meses previos al mes de la fecha de referencia para la base monetaria establecida en el estudio de costos a que hace referencia el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas.

7. TASA DE COSTO DE CAPITAL APLICABLE A LOS CHEQUEOS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO DE LOS AÑOS CALENDARIOS 2016 Y 2017

El artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999 señala que el informe técnico que fija la tasa de costo de capital para el primer cuatrienio debe incluir la tasa de costo de capital aplicable a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendarios 2016 y 2017.

El mencionado artículo dispone que el cálculo de la tasa de costo de capital aplicable a esos dos chequeos de rentabilidad se debe determinar mediante la misma metodología utilizada para determinar la tasa de costo de capital del primer cuatrienio, pero considerando como fecha de referencia de cálculo al 31 de diciembre de 2015 para las componentes de premio por riesgo y riesgo sistemático.

7.1. Tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo se debe determinar como el promedio de la tasa interna de retorno del instrumento individualizado en el capítulo 2 del presente informe, la que corresponde al BCU-10.

El artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999 señala que la tasa libre de riesgo de los chequeos de rentabilidad de los años 2016 y 2017 se determinarán como el promedio de la tasa interna de retorno del instrumento que para estos efectos se defina, para el período de seis meses contado regresivamente desde noviembre de 2015 y desde noviembre de 2016, respectivamente.

Por lo tanto, la tasa libre de riesgo se estima en 1,52% para el chequeo de rentabilidad del año 2016 (promedio desde junio de 2015 hasta noviembre de 2015) y en 1,42% para el chequeo de rentabilidad del año 2017 (promedio desde junio de 2016 hasta noviembre de 2016), de acuerdo a información obtenida de Bloomberg.

7.2. Premio por riesgo de mercado

De acuerdo a la metodología descrita en el capítulo 3 de presente informe, el retorno esperado del mercado de Estados Unidos se estima en 11,83% (promedio simple de 30 años, desde 1986 hasta 2015) y la tasa nominal esperada de retorno del mercado chileno se estima en 12,24%, al considerar un beta país de 1,035.

Asimismo, la inflación esperada del mercado de Estados Unidos se estima en 1,65%, que corresponde al promedio de los seis meses entre junio 2015 y noviembre 2015 entre las diferencias de las tasas del Tesoro de los Estados Unidos nominales y ajustadas por inflación.

Por lo tanto, considerando como fecha de referencia de cálculo al 31 de diciembre de 2015 según lo establecido en el artículo cuarto transitorio de la Ley N° 20.999, la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada se estima en 10,43%. Al considerar una tasa libre de riesgo de 1,52% (tasa a diciembre de 2015), el premio por riesgo de mercado obtenido es igual a 8,90%.

7.3. Riesgo sistemático

De acuerdo a lo señalado en el capítulo 4 de este informe, para determinar el riesgo sistemático se utiliza las estimaciones de Duff & Phelps. En el año 2015 el riesgo sistemático estimado por Duff & Phelps es 0,4.

7.4. Factores individuales por zona de concesión

Toda vez que el artículo transitorio de la Ley N° 20.999 no señala la fecha de referencia hay a considerar para determinar los factores individuales por zona de concesión, se utilizan los mismos valores determinados para el cuatrienio 2018-2021 en el capítulo 5 del presente informe.

7.5. Cálculo de tasa de costo de capital

Según lo señalado en el presente capítulo, en el Cuadro N° 8 y en el Cuadro N° 9 se presentan las tasas de costo de capital aplicables a los chequeos de rentabilidad económica correspondientes al ejercicio de los años calendarios 2016 y 2017, respectivamente.

Cabe tener presente que, según lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas, la tasa de costo de capital será igual al factor individual por zona de concesión más la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático. En todo caso, la tasa de costo anual de capital no podrá ser inferior al seis por ciento.

Cuadro N° 8: Tasa de costo de capital aplicable al chequeo de rentabilidad económica correspondiente al ejercicio del año calendario 2016

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de Mercado (B)	Riesgo Sistemático (C)	Factor Individual (D)	(A)+(B)*(C)+(D)	Tasa de costo de capital
Lipigas	Antofagasta	1,52%	8,90%	0,4	0,17%	5,25%	6,00%
GasSur	Bío Bío	1,52%	8,90%	0,4	0,52%	5,60%	6,00%
GasValpo	Coquimbo	1,52%	8,90%	0,4	0,68%	5,76%	6,00%
GasValpo	Maule	1,52%	8,90%	0,4	0,68%	5,76%	6,00%
GasValpo	Valparaíso	1,52%	8,90%	0,4	0,51%	5,59%	6,00%
Intergas	Bío Bío	1,52%	8,90%	0,4	0,84%	5,92%	6,00%
Intergas	La Araucanía	1,52%	8,90%	0,4	0,84%	5,92%	6,00%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	1,52%	8,90%	0,4	0,17%	5,25%	6,00%
Metrogas	Metropolitana	1,52%	8,90%	0,4	0,00%	5,08%	6,00%

Cuadro N° 9: Tasa de costo de capital aplicable al chequeo de rentabilidad económica correspondiente al ejercicio del año calendario 2017

Empresa concesionaria	Zona de concesión	Tasa libre de riesgo (A)	Premio por riesgo de Mercado (B)	Riesgo Sistemático (C)	Factor Individual (D)	(A)+(B)*(C)+(D)	Tasa de costo de capital
Lipigas	Antofagasta	1,42%	8,90%	0,4	0,17%	5,14%	6,00%
GasSur	Bío Bío	1,42%	8,90%	0,4	0,52%	5,49%	6,00%
GasValpo	Coquimbo	1,42%	8,90%	0,4	0,68%	5,65%	6,00%
GasValpo	Maule	1,42%	8,90%	0,4	0,68%	5,65%	6,00%
GasValpo	Valparaíso	1,42%	8,90%	0,4	0,51%	5,49%	6,00%
Intergas	Bío Bío	1,42%	8,90%	0,4	0,84%	5,81%	6,00%
Intergas	La Araucanía	1,42%	8,90%	0,4	0,84%	5,81%	6,00%
Metrogas	Libertador General Bernardo O'Higgins	1,42%	8,90%	0,4	0,17%	5,14%	6,00%
Metrogas	Metropolitana	1,42%	8,90%	0,4	0,00%	4,98%	6,00%

ARTÍCULO SEGUNDO: Publíquese el Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital que se aprueba conforme al artículo precedente en la página web de la Comisión.

ARTÍCULO TERCERO: Comuníquese la presente resolución a las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas y las personas inscritas en el Registro de Participación Ciudadana del proceso de cálculo de la Tasa de Costo Anual de Capital individualizadas en la Resolución CNE N° 115 de 2017, a través de su envío por correo electrónico.

Anótese, archívese y publíquese.



DISTRIBUCIÓN:

1. Empresas concesionarias de distribución de gas
2. Registro de Participación Ciudadana TCC
3. Departamento Jurídico CNE
4. Departamento Hidrocarburos CNE
5. Departamento Regulación Económica CNE
6. Of. de Partes CNE