



CNE | COMISIÓN
NACIONAL
DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

**FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE
GRANDE Y DE AJUSTES Y RECARGOS POR
APLICACIÓN DEL MECANISMO DE EQUIDAD
TARIFARIA RESIDENCIAL**

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

JULIO 2017

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	ANTECEDENTES	6
3.	PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO	8
4.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CONTRATOS A PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO (PNLP).....	9
4.1	Procesos Licitatorios CGED 2006/01, CHL 2006/01, CHQ 2006/01, EMEL-SIC 2006/01, SAE 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2	9
4.2	Procesos Licitatorios CHL 2006/02 y CHL 2006/02-2	11
4.3	Procesos Licitatorios CGED 2008/01, CHQ 2008/01 y CGED 2008/01-2	12
4.4	Proceso Licitatorio EMEL-SING 2008/01	13
4.5	Proceso Licitatorio CHQ 2010/01 y CHL 2010/01	15
4.6	Proceso Licitatorio SIC 2013/01	16
4.7	Proceso Licitatorio SIC 2013/03	19
4.8	Proceso Licitatorio SIC 2013/03-2.....	21
4.9	Proceso Licitatorio SIC 2015/02	25
4.10	Actualización de los PNLP	26
4.11	Valores de índices utilizados en el cálculo del precio a traspasar a cliente final	28
4.12	Precios de Nudo de Largo Plazo en Puntos de Oferta actualizados	29
5.	PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO	32
6.	PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN.....	33
6.1	Procedimiento de cálculo del Precio de Nudo de Energía Promedio (PNEP) por concesionaria y sus ajustes o recargos correspondientes	33
6.2	Precio de Nudo de Potencia Promedio	35
6.3	Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos por concesionaria.....	35
7.	PRECIOS A TRASPASAR A CLIENTES REGULADOS.....	40
8.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL	42
8.1	Capacidad Instalada de Generación por Comuna	43
8.1.1	Procedimiento de determinación de la capacidad instalada de cada comuna	43

8.2	Clientes Sometidos a Regulación de Precios por Comuna	44
8.3	Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar	44
9.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL	46
9.1	Energía Eléctrica Generada por comuna	47
9.1.1	Procedimiento de determinación de la energía eléctrica generada por comuna	47
9.2	Porcentaje de Aporte sobre la Energía Eléctrica Generada y descuento aplicable.....	48
10.	MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL	57
10.1	Procedimiento para cálculo del Promedio Simple	58
10.2	Identificación de Clientes	58
10.3	Procedimiento de Cálculo de Diferencias que deberán ser absorbidas ...	59
10.4	Factores de Equidad Tarifaria Residencial (FETR).....	60

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO Y DE AJUSTES Y RECARGOS POR APLICACIÓN DEL MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe Técnico que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, debe remitir al Ministerio de Energía con ocasión de la fijación de Precios de Nudo Promedio para suministros de electricidad, realizada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por Ley N° 20.928 y Ley N° 20.936, ambas del 2016, en adelante e indistintamente “la Ley”.

De acuerdo a lo establecido en la Ley, las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, aquéllas deberán contar con contratos de suministro, los cuales deberán ser el resultado de procesos de licitación pública.

Es por esto que, a partir del año 2006 las empresas concesionarias, de manera conjunta o individualmente, han llevado a cabo licitaciones tendientes a contratar el suministro no cubierto destinado a clientes regulados desde el año 2010 en adelante. Los precios obtenidos de estos contratos son denominados Precios de Nudo de Largo Plazo (“PNLP”).

La proporción de suministro que no fue licitada por las empresas concesionarias para el periodo de cálculo del precio del presente informe, se encuentra cubierta por contratos de suministros firmados con anterioridad a la dictación de la Ley N° 20.018, denominados Precios de Nudo de Corto Plazo (“PNCP”). Consistente con lo anterior, el cálculo del Precio de Nudo Promedio realizado en el presente informe incorpora ambos tipos de contratos.

Este informe recoge los aspectos y consideraciones técnicas que sustentan el proceso de fijación de precios, y explicita las bases utilizadas y los resultados obtenidos. Todo esto, en conformidad a lo dispuesto en los artículos 131°, 133°, 134°, 135° ter, 135° quáter, 135° quinquies, 156°, 157°, 158°, 161° y 191° de la Ley, a lo establecido en la Resolución Exenta N° 778 de la Comisión, de fecha 15 de noviembre de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio, modificada por la Resolución Exenta N° 203 de fecha 25 de abril de 2017, en adelante e indistintamente “Resolución Exenta N° 778”, y en

el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía que Aprueba Reglamento para la fijación de precios de nudo, modificado por el D.S. N° 68 de 2015.

Adicionalmente, se debe tener en consideración que, con fecha 29 de enero de 2015, entró en vigencia la Ley N° 20.805 que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios. Dicha ley modificó el artículo 157° de la Ley, en lo relativo a que la comparación de los precios promedios que se deban traspasar a los clientes finales se refiera a una misma subestación común para el Sistema Interconectado Central (“SIC”) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que para efectos del presente Informe Técnico corresponde a Polpaico 220 [kV].

Por último, debe considerarse que la Ley N° 20.928, de 2016, que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Ley N° 20.928”, modificó los artículos 157°, 158° y 191° de la Ley, incorporando, por una parte, el mecanismo de reconocimiento de generación local, aplicable a aquellas comunas intensivas en generación eléctrica y a aquellas en las cuales se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, en adelante e indistintamente “Sistemas Interconectados” y, por otra, el de equidad tarifaria residencial, que beneficia a aquellas tarifas de suministros de usuarios residenciales, incluidos los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts, que superen en un diez por ciento al promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, considerando una muestra representativa.

En particular, el mecanismo de reconocimiento de generación local antes mencionado, considera la aplicación de un descuento a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios para aquellas comunas que cumplan con una o ambas condiciones señaladas, mientras que el mecanismo de equidad tarifaria residencial considera un ajuste a la componente contemplada en el número 3 del artículo 182° de la Ley.

2. ANTECEDENTES

2.1 Licitaciones de Suministro

De acuerdo a la reglamentación vigente, las empresas concesionarias, en forma individual o colectiva, han llevado a cabo licitaciones de suministro, las que a su vez se han realizado en el marco de un proceso licitatorio global.

En el siguiente cuadro se detallan las licitaciones de suministro adjudicadas desde el 10 de noviembre de 2006 y cuyos contratos de suministro se encuentran vigentes a la fecha.

Tabla 1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes¹⁻²

PROCESO LICITATORIO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución
2006/01	CHL 2006/01	Chilectra, Til – Til, Colina, Luz andes, EEPA
2006/01	CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luzlinares y LuzParral
2006/01	EMEL-SIC 2006/01	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/01	SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Enelsa, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoepea
2006/01-2	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Chilectra, Til – Til, Colina, Luz andes, EEPA
2006/02-2	CHL 2006/02-2	Chilectra, Til – Til, Colina, Luz andes, EEPA
2008/01	CGED 2008/01	CGE Distribución
2008/01	CHQ 2008/01	Chilquinta, Edecsa, Emelca, Litoral, LuzLinares y LuzParral
2008/01	EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
2008/01-2	CGED 2008/01-2	CGE Distribución
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
2010/01	CHL 2010/01	Chilectra, Til – Til, Colina, Luz andes
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa,

¹ Cabe señalar que las empresas Emelectric y Emetal han sido disueltas, constituyéndose la empresa CGE Distribución en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones. Igual situación ocurre con Enelsa, cuya sucesora legal es Conafe.

² Para efectos del presente informe, la empresa Chilectra S.A. mantendrá esta denominación sin perjuicio de la modificación de razón social a ENEL Distribución Chile S.A. informada mediante carta GER. GEN N° 197/2016 de fecha 22 de noviembre de 2016.

PROCESO LICITATORIO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
		Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03-2	SIC 2013/03-2	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til – Til, Edecsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha.

2.2 Precio del Dólar Observado

Para los efectos del cálculo del Precio de Nudo Promedio, según lo establecido en Resolución Exenta N° 778, la Comisión utilizó, como tipo de cambio, el Dólar observado EE.UU. promedio del mes de marzo de 2017, publicado por el Banco Central (661,20 [\$/US\$]).

3. PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO

De acuerdo a la normativa vigente, se denomina “Puntos de Ofertas” a las barras o nudos del sistema eléctrico en los que los proponentes ofertan los precios y montos de energía asociados al suministro licitado.

Por otra parte, las barras o nudos en los cuales las empresas concesionarias efectúan las respectivas compras de energía y potencia destinadas a abastecer a sus consumidores regulados, al o los adjudicatarios de la licitación, se denominan indistintamente “Puntos de Suministro” o “Puntos de Compra”. Lo anterior, sin perjuicio que un Punto de Suministro puede ser, a la vez, un Punto de Oferta.

En caso que existan Puntos de Suministro que no coincidan con los Puntos de Oferta, los precios de compra de energía y potencia en dichos Puntos de Suministro se han determinado según el siguiente criterio:

- Precio de energía: Corresponde al precio de oferta del proponente establecido en el respectivo Punto de Oferta señalado en las Bases, multiplicado por el cociente entre el factor de modulación asociado al Punto de Suministro respectivo y el factor de modulación asociado al Punto de Oferta.
- Precio de potencia: Corresponde al precio de potencia para el respectivo sistema eléctrico, establecido en el decreto de precios de nudo de corto plazo vigente a la fecha del llamado a licitación, multiplicado por el cociente entre el factor de modulación asociado al Punto de Suministro respectivo y el factor de modulación asociado al Punto de Oferta.

Los factores de modulación corresponderán a los factores de modulación de energía y potencia incluidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación.

Finalmente, en consistencia con el artículo 156° de la Ley, los precios de energía y potencia, tanto en los Puntos de Oferta como de Suministro, obtenidos según lo expuesto en los párrafos precedentes, son denominados Precios de Nudo de Largo Plazo.

4. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CONTRATOS A PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO (PNLP)

Para actualizar los PNLPL en los Puntos de Suministro, primero se han indexado los precios adjudicados en los Puntos de Oferta, y luego se ha aplicado la relación de los factores de modulación, según lo expuesto en el punto 3.

Para efectos de la evaluación de las fórmulas de indexación se entenderá por:

$PNELP_{Base}$: Precio de Nudo de Energía de Largo Plazo base en el Punto de Oferta de la licitación respectiva, en [US\$/MWh].

$PNPLP_{Base}$: Precio de Nudo de Potencia de Largo Plazo base en el Punto de Oferta de la licitación respectiva, en [US\$/kW/mes].

Cabe destacar que la estructura de las fórmulas de indexación de cada licitación y, por ende, de cada contrato resultante, dependen del proceso licitatorio en el cual se llevó a cabo. A continuación se detallan dichas fórmulas agrupadas según proceso.

4.1 Procesos Licitatorios CGED 2006/01, CHL 2006/01, CHQ 2006/01, EMEL-SIC 2006/01, SAE 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2

Las fórmulas de indexación de estas licitaciones de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.1.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PP_{Diesel}}{PP_{Diesel_0}} + a_2 \cdot \frac{PP_{Carbón}}{PP_{Carbón_0}} + a_3 \cdot \frac{PGNL}{PGNL_0} + a_4 \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

4.1.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

- PPDiesel: Precio de Paridad Mensual de P. Diesel, en US\$/m³, el cual incluirá los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo. Dicho precio corresponde al promedio del mes respectivo y será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl), dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el índice correspondiente al mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/m³].
- PPDiesel₀: Precio de Paridad Mensual de P. Diesel, en US\$/m³. Se considera el índice correspondiente al mes anterior al llamado a licitación de cada empresa licitante en [US\$/m³].
- PPCarbón: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía, considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsi.com). Los mercados señalados, serán utilizados en la medida en que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas y constituyan mercados relevantes. Asimismo, las publicaciones mencionadas serán reemplazadas por otras de similar importancia y calidad, en la medida que las empleadas dejen de existir. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el índice correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/Ton].
- PPCarbón₀: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central. Se considera el índice correspondiente al segundo mes anterior al llamado a licitación de cada empresa licitante en [US\$/Ton].
- PGNL: Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el índice correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

PGNL₀: Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el índice correspondiente al segundo mes anterior al llamado a licitación de cada empresa licitante en [US\$/MM BTU].

CPI: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀: Consumer Price Index (USA). Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al llamado a licitación de cada empresa licitante.

4.2 Procesos Licitatorios CHL 2006/02 y CHL 2006/02-2

Las fórmulas de indexación de estas licitaciones de suministro se estructuran según se indica a continuación.

4.2.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PGNL_{-6m}}{PGNL_0_{-6m}} + a_2 \cdot \frac{CPI_{-6m}}{CPI_0_{-6m}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_0_{-6m}} \right)$$

4.2.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

PGNL_{-6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra

publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

PGNL_{0_6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del primer llamado del proceso licitatorio en [US\$/MM BTU].

CPI_{6m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI_{0_6m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del primer llamado del proceso licitatorio.

4.3 Procesos Licitatorios CGED 2008/01, CHQ 2008/01 y CGED 2008/01-2

Las fórmulas de indexación de estas licitaciones de suministro se estructuran según se indica a continuación.

4.3.1 Fórmula de indexación del PNELP

La fórmula de indexación del precio de la energía en el Punto de Oferta es:

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{9m}}{CPIo_{9m}} \right)$$

4.3.2 Fórmula de indexación del PNPLP

Para todo el período que dure el contrato de suministro, la fórmula de indexación de la potencia en el Punto de Oferta será la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{9m}}{CPIo_{9m}} \right)$$

4.3.3 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la vigencia de los contratos son:

CPI_{9m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA) publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA (cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice) correspondiente a los nueve meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior al cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI_{0_9m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Correspondiente a los nueve meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del primer llamado del proceso licitatorio.

4.4 Proceso Licitatorio EMEL-SING 2008/01

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, realizadas por las empresas concesionarias del Sistema Interconectado del Norte Grande, se estructuran según se indica a continuación.

4.4.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PGNL_{-4m}}{PGNL_{0-4m}} + a_2 \cdot \frac{CPI_{-4m}}{CPI_{0-4m}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-4m}}{CPI_{o-4m}} \right)$$

4.4.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

- PGNL_{4m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].
- PGNL_{o_4m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas en [US\$/MM BTU].
- CPI_{4m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI_{o_4m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

4.5 Proceso Licitatorio CHQ 2010/01 y CHL 2010/01

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.5.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón_{-6m}}{Carbón_{0_{-6m}}} + a_2 \cdot \frac{Brent_{-6m}}{Brent_{0_{-6m}}} + a_3 \cdot \frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0_{-6m}}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0_{-6m}}} \right)$$

4.5.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

Carbón_{-6m}: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsl.com). Los mercados señalados, serán utilizados en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas y constituyan mercados relevantes. Asimismo, las publicaciones mencionadas serán reemplazadas por otras de similar importancia y calidad, en la medida que las empleadas dejen de existir. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a aquel en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/TON].

Carbón_{0_{-6m}}: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el

tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/TON].

Brent_6m: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD) en base a la publicación internacional Platts Global Alert o en su defecto, cualquier otra publicación o servicio de Platts (www.platts.com) que refiera ese precio. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/BBL].

Brent₀_6m: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD). Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/BBL].

CPI_6m: Promedio de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀_6m: Promedio de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

4.6 Proceso Licitatorio SIC 2013/01

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.6.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carb\acute{o}n_6m}{Carb\acute{o}n_0_6m} + a_2 \cdot \frac{Brent_6m}{Brent_0_6m} + a_3 \cdot \frac{PGNL_6m}{PGNL_0_6m} + a_4 \cdot \frac{CPI_6m}{CPI_0_6m} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^E}{f_{PtoCompra0}^E} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^E}{f_{PtoOferta0}^E} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_6m}{CPI_0_6m} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)$$

4.6.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

Carbón_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsl.com). Los mercados señalados, serán utilizados en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas y constituyan mercados relevantes. Asimismo, las publicaciones mencionadas serán reemplazadas por otras de similar importancia y calidad, en la medida que las empleadas dejen de existir. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a aquel en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/TON].

Carbón_0_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/TON].

Brent_6m: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD) en base a la publicación internacional Platts Global Alert o en su defecto, cualquier otra publicación o servicio de Platts (www.platts.com) que refiera ese precio. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/BBL].

Brent_{0_6m}: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD). Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/BBL].

PGNL_{6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

PGNL_{0_6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/MM BTU].

CPI_{6m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI_{0_6m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

$f_{PtoCompra}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 107/12.

$f_{PtoOferta}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 107/12.

$f_{PtoCompra}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 107/12.

$f_{PtoOferta}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 107/12.

4.7 Proceso Licitatorio SIC 2013/03

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.7.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón_{-6m}}{Carbón_0_{-6m}} + a_2 \cdot \frac{Brent_{-6m}}{Brent_0_{-6m}} + a_3 \cdot \frac{PGNL_{-6m}}{PGNL_0_{-6m}} + a_4 \cdot \frac{CPI_{-6m}}{CPI_0_{-6m}} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^E}{f_{PtoCompra0}^E} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^E}{f_{PtoOferta0}^E} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_0_{-6m}} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)$$

4.7.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

Carbón_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados relevantes, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y

Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsi.com). Los mercados relevantes se determinarán considerando los orígenes que de acuerdo a los registros de importación han tenido una participación bruta superior a un 10%, y en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas. Asimismo, las publicaciones mencionadas podrán ser reemplazadas por otras de similar importancia y calidad. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a aquel en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/TON].

Carbón_{0_6m}: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/TON].

Brent_{6m}: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD) en base a la publicación internacional de Argus o en su defecto, cualquier otra publicación de similar importancia y calidad. Dicho indicador será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/BBL].

Brent_{0_6m}: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD). Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/BBL].

PGNL_{6m}: Precio promedio mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use esta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

PGNL_{0_6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/MM BTU].

CPI_6m: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀_6m: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

$f_{PtoCompra}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

$f_{PtoOferta}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

$f_{PtoCompra}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

$f_{PtoOferta}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

4.8 Proceso Licitatorio SIC 2013/03-2

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.8.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0-6m}} \right) + RIAE$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0-6m}} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)$$

4.8.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

- CPI_{-6m}: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considerará el promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI_{0-6m}: Promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.
- $f_{PtoCompra}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
- $f_{PtoCompra0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N°4T/13.

$f_{PtoOferta}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

RIAE : Recargo por Impuesto Anual de Emisiones, determinado por la Comisión Nacional de Energía semestralmente, con ocasión del Informe Técnico vinculado a la fijación de Precio de Nudo Promedio a que se refiere el artículo 158° de la Ley.

El Servicio de Impuestos Internos enviará en el mes de abril de cada año al CDEC respectivo y a la Comisión, un informe con el cálculo del impuesto establecido por el artículo 8° de la Ley N° 20.780 por cada fuente emisora.

Este recargo se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$RIAE = \left(\frac{R_{contrato}}{\text{Max}[R_{total}; I_{total}]} \right) \cdot \left[\frac{\sum_{j=1}^{NC} CDC_j \cdot Pob_j}{10} \cdot \left[\left(\frac{Emisión_{CO2}}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (Imp_{CO2} - Imp_{CO2o}) + \left(\frac{Emisión_{MP}}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_{MP} - CSCpc_{MPo}) + \left(\frac{Emisión_{NOX}}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_{NOX} - CSCpc_{NOXo}) + \left(\frac{Emisión_{SO2}}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_{SO2} - CSCpc_{SO2o}) \right] \right]$$

Con todo, la variable RIAE será igual a cero mientras no entre en vigencia y se aplique una ley que modifique los valores de las variables Imp_CO2, CSCpc_MP, CSCpc_NOX o CSCpc_SO2 respecto a sus correspondientes valores base.

Donde:

R_contrato: Retiros de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, asociado al abastecimiento del contrato adjudicado, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.

R_total: Total de retiros de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.

I_total:	Total de inyecciones de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.
Emisión_CO2:	Emisiones anuales de dióxido de carbono (CO2) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
Consumo:	Consumo de energía activa esperado de la Licitante correspondiente, determinado por la Comisión Nacional de Energía para los siguientes seis meses, en MWh.
Imp_CO2:	Impuesto a las emisiones al aire de dióxido de carbón vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida.
Imp_CO2o:	Impuesto base a las emisiones al aire de dióxido de carbón establecido en el artículo 8° de la Ley N° 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 5 dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida.
CDCj:	Coefficiente de dispersión de contaminantes en la comuna "j".
NC:	Número de comunas afectadas por las emisiones al aire del suministrador de material particulado, óxidos nitrosos y dióxido de azufre.
Pobj:	Población de la comuna "j".
Emisión_MP:	Emisiones anuales de material particulado (MP) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
Emisión_NOX:	Emisiones anuales de óxidos nitrosos (NOX) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
Emisión_SO2:	Emisiones anuales de dióxido de azufre (SO2) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
CSCpc_MP:	Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante material particulado vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.

- CSCpc _MP_o: Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante material particulado establecido en el artículo 8° de la Ley N° 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 0,9 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.
- CSCpc _NOX: Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante óxidos de nitrógeno vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.
- CSCpc _NOX_o: Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante óxidos de nitrógeno establecido en el artículo 8° de la Ley N° 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire al momento de presentación de ofertas, esto es, 0,025 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.
- CSCpc _SO₂: Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante dióxido de azufre vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.
- CSCpc _SO_{2o}: Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante dióxido de azufre establecido en el artículo 8° de la Ley N° 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 0,01 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.

4.9 Proceso Licitatorio SIC 2015/02

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.9.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_{o-6m}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_{o-6m}} \right)$$

4.9.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

- CPI_6m: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considerará el promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI_o_6m: Promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

4.10 Actualización de los PNLP

Conforme a lo establecido en el artículo 161° de la Ley y a lo dispuesto en el artículo 9° de la Resolución Exenta N° 778, la Comisión revisará mensualmente la variación acumulada que experimenten los precios de nudo de largo plazo, conforme a sus respectivas fórmulas de indexación. En caso que el precio de un contrato de suministro presente una variación acumulada superior al diez por ciento, la Comisión calculará el nuevo precio de nudo promedio de la respectiva empresa concesionaria de distribución, considerando y aplicando los mecanismos de ajuste del artículo 157° de la Ley.

Asimismo, los artículos recién citados disponen que los PNLP, expresados en dólares, se reajustarán de acuerdo a las fórmulas de indexación contenidas en sus respectivos contratos con ocasión de cada proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo, es decir el 1° de abril y el 1° de octubre de cada año, de acuerdo a la fecha de inicio de vigencia de dichos precios.

Los precios de nudo de largo plazo, reajustados según lo señalado en los párrafos anteriores, entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral de precio de nudo promedio correspondiente.

De esta forma, en base a la revisión mensual realizada, la Comisión constató una variación mayor a 10% de los PNLP en los meses de diciembre de 2016 y, febrero y marzo de 2017, para los siguientes contratos:

Tabla 2: Indexaciones constatadas en base a revisión mensual

Proceso Licitatorio	Concesionaria	Mes indexación	Suministrador	Bloque
SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Socoepe, Conafe	Diciembre 2016	Colbún	BB1, BV1
CGED 2006/01	CGE Distribución	Diciembre 2016	Colbún	BB1
CGED 2006/01	CGE Distribución	Febrero 2017	Colbún, Enel Generación	BB1
CHL 2006/01	Enel Distribución, EEPA	Febrero 2017	Enel Generación, Aes Gener	BB1, BB2
CHL 2006/01	Enel Distribución, EEPA	Febrero 2017	Guacolda	BB1
CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luz Linares, Luz Parral	Febrero 2017	Enel Generación	BB1, BB2
CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luz Linares, Luz Parral	Febrero 2017	Aes Gener	BB1
EMEL-SIC 2006/01	CGE Distribución, Elecda SIC, Emelat	Febrero 2017	Enel Generación	BB1
EMEL-SIC 2006/01-2	CGE Distribución, Elecda SIC, Emelat	Febrero 2017	Aes Gener	BB_Norte, BB_Sur
SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Socoepe, Conafe	Febrero 2017	Colbún	BB1, BV1
SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Socoepe, Conafe	Febrero 2017	Enel Generación	BB1
SIC 2013/01	CEC, CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Codiner, Coelcha, Conafe, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Edecsa, EEPA, Elecda SIC, Emelat, Emelca, Frontel, Litoral, Luz Osorno, Luz Linares, Luz Parral, Saesa, Socoepe	Marzo 2017	Enel Generación	BS1

Se hace presente que, de acuerdo a la información actualmente disponible, este informe sólo ha considerado la indexación correspondiente al mes de diciembre de 2016 para efectos de determinar los montos de excedentes o déficits de recaudación que deben ser reconocidos en el nivel tarifario calculado en la presente fijación.

Adicionalmente, los PNLP han sido reajustados, de acuerdo a sus fórmulas de indexación, al 1° de abril de 2017, con motivo de la de fijación de precios de nudo de corto plazo establecidos en el Decreto N° 2T del Ministerio de Energía, de fecha 10 de febrero de 2017, en adelante “Decreto N° 2T”.

4.11 Valores de índices utilizados en el cálculo del precio a traspasar a cliente final

Para los efectos de la modelación de los contratos de suministro que dan origen a los Precios de Nudo Promedio traspasables a cliente regulado, se han utilizado los índices de acuerdo a lo establecido en las respectivas fórmulas de indexación presentadas en los números 4.1 a 4.9.

Tabla 3: Valores de índices actualizados

Licitación	Suministrador	Bloque	Indexadores					Valor actual índices								
			Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5	Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5		
CGED 2006/01	COLBÚN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI					242,8390	437,6800	123,1200	242,8390		
CGED 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI					242,8390	123,1200	2,8180	242,8390		
CHL 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI						242,8390	123,1200	242,8390			
CHL 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI					242,8390	123,1200	2,8180	242,8390		
CHL 2006/01	GUACOLDA	BB1	CPI	CARBÓN	CPI						242,8390	123,1200	242,8390			
CHL 2006/01	AES GENER	BB2	CPI	CARBÓN	CPI						242,8390	123,1200	242,8390			
CHL 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI					242,8390	123,1200	2,8180	242,8390		
CHQ 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI						242,8390	123,1200	242,8390			
CHQ 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI					242,8390	123,1200	2,8180	242,8390		
CHQ 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI					242,8390	123,1200	2,8180	242,8390		
EMEL-SIC 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI					242,8390	123,1200	2,8180	242,8390		
SAE 2006/01	COLBÚN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI					242,8390	437,6800	123,1200	242,8390		
SAE 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI					242,8390	123,1200	2,8180	242,8390		
SAE 2006/01	COLBÚN	BV1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI					242,8390	437,6800	123,1200	242,8390		
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB Norte	CPI	CARBÓN							242,8390	123,1200				
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB Sur	CPI	CARBÓN							242,8390	123,1200				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB1	CPI 6m	CPI 6m							241,6050	241,6050				
CHL 2006/02	ENDESA	BB1	CPI 6m	GNL 6m	CPI 6m						241,6050	3,0200	241,6050			
CHL 2006/02	COLBÚN	BB2	CPI 6m	CPI 6m							241,6050	241,6050				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB3	CPI 6m	CPI 6m							241,6050	241,6050				
CHL 2006/02	ENDESA	BB3	CPI 6m	GNL 6m	CPI 6m						241,6050	3,0200	241,6050			
CHL 2006/02-2	AES GENER	BB1	CPI 6m	CPI 6m							241,6050	241,6050				
CGED 2008/01	CAMPANARIO	BS1	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				
CGED 2008/01	COLBÚN	BS1	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				
CGED 2008/01	M. REDONDO	BS1	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				
CGED 2008/01	ENDESA	BS2	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				
CHQ 2008/01	AES GENER	BS1	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				
CHQ 2008/01	ENDESA	BS1	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				
CGED 2008/01-2	D. ALMAGRO	BS1	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				
CGED 2008/01-2	ENDESA	BS1	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				
CGED 2008/01-2	M. REDONDO	BS1	CPI 9m	CPI 9m							241,2780	241,2780				

Licitación	Suministrador	Bloque	Indexadores					Valor actual índices						
			Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5	Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5
CGED 2008/01-2	PUNTILLA	BS1	CPI 9m	CPI 9m						241,2780	241,2780			
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS4	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS4	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
CHQ 2010/01	ENDESA	BS4	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m				241,6050	96,2700	49,2600	241,6050	
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS5	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS5	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
CHQ 2010/01	ENDESA	BS5	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m				241,6050	96,2700	49,2600	241,6050	
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS6	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
CHQ 2010/01	ENDESA	BS6	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m				241,6050	96,2700	49,2600	241,6050	
CHL 2010/01 EMEL-SING 2008/01	ENDESA	BS1	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m				241,6050	96,2700	49,2600	241,6050	
	E-CL	BS1	CPI 4m	GNL 4m	CPI 4m					241,8380	3,0800	241,8380		
SIC 2013/01	ENDESA	BS1	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	GNL 6m	CPI 6m			241,6050	96,2700	49,2600	3,0200	241,6050
SIC 2013/01	PANGUIPULLI	BS1	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
SIC 2013/03	ENDESA	BS1	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	CHUNGUNGO	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	C. EL MORADO	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	SPV P4	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	Pelumpén S.A.	BS2B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	Santiago Solar S.A.	BS2B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE		241,6050	241,6050			0,0000
2015/02	Aela Generación S.A Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
2015/02	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
2015/02	SCB II SpA	BS4B	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4B	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
2015/02	Amunche Solar SpA	BS4B	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
2015/02	Aela Generación S.A. Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			
2015/02	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m						241,6050	241,6050			

4.12 Precios de Nudo de Largo Plazo en Puntos de Oferta actualizados

A continuación se presentan los Precios de Nudo de Largo Plazo de los contratos de suministro licitados actualizados en los respectivos Puntos de Oferta, según la correspondiente aplicación de sus fórmulas de indexación.

Tabla 4: Precios de Nudo de Largo Plazo Vigentes³

			Precios Fijación vigente en punto de Oferta			
Licitación	Bloque	Suministrador	PNELP [US\$/MWh]	PNPLP [US\$/kW/mes]	PNELP [\$/kWh]	PNPLP [\$/kW/mes]
CGED 2006/01	BB1	COLBÚN	77,350	8,6010	51,144	5.687,01
CGED 2006/01	BB1	ENDESA	60,836	8,6010	40,225	5.687,01
CHL 2006/01	BB1	AES GENER	86,302	8,5360	57,063	5.643,99
CHL 2006/01	BB1	ENDESA	60,153	8,5360	39,773	5.643,99
CHL 2006/01	BB1	GUACOLDA	80,538	8,5360	53,252	5.643,99
CHL 2006/01	BB2	AES GENER	85,825	8,5360	56,748	5.643,99
CHL 2006/01	BB2	ENDESA	60,483	8,5360	39,991	5.643,99
CHQ 2006/01	BB1	AES GENER	86,144	8,6010	56,958	5.687,01
CHQ 2006/01	BB1	ENDESA	60,446	8,6010	39,967	5.687,01
CHQ 2006/01	BB2	ENDESA	59,405	8,6010	39,279	5.687,01
EMEL-SIC 2006/01	BB1	ENDESA	65,804	8,6010	43,510	5.687,01
SAE 2006/01	BB1	COLBÚN	73,865	8,6010	48,840	5.687,01
SAE 2006/01	BB1	ENDESA	55,712	8,6010	36,837	5.687,01
SAE 2006/01	BV1	COLBÚN	75,259	8,6010	49,761	5.687,01
EMEL-SIC 2006/01-2	BB_Norte	AES GENER	106,862	8,6010	70,657	5.687,01
EMEL-SIC 2006/01-2	BB_Sur	AES GENER	95,148	8,6010	62,912	5.687,01
CHL 2006/02	BB1	COLBÚN	68,499	8,4738	45,292	5.602,85
CHL 2006/02	BB1	ENDESA	57,473	8,4738	38,001	5.602,85
CHL 2006/02	BB2	COLBÚN	68,102	8,4738	45,029	5.602,85
CHL 2006/02	BB3	COLBÚN	67,739	8,4738	44,789	5.602,85
CHL 2006/02	BB3	ENDESA	57,473	8,4738	38,001	5.602,85
CHL 2006/02-2	BB1	AES GENER	76,915	8,4738	50,856	5.602,85
CGED 2008/01	BS1	CAMPANARIO	116,031	9,3157	76,720	6.159,53
CGED 2008/01	BS1	COLBÚN	138,397	9,3157	91,508	6.159,53
CGED 2008/01	BS1	M. REDONDO	123,058	9,3157	81,366	6.159,53
CGED 2008/01	BS2	ENDESA	113,592	9,3157	75,107	6.159,53
CHQ 2008/01	BS1	AES GENER	98,459	9,3157	65,101	6.159,53
CHQ 2008/01	BS1	ENDESA	113,926	9,3157	75,328	6.159,53
CGED 2008/01-2	BS1	D. ALMAGRO	113,313	9,3157	74,922	6.159,53
CGED 2008/01-2	BS1	ENDESA	111,643	9,3157	73,819	6.159,53
CGED 2008/01-2	BS1	M. REDONDO	103,347	9,3157	68,333	6.159,53
CGED 2008/01-2	BS1	PUNTILLA	116,933	9,3157	77,316	6.159,53
CHQ 2010/01	BS4	PUYEHUE	96,718	9,9825	63,950	6.600,43
CHQ 2010/01	BS4	PANGUIPULLI	98,376	9,9825	65,046	6.600,43

³ Para efectos de esta tabla, se han considerado las empresas que resultaron adjudicadas en las respectivas licitaciones, sin perjuicio de las posteriores cesiones de contratos y cambios en la persona del suministrador.

			Precios Fijación vigente en punto de Oferta			
Licitación	Bloque	Suministrador	PNELP [US\$/MWh]	PNPLP [US\$/kW/mes]	PNELP [\$/kWh]	PNPLP [\$/kW/mes]
CHQ 2010/01	BS4	ENDESA	89,497	9,9825	59,175	6.600,43
CHQ 2010/01	BS5	PUYEHUE	96,165	9,9825	63,584	6.600,43
CHQ 2010/01	BS5	PANGUIPULLI	98,376	9,9825	65,046	6.600,43
CHQ 2010/01	BS5	ENDESA	88,513	9,9825	58,525	6.600,43
CHQ 2010/01	BS6	PANGUIPULLI	97,271	9,9825	64,315	6.600,43
CHQ 2010/01	BS6	ENDESA	88,022	9,9825	58,200	6.600,43
CHL 2010/01	BS1	ENDESA	89,448	9,9825	59,143	6.600,43
EMEL-SING 2008/01	BS1	E-CL	84,984	9,6858	56,191	6.404,28
SIC 2013/01	BS1	ENDESA	104,145	9,1004	68,860	6.017,21
SIC 2013/01	BS1	PANGUIPULLI	132,614	9,1004	87,685	6.017,21
SIC 2013/03	BS1	ENDESA	114,902	9,1487	75,974	6.049,12
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica Carén S.A.	112,860	9,0562	74,623	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	111,717	9,0562	73,868	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS1B	Chungungo S.A.	90,381	9,0562	59,760	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica Carén S.A.	112,860	9,0562	74,623	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	121,763	9,0562	80,510	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS1B	Energía Cerro El Morado S.A.	118,383	9,0562	78,275	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS1B	SPV P4 S.A.	99,795	9,0562	65,984	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica Carén S.A.	112,860	9,0562	74,623	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	121,763	9,0562	80,510	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS2A	San Juan SpA.	102,210	9,0562	67,581	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS2B	Pelumpén S.A.	86,319	9,0562	57,074	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS2B	Santiago Solar S.A.	81,121	9,0562	53,637	5.987,94
SIC 2013/03-2	BS2C	San Juan SpA.	102,210	9,0562	67,581	5.987,94
2015/02	BS4A	Aela Generación S.A.	80,833	8,5185	53,446	5.632,43
2015/02	BS4A	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	98,847	8,5185	65,358	5.632,43
2015/02	BS4A	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	86,619	8,5185	57,272	5.632,43
2015/02	BS4B	SCB II SpA	68,930	8,5185	45,577	5.632,43
2015/02	BS4B	Aela Generación S.A.	80,833	8,5185	53,446	5.632,43
2015/02	BS4B	Amunche Solar SpA	66,084	8,5185	43,695	5.632,43
2015/02	BS4C	Aela Generación S.A.	80,833	8,5185	53,446	5.632,43
2015/02	BS4C	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	98,847	8,5185	65,358	5.632,43
2015/02	BS4C	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	96,809	8,5185	64,010	5.632,43

5. PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

Para efectos de la valorización de los contratos a Precios de Nudo de Corto Plazo⁴, se utilizará el Informe Técnico de Precios de Nudo vigente. En particular, en este cálculo se han considerado los precios establecidos en el Decreto N° 2T. Para la conversión de los Precios de Nudo de Corto Plazo a dólares, se utilizó el tipo de cambio de marzo de 2017. A continuación se presentan dichos precios considerados en el presente cálculo:

Tabla 5: Precios de Nudo de Corto Plazo

NUDO	POTENCIA [US\$/kW/mes]	ENERGIA [US\$/MWh]	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]
Tarapacá 220	8,4369	45,662	5.578,45	30,192
Lagunas 220	8,4091	45,851	5.560,10	30,317
Crucero 220	8,2443	45,286	5.451,12	29,943
Encuentro 220	8,2401	45,263	5.448,34	29,928
Atacama 220	8,2712	45,395	5.468,91	30,015
Diego de Almagro 220	8,1563	56,384	5.392,94	37,281
Carrera Pinto 220	8,2829	56,417	5.476,68	37,303
Cardones 220	8,4997	56,788	5.619,99	37,548
Maitencillo 220	8,1028	55,310	5.357,54	36,571
Punta Colorada 220	8,2166	62,077	5.432,80	41,045
Pan de Azúcar 220	7,9723	63,542	5.271,29	42,014
Los Vilos 220	8,2068	65,614	5.426,36	43,384
Nogales 220	8,1151	64,135	5.365,73	42,406
Quillota 220	8,0965	65,132	5.353,39	43,065
Polpaico 220	8,1087	63,717	5.361,44	42,130
Lampa 220	8,2052	63,158	5.425,29	41,760
Cerro Navia 220	8,2288	65,569	5.440,85	43,354
Chena 220	8,2263	65,027	5.439,24	42,996
Candelaria 220	8,1614	62,520	5.396,31	41,338
Colbun 220	7,9171	60,684	5.234,81	40,124
Alto Jahuel 220	8,1257	64,507	5.372,71	42,652
Melipilla 220	8,2531	65,620	5.456,95	43,388
Rapel 220	8,2953	66,597	5.484,85	44,034
Itahue 220	8,0356	63,822	5.313,15	42,199
Ancoa 220	7,8871	63,288	5.214,95	41,846
Charrua 220	7,6047	60,650	5.028,23	40,102
Hualpén 220	7,6550	59,992	5.061,49	39,667
Temuco 220	7,7889	62,291	5.150,03	41,187
Los Ciruelos 220	8,2539	70,153	5.457,48	46,385
Valdivia 220	8,3756	71,886	5.537,97	47,531
Barro Blanco 220	8,3992	72,648	5.553,53	48,035
Puerto Montt 220	8,5250	73,052	5.636,70	48,302
Lagunillas 220	7,6940	59,687	5.087,25	39,465

⁴ Se consideran dentro de esta categoría aquellos contratos que apliquen de Coopersol, Coelcha y Frontel.

6. PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN

En conformidad con lo establecido en el artículo 157° de la Ley, los Precios de Nudo Promedio se obtienen a partir de los precios de los contratos de suministro vigentes ponderados por el volumen de suministro correspondiente. Para estos efectos, el Precio de Nudo Promedio considera tanto los contratos de Precio de Nudo de Largo Plazo como los contratos de Precio de Nudo de Corto Plazo, según corresponda.

6.1 Procedimiento de cálculo del Precio de Nudo de Energía Promedio (PNEP) por concesionaria y sus ajustes o recargos correspondientes

El procedimiento utilizado para determinar el PNEP y los ajustes o recargos correspondientes, se describe sintéticamente en las siguientes etapas:

1. Cálculo de los precios de energía promedio para cada empresa distribuidora. Éstos corresponderán a los PNEP de cada una de ellas, obtenidos ponderando los precios de los contratos establecidos en cada Punto de Suministro de la distribuidora por la proyección del volumen de energía de los contratos asociados a éstos.

Para estos efectos, en el presente informe se consideraron los siguientes criterios:

- a. Los precios de los contratos vigentes se obtienen indexando éstos mediante sus fórmulas de indexación con los índices disponibles al momento del cálculo.
 - b. A partir de estos precios se calcula un precio promedio, ponderando dichos precios por el volumen de energía proyectada de consumos de cada contrato para el período de vigencia de la presente fijación.
 - c. La energía proyectada de consumo de un contrato de suministro para el período de vigencia de la presente fijación en cada Punto de Compra se determina a partir de la proyección de consumo por Punto de Compra, a prorrata del volumen de energía anual del contrato, de acuerdo a los criterios de asignación establecidos en el Reglamento de Licitaciones vigente.
2. Cálculo de los precios de energía promedio de cada distribuidora en el punto de comparación.
 3. Determinación del precio de energía promedio para los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts en el punto de comparación.

4. Comparación de los precios de energía promedio referenciados, de cada distribuidora, determinados en el numeral 2) con el precio de energía promedio de los sistemas determinado en el numeral 3).
 - a. Si todas las empresas poseen un precio de energía promedio que no supera en más de 5% el precio de energía promedio de los sistemas, los PNEP de cada distribuidora corresponden a los respectivos precios de energía promedio calculados en el numeral 1) y no se efectúa ningún ajuste o recargo.
 - b. En caso contrario, se pasa a la siguiente etapa de cálculo de los ajustes y recargos.
5. Determinación de los ajustes correspondientes para aquellas empresas que sobrepasen en más de 5% el precio de energía promedio de los sistemas en el punto de comparación. Para ello se considera que el precio promedio de las distribuidoras a las cuales se les aplica el ajuste, sea igual al límite del 5% sobre el precio promedio de los sistemas.
6. Con los valores de los ajustes obtenidos en el numeral precedente, se determina el valor del recargo que se aplica a las empresas que no poseen ajuste, las cuales absorben las diferencias producto de los ajustes a prorrata de sus respectivas proyecciones de energías a suministrar para el período de análisis, de forma tal que en los sistemas se recauden los montos totales asociados a la aplicación de los precios de los contratos.
7. Referenciación al punto de comparación de los precios promedio obtenidos en el numeral 1) y de los ajustes y recargos obtenidos en los numerales 5) y 6).
8. Recálculo del precio de energía promedio de los sistemas en el punto de comparación.
9. Comparación de los precios de energía promedio de cada distribuidora y los ajustes y recargos según el numeral 7) con el precio promedio de los sistemas determinado en el numeral 8).
 - a. Si todas las empresas poseen una combinación de precio promedio más ajuste o recargo en el punto de comparación que no supera en más de 5% el precio promedio de los sistemas, los ajustes y recargos de cada empresa corresponden a los calculados en los numerales 5) y 6).
 - b. En caso contrario, se recalculan los ajustes y recargos volviendo al numeral 5), e incorporando dentro del conjunto de empresas que requieren ajuste a aquellas distribuidoras que no cumplieron con la condición

indicada en la letra anterior. Se repite el procedimiento desde el numeral 5) hasta que ninguna combinación de precio promedio más recargo exceda en más de un 5% el precio promedio de los sistemas para cada empresa.

Tanto los precios como los ajustes y recargos, son calculados en los respectivos Puntos de Suministro de cada empresa, y luego referidos al punto de comparación utilizando los factores de modulación establecidos en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo asociado al decreto mencionado en el número 5 del presente informe.

6.2 Precio de Nudo de Potencia Promedio

Se obtienen de manera equivalente a los Precios de Nudo de Energía Promedio considerando los precios actualizados de los contratos de suministro, ponderados por los volúmenes de energía correspondientes, según el siguiente procedimiento:

1. Cálculo de los Precios de Potencia Promedio por Punto de Suministro para cada empresa distribuidora, ponderando los precios estimados para cada contrato por el volumen de suministro correspondiente.
2. Cálculo de los Precios de Potencia Promedio para cada empresa distribuidora. Estos corresponderán a los PNPP de cada una de ellas, obtenidos ponderando los precios establecidos en cada Punto de Suministro por el volumen de energía de contratos asociados a éste.

6.3 Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos por concesionaria

6.3.1 Comparación de Precios de Nudo de Energía Promedio

La comparación de precios detallada en el punto número 6.1 se realiza, para el SIC y para el SING, en la barra Polpaico 220kV. En la siguiente tabla se indican los Precios de Nudo de Energía Promedio para cada empresa distribuidora.

Tabla 6: Precios de Nudo de Energía Promedio en Punto de Referencia⁵

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR* _{base} en Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
1	Emelari	92,180	5,00%
2	Eliqsa	92,180	5,00%
3-SING	Elecda	92,180	5,00%
20	Coopersol	77,097	-12,18%
3-SIC	Elecda SIC	92,180	5,00%
4	Emelat	92,180	5,00%
6	Chilquinta	92,180	5,00%
7	Conafe	92,180	5,00%
8	Emelca	92,180	5,00%
9	Litoral	92,180	5,00%
10	Chilectra	82,229	-6,33%
12	Colina	82,120	-6,46%
13	Til Til	81,019	-7,71%
14	Eepa	79,171	-9,82%
15	Luz Andes	82,093	-6,49%
18	CGE Distribución	92,180	5,00%
21	Coopelan	91,745	4,50%
22	Frontel	89,692	2,17%
23	Saesa	84,273	-4,01%
26	Codiner	91,657	4,40%
28	Edecsa	92,180	5,00%
29	Cec	88,863	1,22%
31	LuzLinares	92,180	5,00%
32	LuzParral	92,180	5,00%
33	Copelec	89,727	2,21%
34	Coelcha	92,180	5,00%
35	Socoepa	80,226	-8,62%
36	Cooprel	86,626	-1,33%
39	Luz Osorno	86,844	-1,08%
40	Crell	91,134	3,81%
Precio Prom. Sist.		87,790	

⁵ Para efectos de la presente tabla, la empresa Chilectra S.A. mantendrá esta denominación sin perjuicio de la modificación de razón social a ENEL Distribución Chile S.A. informada mediante carta GER. GEN N° 197/2016 de fecha 22 de noviembre de 2016.

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR* _{base} en Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
	Precio Prom. Sist.+5%	92,180	

6.3.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

Según lo establecido en el número 4.2 del artículo primero del Decreto Supremo de Precios de Nudo Promedio vigente, correspondiente al Decreto Supremo N° 9T modificado por el Decreto Supremo N° 10T, de 2016, del Ministerio de Energía, la Comisión debe considerar en la elaboración del informe técnico de precios de nudo promedio, los montos de excedentes o déficit de recaudación establecidos a partir de la información entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, el “Coordinador”), para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período. Los montos así determinados se incorporan de manera aditiva al Ajuste o Recargo (“AR”).

De acuerdo a la información remitida por el Coordinador y las empresas, esta fijación considera las diferencias de facturación comprendidas entre el período de enero y noviembre del 2011 y el de septiembre de 2016 y enero de 2017.

Adicionalmente, la Comisión considerará las diferencias de recaudación originadas con motivo de las indexaciones constatadas en los meses de noviembre y diciembre 2016. Los montos de excedentes o déficit que no se encuentren comprendidos en el presente cálculo, serán considerados en el siguiente período tarifario.

Asimismo, en esta fijación el cálculo del cargo por excedente o déficit de recaudación (“CEDR”) incorpora el recálculo de la componente de saldo AR correspondiente al período 2011-2012.

Se incluye además un ajuste producto del reconocimiento tarifario a cliente final de la indexación del valor del VASTx durante los meses de noviembre y diciembre, ambos del año 2016. En particular, la necesidad de realizar dicho ajuste surge debido a que en los citados meses se aplicó a los clientes regulados un VASTx asociado a la indexación de la Resolución Exenta N°383, de fecha 28 de abril de 2016, en lugar de la indexación indicada en la Resolución Exenta N° 748, de fecha 28 de octubre de 2016.

Finalmente, y en virtud de la información disponible, en esta fijación el cálculo del CEDR considera la componente por concepto de las diferencias entre facturaciones reales respecto de las proyectadas. Se incluye además el recálculo de las diferencias producidas entre los meses de mayo a septiembre de 2016, debido a la incorporación de los traspasos de excedentes entre empresas distribuidoras y

correcciones realizadas, por parte del Coordinador, a los montos de energías asociados a los contratos.

A continuación se detallan los valores obtenidos por empresa del cargo por excedente o déficit de recaudación.

Tabla 7: Cargo por excedente o déficit de recaudación⁶

Cod Dx	Distribuidora	Sistema	Saldo Facturación	Saldo AR	Diferencias por ajuste may16 a sep16	Recalculo saldo AR nov-15	Cálculo VASTx	CEDR
			[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[\$/kWh]
1	Emelari	SING	392,00	-	-	-	5,48	0,033
2	Eliqsa	SING	620,11	-	-	-	8,54	0,033
3-SING	Elecda	SING	1.144,48	-	-	-	16,44	0,033
20	COOPERSOL	SING	0,39	-	-	-	0,03	0,033
3-SIC	Elecda SIC	SIC	10,09	-	2,31	2,31	0,33	0,161
4	Emelat	SIC	360,48	-	64,53	82,21	11,82	0,161
6	Chilquinta	SIC	- 1.019,75	-	-	276,01	46,19	0,161
7	Conafe	SIC	- 12.068,90	-	1.169,12	208,40	30,86	0,161
8	EMELCA	SIC	0,55	-	-	1,78	0,31	0,161
9	Litoral	SIC	- 39,84	-	-	9,26	1,61	0,161
10	Chilectra	SIC	- 1.126,87	-	-	1.233,21	164,92	0,161
12	Colina	SIC	- 9,65	-	-	8,63	1,28	0,161
13	TILTIL	SIC	- 1,09	-	-	1,57	0,22	0,161
14	EEPA	SIC	- 38,07	-	-	30,57	4,02	0,161
15	LUZANDES	SIC	- 0,87	-	-	0,61	0,08	0,161
18	CGE Distribución	SIC	2.288,26	-	6.238,01	1.003,33	151,75	0,161
21	Coopelan	SIC	79,08	-	2,00	11,93	1,74	0,161
22	Frontel	SIC	203,17	-	-	111,21	15,52	0,161
23	Saesa	SIC	578,27	-	-	245,60	14,89	0,161
26	Codiner	SIC	- 11,39	-	-	8,09	1,36	0,161
28	EDECSA	SIC	- 53,22	-	-	6,86	1,25	0,161
29	CEC	SIC	114,30	-	-	12,83	2,10	0,161
31	LuzLinares	SIC	68,63	-	-	15,49	2,46	0,161
32	LuzParral	SIC	- 2,20	-	-	13,22	2,38	0,161
33	Copelec	SIC	96,49	-	-	20,39	3,35	0,161
34	Coelcha	SIC	- 3,70	-	-	6,41	1,06	0,161
35	Socoepa	SIC	17,86	-	-	3,84	0,24	0,161

⁶ Para efectos de la presente tabla, la empresa Chilectra S.A. mantendrá esta denominación sin perjuicio de la modificación de razón social a ENEL Distribución Chile S.A. informada mediante carta GER. GEN N° 197/2016 de fecha 22 de noviembre de 2016.

Cod Dx	Distribuidora	Sistema	Saldo Facturación	Saldo AR	Diferencias por ajuste may16 a sep16	Recalculo saldo AR nov-15	Cálculo VASTx	GEDR
			[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[\$/kWh]
36	Cooprel	SIC	0,18	-	0,89	4,82	0,29	0,161
39	Luz Osorno	SIC	- 125,30	-	-	18,77	1,10	0,161
40	Crell	SIC	- 51,74	-	1,13	8,65	0,53	0,161
Total SIC			- 10.735,22	-	7.478,00	3.345,98	461,67	
Total SING			2.156,98	-	-	-	30,49	

6.3.3 Precios de Nudo Promedio y ajustes o recargos

Los Precios de Nudo Promedio resultantes y los ajustes o recargos (AR*)⁷, determinados para cada empresa distribuidora a nivel generación se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 8: Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos⁸

COD Dx	Empresa Distribuidora	PNPP [US\$/kW/mes]	PNPP [\$/kWh/mes]	PNEP [US\$/MWh]	PNEP [\$/kWh]	AR' [US\$/MWh]	AR' [\$/kWh]
1	Emelari	9,9008	6.546,41	85,772	56,712	-19,702	-13,027
2	Eliqsa	10,1085	6.683,74	87,493	57,850	-21,450	-14,183
3-SING	Elecda	9,679	6.399,75	85,021	56,216	-19,550	-12,926
20	COOPERSOL	8,426	5.571,27	45,736	30,241	9,552	6,316
3-SIC	Elecda SIC	8,9501	5.917,81	90,630	59,925	-8,817	-5,830
4	Emelat	9,0768	6.001,58	95,336	63,036	-13,321	-8,808
6	Chilquinta	9,3205	6.162,71	93,127	61,576	1,302	0,861
7	Conafe	8,7795	5.805,01	93,861	62,061	-0,850	-0,562
8	EMELCA	9,3119	6.157,03	104,334	68,986	-9,927	-6,564
9	Litoral	9,2616	6.123,77	93,111	61,565	1,417	0,937
10	Chilectra	8,7875	5.810,30	73,915	48,873	9,846	6,510
12	Colina	8,8038	5.821,07	74,211	49,068	9,846	6,510
13	TILTIL	8,6395	5.712,44	73,125	48,350	9,846	6,510
14	EEPA	8,5631	5.661,92	70,672	46,728	9,846	6,510
15	LUZANDES	8,7379	5.777,50	73,420	48,545	9,846	6,510

⁷ AR* corresponde al equivalente a nivel troncal del AR aplicable a los clientes de las concesionarias en los puntos de inyección a distribución, definido en el punto 7 del presente informe.

⁸ Para efectos de la presente tabla, la empresa Chilectra S.A. mantendrá esta denominación sin perjuicio de la modificación de razón social a ENEL Distribución Chile S.A. informada mediante carta GER. GEN N° 197/2016 de fecha 22 de noviembre de 2016.

COD Dx	Empresa Distribuidora	PNPP [US\$/kW/mes]	PNPP [\$/kWh/mes]	PNEP [US\$/MWh]	PNEP [\$/kWh]	AR' [US\$/MWh]	AR' [\$/kWh]
18	CGE Distribución	8,888	5.876,75	103,132	68,191	-11,511	-7,611
21	Coopelan	8,5178	5.631,97	77,730	51,395	9,846	6,510
22	Frontel	8,9238	5.900,42	76,307	50,454	9,846	6,510
23	Saesa	9,7702	6.460,06	85,980	56,850	9,846	6,510
26	Codiner	9,4376	6.240,14	79,760	52,737	9,846	6,510
28	EDECSA	9,1459	6.047,27	95,906	63,413	-1,500	-0,992
29	CEC	8,858	5.856,91	79,319	52,446	9,846	6,510
31	LuzLinares	8,9743	5.933,81	91,654	60,602	-0,571	-0,378
32	LuzParral	8,7888	5.811,15	92,487	61,152	-2,743	-1,814
33	Copelec	8,4877	5.612,07	76,056	50,288	9,846	6,510
34	Coelcha	8,5561	5.657,29	84,491	55,865	3,498	2,313
35	Socoepa	9,755	6.450,01	81,121	53,637	9,846	6,510
36	Cooprel	9,6374	6.372,25	88,711	58,656	9,846	6,510
39	Luz Osorno	9,6575	6.385,54	89,254	59,015	9,846	6,510
40	Crell	9,7356	6.437,18	94,825	62,698	9,846	6,510

7. PRECIOS A TRASPASAR A CLIENTES REGULADOS

Para efectos de la determinación de los precios a utilizar en las fórmulas tarifarias de empresas concesionarias de servicio público de distribución, según se establece en el Decreto Supremo N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía, se considerarán los precios de nudo promedio de energía y potencia en nivel de distribución para cada concesionaria y sistema de subtransmisión.

Para el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia a nivel de distribución, se ha incorporado el recargo por uso de redes de distribución de terceros en las subestaciones primarias que correspondan, de acuerdo a lo establecido en el Decreto N° 2T, de 2017.

En el caso particular de la empresa concesionaria Saesa, el precio de nudo a nivel de distribución es ajustado considerando los precios de nudo de las barras Cochamó y Hornopirén, de acuerdo a los precios establecidos en la Resolución Exenta CNE N° 220, de 28 de abril de 2017, que dispone la publicación de precios de energía y potencia de las subestaciones de distribución primarias de los Sistemas Medianos de Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Para dichas barras

pertencientes a la zona de concesión de Saesa, no es aplicable el cargo correspondiente al parámetro AR.

La componente AR_{base} señalada en las tablas siguientes, corresponde al ajuste o recargo base establecido en el artículo 157° de la Ley, considerado a nivel de distribución, sin incluir los cargos de reliquidaciones indicados en el número 6.3.2 y 6.3.3 del presente informe.

Para clientes regulados pertenecientes al SIC y SING, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, determinados para cada concesionaria y sistema de subtransmisión, e incorporando el cargo AR que se indica, son los que se presentan a continuación.

Tabla 9: Precios en nivel distribución y AR⁹

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector STx	AR _{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	-13,267	-13,301	53,306	6.712,82
2	ELIQSA	SING	-14,448	-14,481	53,288	6.853,64
3-SING	ELECDA	SING	-13,164	-13,198	52,903	6.562,43
20	COOPERSOL	SING	6,483	6,449	46,028	5.712,89
3-SIC	ELECDA SIC	SIC1	-6,149	-5,984	64,537	6.075,52
4	EMELAT	SIC1	-9,206	-9,041	64,673	6.161,52
6	CHILQUINTA	SIC2	0,717	0,882	72,409	6.324,42
7	CONAFE	SIC1	-0,742	-0,577	72,137	5.959,71
7	CONAFE	SIC2	-0,741	-0,576	71,448	5.957,33
8	EMELCA	SIC2	-6,891	-6,726	72,393	6.318,59
9	LITORAL	SIC2	0,795	0,960	72,476	6.284,46
10	CHILECTRA	SIC2	6,505	6,670	65,181	5.962,76
10	CHILECTRA	SIC3	6,431	6,594	60,710	5.890,37
12	COLINA	SIC3	6,631	6,799	62,797	7.331,23
13	TILTIL	SIC2	6,523	6,689	64,828	5.992,36
13	TILTIL	SIC3	6,697	6,867	62,667	7.696,55
14	EEPA	SIC3	6,431	6,594	58,537	5.739,94
15	LUZANDES	SIC3	6,904	7,079	64,813	9.244,75
18	CGE distribución	SIC2	-7,963	-7,798	70,507	6.030,96
18	CGE distribución	SIC3	-7,872	-7,709	65,975	5.957,73

⁹ Para efectos de la presente tabla, la empresa Chilectra S.A. mantendrá esta denominación sin perjuicio de la modificación de razón social a ENEL Distribución Chile S.A. informada mediante carta GER. GEN N° 197/2016 de fecha 22 de noviembre de 2016.

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector STx	AR _{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
18	CGE distribución	SIC4	-8,079	-7,911	72,009	6.086,20
18	CGE distribución	SIC5	-8,025	-7,859	70,404	6.062,87
21	COPELAN	SIC4	6,600	6,767	69,229	5.832,69
21	COPELAN	SIC5	6,556	6,722	67,642	5.810,33
22	FRONTEL	SIC4	6,600	6,767	68,250	6.110,71
22	FRONTEL	SIC5	6,556	6,722	66,671	6.087,29
23	SAESA	SIC1	6,517	6,682	74,047	6.632,22
23	SAESA	SIC5	6,556	6,722	73,275	6.664,65
23	SAESA	SIC6	6,501	6,666	73,970	6.652,50
26	CODINER	SIC5	6,556	6,722	69,028	6.437,77
28	EDECSA	SIC2	-1,181	-1,016	72,393	6.205,95
28	EDECSA	SIC3	-1,168	-1,005	67,839	6.130,60
29	CEC	SIC4	6,600	6,767	70,321	6.065,65
31	LUZLINARES	SIC4	-0,560	-0,393	71,639	6.145,29
32	LUZPARRAL	SIC4	-2,053	-1,886	70,718	6.018,26
33	COPELEC	SIC4	6,600	6,767	68,078	5.812,08
34	COELCHA	SIC4	2,241	2,409	69,648	5.948,88
34	COELCHA	SIC5	2,223	2,389	67,940	5.847,16
35	SOCOPEPA	SIC6	6,500	6,665	70,326	6.598,49
36	COOPREL	SIC6	6,500	6,665	75,465	6.518,94
39	LUZ OSORNO	SIC6	6,618	6,786	77,205	7.367,22
40	CRELL	SIC6	6,575	6,742	80,527	7.120,85

8. MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL

De conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 157° de la Ley, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios en aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los Sistemas Interconectados.

Este descuento se calculará en función del Factor de Intensidad de cada comuna, definido como la razón entre la capacidad de generación instalada en cada comuna, expresada en kilowatts, y su número de clientes sometidos a regulación de precios, literal ad) del artículo 225° de la Ley, de acuerdo a la siguiente escala:

Tabla 10: Descuento según Factor de Intensidad

Descuento según Factor de Intensidad		
Factor de Intensidad kW/N° Clientes regulados		Descuento [%]
Máximo	Mínimo	
> 2.000		50,00%
2.000	> 1.500	45,00%
1.500	> 1.000	40,00%
1.000	> 350	35,00%
350	> 75	17,50%
75	> 15	8,75%
15	2,5	4,38%

Los descuentos señalados serán absorbidos por los suministros sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación, a través de un cargo en la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución.

El Factor de Intensidad de cada comuna ha sido calculado por la Comisión sobre la base de los datos contenidos en los numerales 8.1 y 8.2.

8.1 Capacidad Instalada de Generación por Comuna

Para la aplicación de este mecanismo, se debe cuantificar la capacidad instalada de generación de cada comuna que se encuentre ubicada en los Sistemas Interconectados.

8.1.1 Procedimiento de determinación de la capacidad instalada de cada comuna

El procedimiento utilizado para determinar la capacidad instalada de cada comuna, se describe sintéticamente en las siguientes etapas:

1. Se solicitó al Coordinador informar la potencia neta de cada central que se encuentre entregada al despacho, incorporando la comuna en que se encuentra ubicada en función de lo siguiente:
 - a. Centrales hidráulicas: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen sus instalaciones principales, tales como la bocatoma, la sala de máquina, la represa y el embalse.
 - b. Centrales de Energía Renovable No Convencional (“ERNC”) se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen.
 - c. Otras centrales: se considerará la comuna en que se emplace su sala de máquinas.

2. Una vez recibida la información, ésta es procesada y se determina la capacidad instalada total de cada comuna conectada a dichos sistemas eléctricos como la suma de la potencia neta individual de cada central que se emplace en dicha comuna en base a los criterios mencionados en el numeral anterior.

Para efectos del presente informe, se considerará la ubicación y la potencia neta de cada central entregada a despacho al mes de febrero de 2017. Dichos antecedentes fueron entregados por el Coordinador en respuesta a la solicitud realizada mediante la carta CNE N° 128, de fecha 9 de marzo de 2017.

Por su parte, para la identificación de las comunas a través de sus Códigos Únicos Territoriales, se utilizó la información enviada por la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo como respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 269, de fecha 8 de junio de 2016.

8.2 Clientes Sometidos a Regulación de Precios por Comuna

Para la aplicación de este mecanismo se ha utilizado la información mensual enviada por las empresas concesionarias de servicio público de distribución en virtud de la solicitud realizada por esta Comisión mediante carta CNE N° 467, de fecha 2 de agosto de 2016. De esta forma, las empresas informan mensualmente el número de clientes sometidos a regulación de precios que cada una abastece, agrupándolos de acuerdo a:

1. Comuna: Nombre de la comuna en la cual se encuentra el punto de retiro.
2. Subestación primaria: Nombre de la subestación primaria en el punto de ingreso de la empresa concesionaria de servicio público de distribución.
3. Tarifa: Opción tarifaria.

Sin perjuicio de lo anterior, para efectos del presente informe, se considerará el número de clientes sometidos a regulación de precios de cada comuna al mes de diciembre de 2016¹⁰.

8.3 Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar

¹⁰ Para aquellas comunas con facturación bimensual se estima su energía facturada mensual como el promedio simple de la energía informada para dicho mes con la energía informada del mes anterior. El mismo procedimiento se repite para la potencia facturada en casos con facturación bimensual. A su vez, los valores negativos informados en los campos de número de clientes, energía o potencia han sido reemplazados por ceros.

Sobre la base de los datos obtenidos de conformidad a lo dispuesto en los numerales 8.1 y 8.2 del presente informe, se calcula el Factor de Intensidad y descuento aplicable a las comunas que a continuación se señalan:

Tabla 11: Factor de Intensidad y descuento

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
1	02102	Mejillones	3.142	3.311	949,05	35,00%
2	08308	Quilaco	1.476	1.749	843,80	35,00%
3	08314	Alto Biobío	1.191	1.646	723,47	35,00%
4	08302	Antuco	903	1.849	488,64	35,00%
5	06202	La Estrella	377	1.316	286,20	17,50%
6	03304	Huasco	751	3.863	194,49	17,50%
7	09205	Lonquimay	690	4.032	171,17	17,50%
8	02104	Taltal	588	3.859	152,27	17,50%
9	06203	Litueche	394	2.778	141,90	17,50%
10	07402	Colbún	1.186	8.715	136,09	17,50%
11	02301	Tocopilla	1.199	9.299	128,97	17,50%
12	03202	Diego de Almagro	348	3.434	101,44	17,50%
13	08311	Santa Bárbara	463	5.111	90,67	17,50%
14	08309	Quilleco	251	3.647	68,81	8,75%
15	13203	San José de Maipo	282	4.943	57,10	8,75%
16	06113	Pichidegua	377	6.777	55,63	8,75%
17	08303	Cabrero	600	10.993	54,63	8,75%
18	05105	Puchuncaví	820	15.499	52,90	8,75%
19	04202	Canela	168	3.350	50,24	8,75%
20	07109	San Clemente	834	16.714	49,93	8,75%
21	05501	Quillota	1.620	33.358	48,55	8,75%
22	06107	Las Cabras	377	9.633	39,10	8,75%
23	06110	Mostazal	267	7.977	33,46	8,75%
24	10304	Puyehue	119	4.068	29,17	8,75%
25	08415	Ránquil	61	2.571	23,73	8,75%
26	09209	Renaico	88	3.880	22,68	8,75%
27	04203	Los Vilos	239	11.041	21,66	8,75%
28	04104	La Higuera	41	1.930	21,29	8,75%
29	01405	Pica	44	2.154	20,39	8,75%
30	08102	Coronel	846	42.387	19,96	8,75%
31	09110	Melipeuco	41	2.411	16,88	8,75%
32	05107	Quintero	255	15.623	16,33	8,75%
33	05703	Llailay	133	8.636	15,45	8,75%
34	03103	Tierra Amarilla	53	3.672	14,37	4,38%
35	06301	San Fernando	417	29.534	14,13	4,38%
36	03201	Chañaral	65	5.086	12,78	4,38%
37	03101	Copiapó	638	53.716	11,88	4,38%
38	15201	Putre	11	913	11,86	4,38%

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
39	06108	Machalí	212	18.128	11,70	4,38%
40	13128	Renca	462	40.697	11,35	4,38%
41	04301	Ovalle	441	41.223	10,70	4,38%
42	14204	Río Bueno	119	12.254	9,69	4,38%
43	05301	Los Andes	211	26.106	8,09	4,38%
44	10302	Puerto Octay	23	3.046	7,49	4,38%
45	07308	Teno	75	10.506	7,18	4,38%
46	08306	Nacimiento	66	9.155	7,18	4,38%
47	10205	Dalcahue	36	5.364	6,71	4,38%
48	08304	Laja	59	8.954	6,62	4,38%
49	01401	Pozo Almonte	35	5.734	6,10	4,38%
50	06111	Olivar	22	3.763	5,85	4,38%
51	07408	Yerbas Buenas	37	6.473	5,70	4,38%
52	05304	San Esteban	40	7.150	5,57	4,38%
53	14108	Panguipulli	59	13.479	4,38	4,38%
54	08421	Yungay	33	7.764	4,25	4,38%
55	08202	Arauco	57	13.880	4,09	4,38%
56	08307	Negrete	14	3.405	4,05	4,38%
57	09202	Collipulli	33	8.724	3,78	4,38%
58	13202	Pirque	25	6.730	3,76	4,38%
59	09108	Lautaro	50	13.467	3,71	4,38%
60	01101	Iquique	229	62.082	3,69	4,38%
61	13303	Tiltil	20	5.899	3,42	4,38%
62	08201	Lebu	29	9.203	3,16	4,38%
63	06204	Marchihue	9	3.018	2,98	4,38%
64	14101	Valdivia	175	58.927	2,97	4,38%
65	05103	Concón	60	20.357	2,95	4,38%
66	02201	Calama	140	48.071	2,91	4,38%
67	10101	Puerto Montt	264	91.690	2,87	4,38%
68	04304	Punitaqui	12	4.368	2,75	4,38%
69	06116	Requínoa	21	7.994	2,65	4,38%
70	07102	Constitución	48	18.477	2,58	4,38%

9. MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL

Adicionalmente, y de conformidad a lo establecido en el inciso quinto del artículo 157° de la Ley, en aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas a los Sistemas Interconectados, se aplicará un descuento adicional al establecido en el punto 8.3.

Los descuentos adicionales a que dé lugar la aplicación de este mecanismo serán absorbidos por todos los suministros de clientes sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación. El descuento se aplicará de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 12: Descuento según porcentaje de aporte

Descuento según porcentaje de aporte		
% de aporte sobre la energía generada		Descuento (%)
Máximo	Mínimo	
>15%		25%
15%	>10%	20%
10%	>5%	15%

En caso que una determinada comuna favorecida con el descuento pase a aportar menos del 5% sobre la energía generada, la comuna recibirá un descuento equivalente al 7,5% hasta la siguiente fijación semestral.

9.1 Energía Eléctrica Generada por comuna

Para la aplicación de este mecanismo, se debe cuantificar la energía eléctrica generada por cada central conectada a los Sistemas Interconectados. Para efectos de este informe, se considera energía eléctrica generada por una central generadora aquella energía que ha inyectado a los Sistemas Interconectados entre los meses de marzo de 2016 a febrero del 2017, en conformidad con lo establecido en el inciso sexto de artículo 157 de la Ley.

9.1.1 Procedimiento de determinación de la energía eléctrica generada por comuna

El procedimiento utilizado para determinar la energía eléctrica generada de cada comuna, se describe sintéticamente en las siguientes etapas:

1. Se solicitó al Coordinador informar la cantidad de energía eléctrica generada por cada central que se encuentre entregada al despacho, incorporando la o las comunas en que se encuentra ubicada en función de lo siguiente:
 - a. Centrales hidráulicas: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen sus instalaciones principales, tales como la bocatoma, la sala de máquinas, la represa y el embalse.
 - b. Centrales ERNC: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen sus instalaciones.
 - c. Otras centrales: se considerará la comuna en que se emplace su sala de máquinas.

2. Se determinó la energía eléctrica generada total de los Sistemas Interconectados como la suma de la energía eléctrica generada de cada central informada en el punto anterior.
3. De acuerdo a la asociación comuna-central descrita en el punto 1 anterior, se considera que la energía eléctrica generada de cada comuna es la suma de la energía eléctrica generada de todas las centrales asociadas a dicha comuna.

Para efectos del presente informe, se considerará la energía eléctrica generada informada por el Coordinador en respuesta a la solicitud realizada mediante la carta CNE N° 128, de fecha 9 de marzo de 2017.

9.2 Porcentaje de Aporte sobre la Energía Eléctrica Generada y descuento aplicable

Sobre la base de los datos obtenidos de conformidad a lo dispuesto en el numeral 9.1 del presente informe, se calcula el porcentaje de aporte sobre la energía eléctrica generada y el descuento aplicable a las comunas que a continuación se señalan:

Tabla 13: Porcentaje de aporte y descuento

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Generación real bruta 12 meses (GWh)	% de total SIC+SING	Descuento Pe por RGL Adicional (%)
1	02102	Mejillones	12.150	16,78%	25%
2	05501	Quillota	7.938	10,96%	20%
3	05105	Puchuncaví	6.359	8,78%	15%
4	08102	Coronel	5.727	7,91%	15%
5	02301	Tocopilla	5.275	7,28%	15%
6	03304	Huasco	4.545	6,28%	15%
7	07402	Colbún*	3.266	4,51%	7,5%
8	07109	San Clemente*	2.841	3,92%	7,5%
9	08308	Quilaco*	2.396	3,31%	7,5%

* Estas comunas recibirán un descuento equivalente al 7,5% hasta la siguiente fijación semestral, dado que en la fijación anterior tenía un descuento de 15%.

Para clientes regulados pertenecientes al SIC y SING, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, determinados para cada concesionaria y sistema de subtransmisión, e incorporando los cargos AR y CD_{rgl} (Cargo o Descuento RGL) que se indica, son los que se presentan a continuación.

En el caso particular de la empresa concesionaria SAESA el precio de nudo a nivel de distribución es ajustado considerando los precios de nudo de las barras

Cochamó y Hornopirén, de acuerdo a los precios establecidos en la Resolución Exenta CNE N° 220, de 28 de abril de 2017, que dispone la publicación de precios de energía y potencia de las subestaciones de distribución primarias de los Sistemas Medianos de Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Para dichas barras pertenecientes a la zona de concesión de SAESA, no es aplicable el cargo correspondiente al parámetro AR ni al parámetro CD_{rgl}.

Tabla 14: Precios en nivel distribución, AR y CD_{rgl}

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	*	*	-13,267	-13,301	0,818	0,818	54,124	6.712,82
2	ELIQSA	SING	01101	Iquique	-14,448	-14,481	-2,334	-2,334	50,954	6.853,64
2	ELIQSA	SING	01405	Pica	-14,448	-14,481	-4,663	-4,663	48,625	6.853,64
2	ELIQSA	SING	01401	Pozo Almonte	-14,448	-14,481	-2,334	-2,334	50,954	6.853,64
2	ELIQSA	SING	*	*	-14,448	-14,481	0,818	0,818	54,106	6.853,64
3-SING	ELECDA SING	SING	02201	Calama	-13,164	-13,198	-2,317	-2,317	50,586	6.562,43
3-SING	ELECDA SING	SING	02102	Mejillones	-13,164	-13,198	-31,742	-31,742	21,161	6.562,43
3-SING	ELECDA SING	SING	02301	Tocopilla	-13,164	-13,198	-17,193	-17,193	35,710	6.562,43
3-SING	ELECDA SING	SING	*	*	-13,164	-13,198	0,812	0,812	53,715	6.562,43
3-SIC	ELECDA SIC	SIC 1	02104	Taltal	-6,149	-5,984	-11,294	-11,294	53,243	6.075,52
3-SIC	ELECDA SIC	SIC 1	*	*	-6,149	-5,984	0,990	0,990	65,527	6.075,52
4	EMELAT	SIC 1	03201	Chañaral	-9,206	-9,041	-2,833	-2,833	61,840	6.161,52
4	EMELAT	SIC 1	03101	Copiapó	-9,206	-9,041	-2,833	-2,833	61,840	6.161,52
4	EMELAT	SIC 1	03202	Diego de Almagro	-9,206	-9,041	-11,318	-11,318	53,355	6.161,52
4	EMELAT	SIC 1	03304	Huasco	-9,206	-9,041	-21,019	-21,019	43,654	6.161,52
4	EMELAT	SIC 1	03103	Tierra Amarilla	-9,206	-9,041	-2,833	-2,833	61,840	6.161,52
4	EMELAT	SIC 1	*	*	-9,206	-9,041	0,992	0,992	65,665	6.161,52
6	CHILQUINTA	SIC 2	05103	Concón	0,717	0,882	-3,172	-3,172	69,237	6.324,42
6	CHILQUINTA	SIC 2	05703	Llaillay	0,717	0,882	-6,336	-6,336	66,073	6.324,42
6	CHILQUINTA	SIC 2	05301	Los Andes	0,717	0,882	-3,172	-3,172	69,237	6.324,42
6	CHILQUINTA	SIC 2	05105	Puchuncaví	0,717	0,882	-17,197	-17,197	55,212	6.324,42
6	CHILQUINTA	SIC 2	05501	Quillota	0,717	0,882	-20,818	-20,818	51,591	6.324,42
6	CHILQUINTA	SIC 2	05107	Quintero	0,717	0,882	-6,336	-6,336	66,073	6.324,42
6	CHILQUINTA	SIC 2	05304	San Esteban	0,717	0,882	-3,172	-3,172	69,237	6.324,42
6	CHILQUINTA	SIC 2	*	*	0,717	0,882	1,111	1,111	73,520	6.324,42
7	CONAFE	SIC 1	04202	Canela	-0,742	-0,577	-6,312	-6,312	65,825	5.959,71
7	CONAFE	SIC 1	04104	La Higuera	-0,742	-0,577	-6,312	-6,312	65,825	5.959,71
7	CONAFE	SIC 1	04203	Los Vilos	-0,742	-0,577	-6,312	-6,312	65,825	5.959,71
7	CONAFE	SIC 1	04301	Ovalle	-0,742	-0,577	-3,160	-3,160	68,977	5.959,71
7	CONAFE	SIC 1	05105	Puchuncaví	-0,742	-0,577	-17,133	-17,133	55,004	5.959,71
7	CONAFE	SIC 1	04304	Punitaqui	-0,742	-0,577	-3,160	-3,160	68,977	5.959,71
7	CONAFE	SIC 1	*	*	-0,742	-0,577	1,107	1,107	73,244	5.959,71
7	CONAFE	SIC 2	*	*	-0,741	-0,576	1,096	1,096	72,544	5.957,33
8	EMELCA	SIC 2	*	*	-6,891	-6,726	1,111	1,111	73,504	6.318,59

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
9	LITORAL	SIC 2	*	*	0,795	0,960	1,112	1,112	73,588	6.284,46
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	SIC 3	13128	Renca	6,431	6,594	-2,659	-2,659	58,051	5.890,37
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	SIC 2	13303	TilTil	6,505	6,670	-2,855	-2,855	62,326	5.962,76
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	SIC 3	13303	TilTil	6,431	6,594	-2,659	-2,659	58,051	5.890,37
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	SIC 2	*	*	6,505	6,670	1,000	1,000	66,181	5.962,76
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	SIC 3	*	*	6,431	6,594	0,932	0,932	61,642	5.890,37
12	EEC	SIC 3	*	*	6,631	6,799	0,964	0,964	63,761	7.331,23
13	TIL TIL	SIC 2	05703	Llaillay	6,523	6,689	-5,672	-5,672	59,156	5.992,36
13	TIL TIL	SIC 2	13303	TilTil	6,523	6,689	-2,839	-2,839	61,989	5.992,36
13	TIL TIL	SIC 3	13303	TilTil	6,697	6,867	-2,745	-2,745	59,922	7.696,55
13	TIL TIL	SIC 2	*	*	6,523	6,689	0,995	0,995	65,823	5.992,36
13	TIL TIL	SIC 3	*	*	6,697	6,867	0,962	0,962	63,629	7.696,55
14	EEPA	SIC 3	*	*	6,431	6,594	0,898	0,898	59,435	5.739,94
15	LUZ ANDES	SIC 3	*	*	6,904	7,079	0,995	0,995	65,808	9.244,75
18	CGED	SIC 4	07402	Colbún	-8,079	-7,911	-18,002	-18,002	54,007	6.086,20
18	CGED	SIC 4	07102	Constitución	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 5	08102	Coronel	-8,025	-7,859	-16,721	-16,721	53,683	6.062,87
18	CGED	SIC 4	06202	La Estrella	-8,079	-7,911	-12,602	-12,602	59,407	6.086,20
18	CGED	SIC 4	06107	Las Cabras	-8,079	-7,911	-6,301	-6,301	65,708	6.086,20
18	CGED	SIC 5	09108	Lautaro	-8,025	-7,859	-3,084	-3,084	67,320	6.062,87
18	CGED	SIC 4	06203	Litueche	-8,079	-7,911	-12,602	-12,602	59,407	6.086,20
18	CGED	SIC 4	06108	Machalí	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 4	06204	Marchihue	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 4	06110	Mostazal	-8,079	-7,911	-6,301	-6,301	65,708	6.086,20
18	CGED	SIC 4	06111	Olivar	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 4	06113	Pichidegua	-8,079	-7,911	-6,301	-6,301	65,708	6.086,20
18	CGED	SIC 3	13202	Pirque	-7,872	-7,709	-2,890	-2,890	63,085	5.957,73
18	CGED	SIC 4	13202	Pirque	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 4	08415	Ránquil	-8,079	-7,911	-6,301	-6,301	65,708	6.086,20
18	CGED	SIC 4	06116	Requínoa	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 4	07109	San Clemente	-8,079	-7,911	-11,701	-11,701	60,308	6.086,20
18	CGED	SIC 4	06301	San Fernando	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 3	13203	San José de Maipo	-7,872	-7,709	-5,773	-5,773	60,202	5.957,73
18	CGED	SIC 4	07308	Teno	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 4	07408	Yerbas Buenas	-8,079	-7,911	-3,154	-3,154	68,855	6.086,20
18	CGED	SIC 2	*	*	-7,963	-7,798	1,082	1,082	71,589	6.030,96
18	CGED	SIC 3	*	*	-7,872	-7,709	1,012	1,012	66,987	5.957,73
18	CGED	SIC 4	*	*	-8,079	-7,911	1,105	1,105	73,114	6.086,20
18	CGED	SIC 5	*	*	-8,025	-7,859	1,080	1,080	71,484	6.062,87
20	COOPERSOL	SING	15201	Putre	6,483	6,449	-2,016	-2,016	44,012	5.712,89
20	COOPERSOL	SING	*	*	6,483	6,449	0,706	0,706	46,734	5.712,89
21	COOPELAN	SIC 5	08304	Laja	6,556	6,722	-2,963	-2,963	64,679	5.810,33
21	COOPELAN	SIC 4	08309	Quilleco	6,600	6,767	-6,058	-6,058	63,171	5.832,69
21	COOPELAN	SIC 5	08309	Quilleco	6,556	6,722	-5,919	-5,919	61,723	5.810,33
21	COOPELAN	SIC 4	08311	Santa Bárbara	6,600	6,767	-12,115	-12,115	57,114	5.832,69

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
21	COOPELAN	SIC 5	08311	Santa Bárbara	6,556	6,722	-11,837	-11,837	55,805	5.810,33
21	COOPELAN	SIC 4	*	*	6,600	6,767	1,062	1,062	70,291	5.832,69
21	COOPELAN	SIC 5	*	*	6,556	6,722	1,038	1,038	68,680	5.810,33
22	FRONTEL	SIC 4	08314	Alto Biobío	6,600	6,767	-23,887	-23,887	44,363	6.110,71
22	FRONTEL	SIC 4	08302	Antuco	6,600	6,767	-23,887	-23,887	44,363	6.110,71
22	FRONTEL	SIC 5	08202	Arauco	6,556	6,722	-2,920	-2,920	63,751	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 4	08303	Cabrero	6,600	6,767	-5,972	-5,972	62,278	6.110,71
22	FRONTEL	SIC 5	09202	Collipulli	6,556	6,722	-2,920	-2,920	63,751	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 5	08102	Coronel	6,556	6,722	-15,834	-15,834	50,837	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 4	08304	Laja	6,600	6,767	-2,989	-2,989	65,261	6.110,71
22	FRONTEL	SIC 5	09108	Lautaro	6,556	6,722	-2,920	-2,920	63,751	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 5	08201	Lebu	6,556	6,722	-2,920	-2,920	63,751	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 5	09205	Lonquimay	6,556	6,722	-11,667	-11,667	55,004	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 5	09110	Melipeuco	6,556	6,722	-5,834	-5,834	60,837	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 5	08306	Nacimiento	6,556	6,722	-2,920	-2,920	63,751	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 5	08307	Negrete	6,556	6,722	-2,920	-2,920	63,751	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 5	08308	Quilaco	6,556	6,722	-28,335	-28,335	38,336	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 4	08309	Quilleco	6,600	6,767	-5,972	-5,972	62,278	6.110,71
22	FRONTEL	SIC 4	08415	Ránquil	6,600	6,767	-5,972	-5,972	62,278	6.110,71
22	FRONTEL	SIC 5	09209	Renaico	6,556	6,722	-5,834	-5,834	60,837	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 5	08311	Santa Bárbara	6,556	6,722	-11,667	-11,667	55,004	6.087,29
22	FRONTEL	SIC 4	08421	Yungay	6,600	6,767	-2,989	-2,989	65,261	6.110,71
22	FRONTEL	SIC 4	*	*	6,600	6,767	1,047	1,047	69,297	6.110,71
22	FRONTEL	SIC 5	*	*	6,556	6,722	1,023	1,023	67,694	6.087,29
23	SAESA	SIC 6	10205	Dalcahue	6,501	6,666	-3,240	-3,240	70,730	6.652,50
23	SAESA	SIC 6	14108	Panguipulli	6,501	6,666	-3,240	-3,240	70,730	6.652,50
23	SAESA	SIC 6	10101	Puerto Montt	6,501	6,666	-3,240	-3,240	70,730	6.652,50
23	SAESA	SIC 6	10302	Puerto Octay	6,501	6,666	-3,240	-3,240	70,730	6.652,50
23	SAESA	SIC 6	10304	Puyehue	6,501	6,666	-6,472	-6,472	67,498	6.652,50
23	SAESA	SIC 6	14204	Río Bueno	6,501	6,666	-3,240	-3,240	70,730	6.652,50
23	SAESA	SIC 1	02104	Taltal	6,517	6,682	-12,958	-12,958	61,089	6.632,22
23	SAESA	SIC 6	14101	Valdivia	6,501	6,666	-3,240	-3,240	70,730	6.652,50
23	SAESA	SIC 1	*	*	6,517	6,682	1,136	1,136	75,183	6.632,22
23	SAESA	SIC 5	*	*	6,556	6,722	1,124	1,124	74,399	6.664,65
23	SAESA	SIC 6	*	*	6,501	6,666	1,135	1,135	75,105	6.652,50
26	CODINER	SIC 5	09108	Lautaro	6,556	6,722	-3,023	-3,023	66,005	6.437,77
26	CODINER	SIC 5	*	*	6,556	6,722	1,059	1,059	70,087	6.437,77
28	EDECSA	SIC 2	*	*	-1,181	-1,016	1,111	1,111	73,504	6.205,95
28	EDECSA	SIC 3	*	*	-1,168	-1,005	1,041	1,041	68,880	6.130,60
29	CEC	SIC 4	07308	Teno	6,600	6,767	-3,080	-3,080	67,241	6.065,65
29	CEC	SIC 4	*	*	6,600	6,767	1,079	1,079	71,400	6.065,65
31	LUZ LINARES	SIC 4	07402	Colbún	-0,560	-0,393	-17,910	-17,910	53,729	6.145,29
31	LUZ LINARES	SIC 4	07102	Constitución	-0,560	-0,393	-3,138	-3,138	68,501	6.145,29
31	LUZ LINARES	SIC 4	07408	Yerbas Buenas	-0,560	-0,393	-3,138	-3,138	68,501	6.145,29
31	LUZ LINARES	SIC 4	*	*	-0,560	-0,393	1,099	1,099	72,738	6.145,29

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
32	LUZ PARRAL	SIC 4	*	*	-2,053	-1,886	1,085	1,085	71,803	6.018,26
33	COPELEC	SIC 4	08415	Ránquil	6,600	6,767	-5,957	-5,957	62,121	5.812,08
33	COPELEC	SIC 4	*	*	6,600	6,767	1,045	1,045	69,123	5.812,08
34	COELCHA	SIC 4	08314	Alto Biobío	2,241	2,409	-24,377	-24,377	45,271	5.948,88
34	COELCHA	SIC 4	08303	Cabrero	2,241	2,409	-6,094	-6,094	63,554	5.948,88
34	COELCHA	SIC 5	08306	Nacimiento	2,223	2,389	-2,976	-2,976	64,964	5.847,16
34	COELCHA	SIC 4	08309	Quilleco	2,241	2,409	-6,094	-6,094	63,554	5.948,88
34	COELCHA	SIC 4	08421	Yungay	2,241	2,409	-3,051	-3,051	66,597	5.948,88
34	COELCHA	SIC 4	*	*	2,241	2,409	1,069	1,069	70,717	5.948,88
34	COELCHA	SIC 5	*	*	2,223	2,389	1,043	1,043	68,983	5.847,16
35	SOCOPEPA	SIC 6	14108	Panguipulli	6,500	6,665	-3,080	-3,080	67,246	6.598,49
35	SOCOPEPA	SIC 6	*	*	6,500	6,665	1,079	1,079	71,405	6.598,49
36	COOPREL	SIC 6	14204	Río Bueno	6,500	6,665	-3,305	-3,305	72,160	6.518,94
36	COOPREL	SIC 6	*	*	6,500	6,665	1,158	1,158	76,623	6.518,94
39	LUZ OSORNO	SIC 6	10302	Puerto Octay	6,618	6,786	-3,382	-3,382	73,823	7.367,22
39	LUZ OSORNO	SIC 6	10304	Puyehue	6,618	6,786	-6,755	-6,755	70,450	7.367,22
39	LUZ OSORNO	SIC 6	14204	Río Bueno	6,618	6,786	-3,382	-3,382	73,823	7.367,22
39	LUZ OSORNO	SIC 6	*	*	6,618	6,786	1,185	1,185	78,390	7.367,22
40	CRELL	SIC 6	10101	Puerto Montt	6,575	6,742	-3,527	-3,527	77,000	7.120,85
40	CRELL	SIC 6	*	*	6,575	6,742	1,236	1,236	81,763	7.120,85

* Todas aquellas comunas que no se encuentren individualizadas en la tabla y que son suministradas por la respectiva empresa concesionaria en el sistema de subtransmisión indicado.

La componente CD_{rgl_base} señalada, corresponde al cargo o descuento establecido en el artículo 157° de la Ley, considerado a nivel de distribución. A su vez, la componente AR_{base} corresponde al ajuste o recargo base establecido en el inciso segundo del artículo 157° de la Ley, considerado a nivel de distribución. Cabe destacar que la tabla anterior considera en su construcción la respuesta de las empresas distribuidoras a la carta CNE N° 127, de fecha 9 de marzo de 2017, en lo referente a la completitud de las combinaciones de comunas y sistemas de subtransmisión donde, a febrero de 2017, tienen clientes regulados.

Para las empresas distribuidoras cuyas zonas de concesión comprenden más de un sistema de subtransmisión, y a efectos de traspasar los precios señalados en la tabla anterior a clientes regulados aplicando las fórmulas tarifarias correspondientes, se considerarán las asignaciones de comunas para dichas empresas a los respectivos sistemas de subtransmisión, según la clasificación que se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 15: Comunas por sistema de subtransmisión

COD	Concesionaria	Comunas	Sistema de Subtransmisión
7	CONAFE	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 1

COD	Concesionaria	Comunas	Sistema de Subtransmisión
		Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 2
10	CHILECTRA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Títil	SIC 3
		Títil	SIC 2-3*
13	TIL TIL	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
18	CGED	Cartagena	SIC 2
		San Antonio	SIC 2
		Santo Domingo	SIC 2
		Calera de Tango	SIC 3
		Curacaví	SIC 3
		El Bosque	SIC 3
		La Pintana	SIC 3
		Padre Hurtado	SIC 3
		Peñaflor	SIC 3
		Pirque	SIC 3*
		Puente Alto	SIC 3
		San Bernardo	SIC 3
		San José de Maipo	SIC 3
		Talagante	SIC 3*
		Alhué	SIC 4
		Buín	SIC 4
		Cauquenes	SIC 4
		Chanco	SIC 4
		Chépica	SIC 4
		Chillán	SIC 4
		Chillán Viejo	SIC 4
		Chimbarongo	SIC 4
		Cobquecura	SIC 4
		Codegua	SIC 4
		Coihueco	SIC 4
		Coinco	SIC 4
		Colbún	SIC 4
		Coltauco	SIC 4
		Constitución	SIC 4
		Curepto	SIC 4
		Curicó	SIC 4
		Doñihue	SIC 4
		El Monte	SIC 4
		Empedrado	SIC 4
		Graneros	SIC 4
		Hualañé	SIC 4
		Isla de Maipo	SIC 4
		La Estrella	SIC 4
		Las Cabras	SIC 4
		Licantén	SIC 4
		Linares	SIC 4
		Litueche	SIC 4
		Lolol	SIC 4
		Longaví	SIC 4
		Machalí	SIC 4
		Malloa	SIC 4

COD	Concesionaria	Comunas	Sistema de Subtransmisión
		Marchihue	SIC 4
		María Pinto	SIC 4
		Maule	SIC 4
		Melipilla	SIC 4
		Molina	SIC 4
		Mostazal	SIC 4
		Nancagua	SIC 4
		Navidad	SIC 4
		Ninhue	SIC 4
		Ñiquén	SIC 4
		Olivar	SIC 4
		Paine	SIC 4
		Palmilla	SIC 4
		Paredones	SIC 4
		Parral	SIC 4
		Pelarco	SIC 4
		Pelluhue	SIC 4
		Pencahue	SIC 4
		Peralillo	SIC 4
		Peumo	SIC 4
		Pichidegua	SIC 4
		Pichilemu	SIC 4
		Pinto	SIC 4
		Pirque	SIC 4*
		Placilla	SIC 4
		Portezuelo	SIC 4
		Pumanque	SIC 4
		Quinta de Tilcoco	SIC 4
		Quirihue	SIC 4
		Rancagua	SIC 4
		Ránquil	SIC 4
		Rauco	SIC 4
		Rengo	SIC 4
		Requínoa	SIC 4
		Retiro	SIC 4
		Río Claro	SIC 4
		Romeral	SIC 4
		Sagrada Familia	SIC 4
		San Carlos	SIC 4
		San Clemente	SIC 4
		San Fabián	SIC 4
		San Fernando	SIC 4
		San Javier	SIC 4
		San Nicolás	SIC 4
		San Pedro	SIC 4
		San Rafael	SIC 4
		San Vicente	SIC 4
		Santa Cruz	SIC 4
		Talagante	SIC 4*
		Talca	SIC 4

COD	Concesionaria	Comunas	Sistema de Subtransmisión
		Teno	SIC 4
		Treguaco	SIC 4
		Vichuquén	SIC 4
		Villa Alegre	SIC 4
		Yerbas Buenas	SIC 4
		Chiguayante	SIC 5
		Coelemu	SIC 5
		Concepción	SIC 5
		Coronel	SIC 5
		Curarrehue	SIC 5
		Florida	SIC 5
		Freire	SIC 5
		Hualpén	SIC 5
		Hualqui	SIC 5
		Lautaro	SIC 5
		Loncoche	SIC 5
		Los Ángeles	SIC 5
		Mulchén	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
		Penco	SIC 5
		Pitrufquén	SIC 5
		Pucón	SIC 5
		San Pedro de la Paz	SIC 5
		Talcahuano	SIC 5
		Temuco	SIC 5
		Tomé	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villarrica	SIC 5
21	COPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Laja	SIC 4-5*
		Laja	SIC 5
22	FRONTEL	Alto Biobío	SIC 4
		Angol	SIC 5
		Antuco	SIC 4
		Arauco	SIC 5
		Bulnes	SIC 4
		Cabrero	SIC 4
		Cañete	SIC 5
		Carahue	SIC 5
		Chillán Viejo	SIC 4
		Cholchol	SIC 5
		Collipulli	SIC 5
		Contulmo	SIC 5
		Coronel	SIC 5
		Cunco	SIC 5
		Curacautín	SIC 5
		Curanilahue	SIC 5
		El Carmen	SIC 4
		Ercilla	SIC 5
		Florida	SIC 4
		Freire	SIC 5

COD	Concesionaria	Comunas	Sistema de Subtransmisión
		Galvarino	SIC 5
		Gorbea	SIC 5
		Hualqui	SIC 4
		Laja	SIC 4
		Lautaro	SIC 5
		Lebu	SIC 5
		Lonquimay	SIC 5
		Los Álamos	SIC 5
		Los Ángeles	SIC 5
		Los Sauces	SIC 5
		Lota	SIC 5
		Lumaco	SIC 5
		Melipeuco	SIC 5
		Mulchén	SIC 5
		Nacimiento	SIC 5
		Negrete	SIC 5
		Nueva Imperial	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
		Pemuco	SIC 4
		Perquenco	SIC 5
		Pinto	SIC 4
		Pitrufquén	SIC 5
		Pucón	SIC 5
		Purén	SIC 5
		Quilaco	SIC 5
		Quilleco	SIC 4
		Quillón	SIC 4
		Ránquil	SIC 4
		Renaico	SIC 5
		Saavedra	SIC 5
		San Ignacio	SIC 4
		San Rosendo	SIC 4
		Santa Bárbara	SIC 5
		Santa Juana	SIC 4
		Temuco	SIC 5
		Teodoro Schmidt	SIC 5
		Tirúa	SIC 5
		Toltén	SIC 5
		Tomé	SIC 4
		Traiguén	SIC 5
		Tucapel	SIC 4
		Victoria	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villarrica	SIC 5
		Yumbel	SIC 4
		Yungay	SIC 4
23	SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Gorbea, Lanco, Loncoche, Antofagasta y Taltal	SIC 6
		Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 5
		Antofagasta y Taltal	SIC 1
	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*

COD	Concesionaria	Comunas	Sistema de Subtransmisión
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento	SIC 4
		Nacimiento	SIC 5

*En el caso de las comunas que están asociadas a dos sectores de subtransmisión, la concesionaria deberá asignar el cliente al sistema que le corresponda de acuerdo a la información que sustenta el proceso anual de “Ingresos de Explotación” entregado a la SEC.

10. MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL

De conformidad a lo establecido en el inciso segundo del artículo 191° de la Ley, en el conjunto de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts, las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo, considerando una muestra representativa. En caso que dichas tarifas excedan el porcentaje señalado, se deberá aplicar un ajuste a la componente contemplada en el número 3 del artículo 182° de la Ley. Si a pesar de ello no se lograre alcanzar el porcentaje antes mencionado, se aplicará el máximo descuento obtenido, sin que procedan ajustes adicionales.

Las diferencias serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh, de modo que no varíe la recaudación total inicial. Sin perjuicio de lo anterior, las tarifas correspondientes a aquellos usuarios residenciales que deban absorber las diferencias señaladas, no podrán resultar superiores al promedio simple de éstas.

La absorción de las diferencias aludidas anteriormente por parte de los clientes residenciales se hará conforme a lo señalado en la tabla siguiente, donde “x” es el consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior:

Tabla 16: Aporte en % según consumo¹¹

Consumo cliente residencial	Porcentaje de aporte
≤ 200 kWh	0%
200 kWh < x ≤ 210 kWh	20%
210 kWh < x ≤ 220 kWh	40%
220 kWh < x ≤ 230 kWh	60%
230 kWh < x ≤ 240 kWh	80%
> 240 kWh	100%

¹¹ Corresponde al consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior.

Los ajustes y recargos a que dé origen el mecanismo señalado serán fijados en el decreto que dicte el Ministerio de Energía con ocasión de la fijación de precios semestral a que se refiere el artículo 158° de la Ley, previo informe técnico de la Comisión. A su vez, las transferencias entre empresas distribuidoras a que den origen las diferencias de facturación producto de la aplicación del mecanismo antes mencionado serán calculadas por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

10.1 Procedimiento para cálculo del Promedio Simple

Para determinar el valor promedio de las tarifas que las empresas distribuidoras cobran por suministro a usuarios residenciales se realiza el siguiente procedimiento:

- Las empresas distribuidoras informan mensualmente el número de clientes, energía y potencia facturada por comuna¹², tipo de suministro, opción tarifaria, sistema de subtransmisión y consumo en base a los intervalos definidos en la Tabla 16, en virtud de la solicitud realizada mediante carta CNE N° 467, de fecha 9 de agosto de 2016. Se consideran las opciones tarifarias existentes a la fecha de solicitud de información y los datos correspondientes a diciembre 2016.
- Se construye una cuenta BT1¹³ en base a un consumo tipo de 180 kWh para cada combinación distribuidora/sector¹⁴/sistema subtransmisión en que se informaron suministros en la carta antes señalada, sin IVA, considerando que el factor de equidad tarifaria residencial es igual a cero.
- Se asigna a todos los clientes residenciales de cada combinación distribuidora/sector/sistema subtransmisión la cuenta tipo calculada.
- Se calcula el Promedio Simple entre todas las cuentas tipo de todos clientes residenciales.
- Este Promedio Simple, es incrementado en un 10% para fijar el límite establecido por la Ley.

10.2 Identificación de Clientes

¹² Para aquellas comunas con facturación bimensual se estima su energía facturada mensual como el promedio simple de la energía informada para dicho mes con la energía informada del mes anterior. El mismo procedimiento se repite para la potencia facturada en casos con facturación bimensual. A su vez, los valores negativos informados en los campos de número de clientes, energía o potencia han sido reemplazados por ceros.

¹³ Para este ejercicio se consideran como usuarios residenciales a aquellos clientes que se encuentran dentro de la opción tarifaria BT1.

¹⁴ Se entenderá por sector lo dispuesto en la letra n) del artículo 225° de la Ley, que define sectores de distribución como las áreas territoriales en las cuales los precios máximos de distribución a usuarios finales son los mismos.

Habiendo calculado el Promedio Simple y su límite adicional del 10%, corresponde identificar a las combinaciones de niveles tarifarios dados por las combinaciones distribuidora/sector/sistema subtransmisión que reciben beneficio, existiendo 3 categorías:

- Combinaciones que reciben beneficio: Todos los usuarios residenciales que tengan una tarifa superior al Promedio Simple más un 10%, calculada sobre la base de un consumo tipo de 180 kWh.
- Combinaciones que no reciben beneficio ni absorben diferencias: Todos los usuarios residenciales que tengan una tarifa superior al Promedio Simple y menor al Promedio Simple más un 10%, calculada sobre la base de un consumo tipo de 180 kWh.
- Combinaciones que absorben las diferencias: Todos aquellos suministros sometidos a regulación de precios que no cumplan con alguna de las condiciones anteriores, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh.

10.3 Procedimiento de Cálculo de Diferencias que deberán ser absorbidas

Luego de tener identificados las combinaciones que reciben el beneficio, se calcula el monto total de las diferencias que deberán ser absorbidas de modo que no varíe la recaudación total inicial:

- Se fija como unidad mínima para el análisis la combinación distribuidora/comuna/sistema subtransmisión/tipo de suministro, clasificada en base a las categorías señaladas en el punto 10.2 anterior.
- Se calcula un Factor de Equidad Tarifaria Residencial (FETR) aplicable a aquellas combinaciones que reciben beneficios, tal que se cumpla que su cuenta tipo, considerando dicho factor, no supere el Promedio Simple más un 10%.
- Para efectos de determinar la cuenta tipo base se considera que el factor de equidad tarifaria residencial es igual a cero.
- Se calcula la diferencia de recaudación para cada combinación antes y después de aplicar el beneficio.
- Dichas diferencias se asignan entre las combinaciones que las deben absorber, según el criterio señalado en el punto 10.2 anterior, en base a la recaudación esperada antes de aplicar el beneficio.
- El cálculo de los factores considera, en su construcción, la aplicación progresiva establecida en el inciso segundo del artículo 191° de la Ley. Asimismo, el cálculo consideró el límite que restringe la absorción de diferencias por los clientes residenciales hasta el Promedio Simple, especialmente para aquellos casos con un tipo de suministro soterrado.

- Con todo, el máximo descuento a aplicar por concepto de beneficio supone un descuento tal que, la componente contemplada en el número 3 del artículo 182° de la Ley, sea igual a cero.

10.4 Factores de Equidad Tarifaria Residencial (FETR)

De acuerdo a los criterios expuestos en los numerales anteriores, los Factores de Equidad Tarifaria Residencial (FETR) que afectan a la componente contemplada en el número 3 del artículo 182° de la Ley, según se indica en las fórmulas tarifarias contenidas en el Decreto Supremo N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía son los siguientes:

Tabla 17: Factores FETR

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
1	EMELARI	15101	Arica	SING	BT1a	0,0928	0,0928
1	EMELARI	15102	Camarones	SING	BT1a	0,0928	0,0928
2	ELIQSA	01107	Alto Hospicio	SING	BT1a	0,0846	0,0846
2	ELIQSA	01404	Huara	SING	BT1a	0,0846	0,0846
2	ELIQSA	01101	Iquique	SING	BT1a	0,0846	0,0846
2	ELIQSA	01405	Pica	SING	BT1a	0,0846	0,0846
2	ELIQSA	01401	Pozo Almonte	SING	BT1a	0,0846	0,0846
4	EMELAT	03302	Alto del Carmen	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
4	EMELAT	03102	Caldera	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
4	EMELAT	03201	Chañaral	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
4	EMELAT	03101	Copiapó	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
4	EMELAT	03202	Diego de Almagro	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
4	EMELAT	03303	Freirina	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
4	EMELAT	03304	Huasco	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
4	EMELAT	03103	Tierra Amarilla	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
4	EMELAT	03301	Vallenar	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
6	CHILQUINTA	05502	Calera	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05302	Calle Larga	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05702	Catemu	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05103	Concón	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05605	El Tabo	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05503	Hijuelas	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
6	CHILQUINTA	05802	Limache	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05703	Llaillay	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05301	Los Andes	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05803	Olmué	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05705	Putendo	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05801	Quilpué	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05303	Rinconada	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05601	San Antonio	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05304	San Esteban	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05701	San Felipe	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05706	Santa María	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05804	Villa Alemana	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	SIC2	BT1a	-0,0269	0,0970
7	CONAFE	04102	Coquimbo	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	03303	Freirina	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04101	La Serena	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	05105	Puchuncaví	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	05801	Quilpué	SIC2	BT1a	0,0000	0,1194
7	CONAFE	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	0,0000	0,1194
7	CONAFE	05109	Viña del Mar	SIC2	BT1a	0,0000	0,0918
7	CONAFE	04103	Andacollo	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04104	La Higuera	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04105	Paiguano	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04106	Vicuña	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04201	Illapel	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04202	Canela	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04203	Los Vilos	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04204	Salamanca	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	04301	Ovalle	SIC1	BT1a	0,0000	0,1642
7	CONAFE	04302	Combarbalá	SIC1	BT1a	0,0000	0,1642

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
7	CONAFE	04303	Monte Patria	SIC1	BT1a	0,0000	0,1642
7	CONAFE	04304	Punitaqui	SIC1	BT1a	0,0000	0,1642
7	CONAFE	04305	Río Hurtado	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	05401	La Ligua	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	05402	Cabildo	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	05403	Papudo	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	05404	Petorca	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
7	CONAFE	05405	Zapallar	SIC1	BT1a	0,0000	0,1481
8	EMELCA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,5808	0,0492
9	LITORAL	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	-0,0235	0,0604
9	LITORAL	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0444	0,0527
9	LITORAL	05605	El Tabo	SIC2	BT1a	-0,0444	0,0527
9	LITORAL	05602	Algarrobo	SIC2	BT1a	-0,0444	0,0527
9	LITORAL	05604	El Quisco	SIC2	BT1a	-0,0444	0,0527
10	CHILECTRA	13102	Cerrillos	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13103	Cerro Navia	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13301	Colina	SIC3	BT1a	0,1692	0,1692
10	CHILECTRA	13104	Conchalí	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13106	Estación Central	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13107	Huechuraba	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13108	Independencia	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13109	La Cisterna	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13110	La Florida	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13111	La Granja	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13113	La Reina	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13302	Lampa	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13114	Las Condes	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13115	Lo Barnechea	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13116	Lo Espejo	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13117	Lo Prado	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13118	Macul	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13119	Maipú	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13120	Ñuñoa	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13121	Pedro Aguirre Cerda	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13122	Peñalolén	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13123	Providencia	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13124	Pudahuel	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
10	CHILECTRA	13125	Quilicura	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13126	Quinta Normal	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13127	Recoleta	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13128	Renca	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13129	San Joaquín	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13130	San Miguel	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13131	San Ramón	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13101	Santiago	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
10	CHILECTRA	13303	Tiltil	SIC2	BT1a	0,3345	0,3345
10	CHILECTRA	13303	Tiltil	SIC3	BT1a	0,2347	0,2347
10	CHILECTRA	13132	Vitacura	SIC3	BT1a	0,1260	0,1260
12	EEC	13301	Colina	SIC3	BT1a	0,0000	0,1122
13	TIL TIL	05703	Llaillay	SIC2	BT1a	-0,2584	0,0576
13	TIL TIL	13303	Tiltil	SIC2	BT1a	-0,2584	0,0576
13	TIL TIL	13303	Tiltil	SIC3	BT1a	-0,2657	0,0333
14	EEPA	13201	Puente Alto	SIC3	BT1a	0,0936	0,0936
15	LUZ ANDES	13115	Lo Barnechea	SIC3	BT1a	-1,0000	0,0450
18	CGED	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	0,0000	0,1448
18	CGED	05601	San Antonio	SIC2	BT1a	0,0000	0,1448
18	CGED	05606	Santo Domingo	SIC2	BT1a	0,0000	0,1448
18	CGED	13201	Puente Alto	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
18	CGED	06107	Las Cabras	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06113	Pichidegua	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06201	Pichilemu	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06202	La Estrella	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06203	Litueche	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06204	Marchihue	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06205	Navidad	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06206	Paredones	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06302	Chépica	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06303	Chimbarongo	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06304	Lolol	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06305	Nancagua	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06306	Palmilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06307	Peralillo	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06308	Placilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	06309	Pumanque	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	06310	Santa Cruz	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07101	Talca	SIC4	BT1a	0,0000	0,0956
18	CGED	07102	Constitución	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07103	Curepto	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07104	Empedrado	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07105	Maule	SIC4	BT1a	-0,0236	0,1088
18	CGED	07106	Pelarco	SIC4	BT1a	0,1172	0,1172
18	CGED	07107	Pencahue	SIC4	BT1a	-0,0236	0,1088
18	CGED	07108	Río Claro	SIC4	BT1a	-0,0236	0,1088
18	CGED	07109	San Clemente	SIC4	BT1a	-0,1096	0,0851
18	CGED	07110	San Rafael	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	07201	Cauquenes	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07202	Chanco	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07203	Pelluhue	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07302	Hualañé	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07303	Licantén	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07304	Molina	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07305	Rauco	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	07307	Sagrada Familia	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	07309	Vichuquén	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	07402	Colbún	SIC4	BT1a	-0,1096	0,0851
18	CGED	07403	Longaví	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	07404	Parral	SIC4	BT1a	-0,1096	0,0851
18	CGED	07405	Retiro	SIC4	BT1a	-0,1096	0,0851
18	CGED	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,0662	0,0762
18	CGED	07408	Yerbas Buenas	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	08403	Cobquecura	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	08404	Coelemu	SIC5	BT1a	-0,2000	0,0998
18	CGED	08405	Coihueco	SIC4	BT1a	-0,2490	0,0595
18	CGED	08408	Ninhue	SIC4	BT1a	-0,3713	0,0468
18	CGED	08409	Ñiquén	SIC4	BT1a	-0,0770	0,0457
18	CGED	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,0710	0,0660
18	CGED	08412	Portezuelo	SIC4	BT1a	-0,0710	0,0660
18	CGED	08414	Quirihue	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,0990	0,1082
18	CGED	08417	San Fabián	SIC4	BT1a	-0,0710	0,0660

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	08419	San Nicolás	SIC4	BT1a	-0,2490	0,0595
18	CGED	08420	Treguaco	SIC4	BT1a	-0,0710	0,0660
18	CGED	13501	Melipilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	13502	Alhué	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	13503	Curacaví	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
18	CGED	13504	María Pinto	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	13505	San Pedro	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	13601	Talagante	SIC3	BT1a	0,1100	0,1100
18	CGED	13601	Talagante	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	13602	El Monte	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	13603	Isla de Maipo	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06101	Rancagua	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06102	Codegua	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06103	Coinco	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06104	Coltauco	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06105	Doñihue	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06106	Graneros	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06108	Machalí	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06109	Malloa	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06110	Mostazal	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06111	Olivar	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06112	Peumo	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06114	Quinta de Tilcoco	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06115	Rengo	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06116	Requínoa	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06117	San Vicente	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	06301	San Fernando	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	07301	Curicó	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	07306	Romeral	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	07308	Teno	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	07401	Linares	SIC4	BT1a	0,0000	0,0760
18	CGED	07407	Villa Alegre	SIC4	BT1a	-0,0785	0,0689
18	CGED	08101	Concepción	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	08102	Coronel	SIC5	BT1a	0,0000	0,1109
18	CGED	08103	Chiguayante	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	08104	Florida	SIC5	BT1a	-0,3454	0,1562
18	CGED	08105	Hualqui	SIC5	BT1a	-0,0145	0,0642

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	08107	Penco	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	08110	Talcahuano	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	08111	Tomé	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	08112	Hualpén	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	0,0000	0,0905
18	CGED	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	08401	Chillán	SIC4	BT1a	0,0000	0,0948
18	CGED	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT1a	0,0000	0,1180
18	CGED	09101	Temuco	SIC5	BT1a	0,0000	0,0827
18	CGED	09104	Curarrehue	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	09105	Freire	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,0385	0,0755
18	CGED	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,0360	0,0709
18	CGED	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,0385	0,0755
18	CGED	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,0385	0,0755
18	CGED	09115	Pucón	SIC5	BT1a	0,1175	0,1175
18	CGED	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	0,0763	0,0763
18	CGED	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,0360	0,0709
18	CGED	13105	El Bosque	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
18	CGED	13112	La Pintana	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
18	CGED	13202	Pirque	SIC3	BT1a	0,1432	0,1432
18	CGED	13202	Pirque	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	13203	San José de Maipo	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
18	CGED	13401	San Bernardo	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
18	CGED	13402	Buín	SIC4	BT1a	0,0000	0,1334
18	CGED	13403	Calera de Tango	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
18	CGED	13404	Paine	SIC4	BT1a	0,1293	0,1293
18	CGED	13604	Padre Hurtado	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
18	CGED	13605	Peñaflor	SIC3	BT1a	0,1225	0,1225
20	COOPERSOL	15201	Putre	SING	BT1a	-0,3585	0,0365
21	COOPELAN	08301	Los Ángeles	SIC4	BT1a	-0,6404	0,0544
21	COOPELAN	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	-0,6101	0,0493
21	COOPELAN	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	-0,6139	0,0601
21	COOPELAN	08304	Laja	SIC5	BT1a	-0,4349	0,0515
21	COOPELAN	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,6440	0,0325
21	COOPELAN	08309	Quilleco	SIC5	BT1a	-0,6139	0,0601

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	SIC4	BT1a	-0,6440	0,0325
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	SIC5	BT1a	-0,6139	0,0601
22	FRONTEL	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08102	Coronel	SIC5	BT1a	-0,3375	0,0410
22	FRONTEL	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,4863	0,0384
22	FRONTEL	08105	Hualqui	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08111	Tomé	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	-0,4344	0,0865
22	FRONTEL	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09101	Temuco	SIC5	BT1a	-0,4344	0,0865
22	FRONTEL	09105	Freire	SIC5	BT1a	-0,5361	0,0515
22	FRONTEL	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,4344	0,0865
22	FRONTEL	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,4344	0,0865
22	FRONTEL	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,4344	0,0865
22	FRONTEL	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	-0,5361	0,0515
22	FRONTEL	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,4314	0,0719
22	FRONTEL	08304	Laja	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08311	Santa Bárbara	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08302	Antuco	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08202	Arauco	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08203	Cañete	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08303	Cabrero	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08307	Negrete	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08106	Lota	SIC5	BT1a	-0,3427	0,0673
22	FRONTEL	08308	Quilaco	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08204	Contulmo	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08205	Curanilahue	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08312	Tucapel	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08109	Santa Juana	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08310	San Rosendo	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	08201	Lebu	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08206	Los Álamos	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08306	Nacimiento	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08207	Tirúa	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08313	Yumbel	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
22	FRONTEL	08402	Bulnes	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	09102	Carahue	SIC5	BT1a	-0,4713	0,0405
22	FRONTEL	09110	Melipeuco	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08407	El Carmen	SIC4	BT1a	-0,5634	0,0411
22	FRONTEL	09103	Cunco	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09116	Saavedra	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09111	Nueva Imperial	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,5769	0,0351
22	FRONTEL	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,5769	0,0351
22	FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09118	Toltén	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08418	San Ignacio	SIC4	BT1a	-0,5634	0,0411
22	FRONTEL	09113	Perquenco	SIC5	BT1a	-0,5361	0,0515
22	FRONTEL	09121	Cholchol	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	08421	Yungay	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0493
22	FRONTEL	09106	Galvarino	SIC5	BT1a	-0,5361	0,0515
22	FRONTEL	08314	Alto Biobío	SIC4	BT1a	-0,5634	0,0411
22	FRONTEL	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09204	Ercilla	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09201	Angol	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09205	Lonquimay	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09207	Lumaco	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09202	Collipulli	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09206	Los Sauces	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09203	Curacautín	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09208	Purén	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09209	Renaico	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
22	FRONTEL	09210	Traiguén	SIC5	BT1a	-0,5361	0,0515
22	FRONTEL	09211	Victoria	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0521
23	SAESA	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,3251	0,0898
23	SAESA	09120	Villarrica	SIC6	BT1a	-0,3594	0,0740
23	SAESA	09118	Toltén	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,3790	0,0493
23	SAESA	14103	Lanco	SIC5	BT1a	-0,3197	0,1033
23	SAESA	14106	Mariquina	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	14107	Paillaco	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	14108	Panguipulli	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
23	SAESA	14104	Los Lagos	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	14105	Máfil	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	14202	Futrono	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	14203	Lago Ranco	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,3496	0,0672
23	SAESA	10101	Puerto Montt	SIC6	BT1a	-0,3905	0,1009
23	SAESA	10102	Calbuco	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10106	Los Muermos	SIC6	BT1a	-0,4884	0,0621
23	SAESA	10107	Llanquihue	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	10108	Mauñín	SIC6	BT1a	-0,4884	0,0621
23	SAESA	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,3866	0,0949
23	SAESA	10103	Cochemó	SIC6	BT1a	-0,0422	0,1014
23	SAESA	10201	Castro	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10104	Fresia	SIC6	BT1a	-0,4884	0,0621
23	SAESA	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	10205	Dalcahue	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10301	Osorno	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	10403	Hualaihué	SIC6	BT1a	-0,0422	0,1014
23	SAESA	10206	Puqueldón	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	14101	Valdivia	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10202	Ancud	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10207	Queilén	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	14102	Corral	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10208	Quellón	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10302	Puerto Octay	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	10209	Quemchi	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10203	Chonchi	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10304	Puyehue	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	10210	Quinchao	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10305	Río Negro	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
23	SAESA	10204	Curaco de Vélez	SIC6	BT1a	-0,3466	0,1014
23	SAESA	10306	San Juan de la Costa	SIC6	BT1a	-0,3508	0,1034
24	EDELAYSÉN	11301	Cochrane	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
24	EDELAYSÉN	10402	Futaleufú	SM	BT1a	-0,2817	0,0415

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
24	EDELAYSÉN	11401	Chile Chico	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
24	EDELAYSÉN	11101	Coihaique	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
24	EDELAYSÉN	11402	Río Ibáñez	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
24	EDELAYSÉN	10401	Chaitén	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
24	EDELAYSÉN	11201	Aisén	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
24	EDELAYSÉN	10404	Palena	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
24	EDELAYSÉN	11102	Lago Verde	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
24	EDELAYSÉN	11202	Cisnes	SM	BT1a	-0,2817	0,0415
25	EDELMAG	12101	Punta Arenas	SM	BT1a	0,0894	0,0894
25	EDELMAG	12201	Cabo de Hornos	SM	BT1a	0,0894	0,0894
25	EDELMAG	12301	Porvenir	SM	BT1a	0,0894	0,0894
25	EDELMAG	12401	Natales	SM	BT1a	0,0894	0,0894
26	CODINER	09101	Temuco	SIC5	BT1a	-0,5510	0,0334
26	CODINER	09105	Freire	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0629
26	CODINER	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,5486	0,0394
26	CODINER	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,4706	0,0935
26	CODINER	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,5486	0,0394
26	CODINER	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,5486	0,0394
26	CODINER	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0629
26	CODINER	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,5039	0,0329
26	CODINER	09103	Cunco	SIC5	BT1a	-0,6241	0,0277
26	CODINER	09111	Nueva Imperial	SIC5	BT1a	-0,6241	0,0277
26	CODINER	09113	Perquenco	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0629
26	CODINER	09106	Galvarino	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0629
26	CODINER	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0629
26	CODINER	09204	Ercilla	SIC5	BT1a	-0,6241	0,0277
26	CODINER	09203	Curacautín	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0629
26	CODINER	09210	Traiguén	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0629
26	CODINER	09211	Victoria	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0629
28	EDECSA	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	0,0000	0,1289
28	EDECSA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0644	0,0918
28	EDECSA	05102	Casablanca	SIC3	BT1a	0,0000	0,1251
28	EDECSA	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	0,0000	0,1289
28	EDECSA	05602	Algarrobo	SIC2	BT1a	0,0000	0,1289
28	EDECSA	13503	Curacaví	SIC3	BT1a	0,1131	0,1131
29	CEC	07304	Molina	SIC4	BT1a	0,0000	0,1212
29	CEC	07301	Curicó	SIC4	BT1a	0,0000	0,1212

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
29	CEC	07306	Romeral	SIC4	BT1a	0,0000	0,1212
29	CEC	07308	Teno	SIC4	BT1a	0,0000	0,1212
3	ELECDA SIC	02104	Taltal	SIC1	BT1a	0,1089	0,1089
3	ELECDA SING	02101	Antofagasta	SING	BT1a	0,0957	0,0957
3	ELECDA SING	02102	Mejillones	SING	BT1a	0,0957	0,0957
3	ELECDA SING	02103	Sierra Gorda	SING	BT1a	0,0957	0,0957
3	ELECDA SING	02201	Calama	SING	BT1a	0,0957	0,0957
3	ELECDA SING	02301	Tocopilla	SING	BT1a	0,0957	0,0957
31	LUZLINARES	07102	Constitución	SIC4	BT1a	-0,6193	0,1102
31	LUZLINARES	07402	Colbún	SIC4	BT1a	-0,7145	0,0887
31	LUZLINARES	07403	Longaví	SIC4	BT1a	-0,7302	0,1211
31	LUZLINARES	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,6994	0,0834
31	LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	SIC4	BT1a	-0,7214	0,1048
31	LUZLINARES	07401	Linares	SIC4	BT1a	-0,6255	0,1100
31	LUZLINARES	07407	Villa Alegre	SIC4	BT1a	-0,6827	0,0990
32	LUZPARRAL	07201	Cauquenes	SIC4	BT1a	-0,6611	0,0456
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	SIC4	BT1a	-0,6605	0,0610
32	LUZPARRAL	07404	Parral	SIC4	BT1a	-0,6315	0,0724
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	SIC4	BT1a	-0,6315	0,0724
32	LUZPARRAL	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,6611	0,0456
32	LUZPARRAL	08409	Ñiquén	SIC4	BT1a	-0,6315	0,0724
32	LUZPARRAL	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,6474	0,0423
33	COPELEC	08403	Cobquecura	SIC4	BT1a	-0,6370	0,0202
33	COPELEC	08404	Colemu	SIC4	BT1a	-0,5991	0,0561
33	COPELEC	08405	Coihueco	SIC4	BT1a	-0,5991	0,0561
33	COPELEC	08408	Ninhue	SIC4	BT1a	-0,5758	0,0537
33	COPELEC	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,6075	0,0398
33	COPELEC	08412	Portezuelo	SIC4	BT1a	-0,5758	0,0537
33	COPELEC	08414	Quirihue	SIC4	BT1a	-0,6386	0,0202
33	COPELEC	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	-0,6404	0,0555
33	COPELEC	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,6213	0,0473
33	COPELEC	08417	San Fabián	SIC4	BT1a	-0,5758	0,0537
33	COPELEC	08419	San Nicolás	SIC4	BT1a	-0,5991	0,0561
33	COPELEC	08420	Treguaco	SIC4	BT1a	-0,5758	0,0537
33	COPELEC	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,5970	0,0350
33	COPELEC	08111	Tomé	SIC4	BT1a	-0,6355	0,0226
33	COPELEC	08401	Chillán	SIC4	BT1a	-0,3628	0,0467

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
33	COPELEC	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT1a	-0,3560	0,0629
33	COPELEC	08402	Bulnes	SIC4	BT1a	-0,4475	0,0677
33	COPELEC	08407	El Carmen	SIC4	BT1a	-0,6395	0,0543
33	COPELEC	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,6395	0,0543
33	COPELEC	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,6397	0,0351
33	COPELEC	08418	San Ignacio	SIC4	BT1a	-0,6395	0,0543
34	COELCHA	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,6423	0,0368
34	COELCHA	08105	Hualqui	SIC4	BT1a	-0,5959	0,0295
34	COELCHA	08301	Los Ángeles	SIC4	BT1a	-0,6168	0,0325
34	COELCHA	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,6981	0,0185
34	COELCHA	08303	Cabrero	SIC4	BT1a	-0,6542	0,0475
34	COELCHA	08312	Tucapel	SIC4	BT1a	-0,6315	0,0401
34	COELCHA	08306	Nacimiento	SIC5	BT1a	-0,6684	0,0273
34	COELCHA	08313	Yumbel	SIC4	BT1a	-0,6421	0,0412
34	COELCHA	08314	Alto Biobío	SIC4	BT1a	-0,6742	0,0187
34	COELCHA	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,6600	0,0568
34	COELCHA	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,6600	0,0568
34	COELCHA	08421	Yungay	SIC4	BT1a	-0,6542	0,0475
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	SIC6	BT1a	-0,6222	0,0485
35	SOCOEPA	14108	Panguipulli	SIC6	BT1a	-0,6222	0,0485
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	SIC6	BT1a	-0,6152	0,0423
35	SOCOEPA	14105	Máfil	SIC6	BT1a	-0,6222	0,0485
35	SOCOEPA	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,6152	0,0423
35	SOCOEPA	14202	Futroneo	SIC6	BT1a	-0,6152	0,0423
36	COOPREL	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,7752	0,0404
36	COOPREL	14203	Lago Ranco	SIC6	BT1a	-0,7752	0,0404
36	COOPREL	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,7752	0,0404
36	COOPREL	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,7123	0,0459
39	LUZ OSORNO	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
39	LUZ OSORNO	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
39	LUZ OSORNO	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,6724	0,0839
39	LUZ OSORNO	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
39	LUZ OSORNO	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
39	LUZ OSORNO	10301	Osorno	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
39	LUZ OSORNO	10302	Puerto Octay	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
39	LUZ OSORNO	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
39	LUZ OSORNO	10304	Puyehue	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
39	LUZ OSORNO	10305	Río Negro	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
39	LUZ OSORNO	10306	San Juan de la Costa	SIC6	BT1a	-0,6703	0,0689
40	CRELL	10101	Puerto Montt	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
40	CRELL	10106	Los Muermos	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
40	CRELL	10107	Llanquihue	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
40	CRELL	10108	Mauñín	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
40	CRELL	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
40	CRELL	10104	Fresia	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
40	CRELL	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
40	CRELL	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
1	EMELARI	*	*	SING	BT1a	0,0928	0,0928
2	ELIQSA	*	*	SING	BT1a	0,0846	0,0846
4	EMELAT	*	*	SIC1	BT1a	0,1317	0,1317
6	CHILQUINTA	*	*	SIC2	BT1a	-0,0526	0,0970
7	CONAFE	*	*	SIC1	BT1a	0,0000	0,0524
7	CONAFE	*	*	SIC2	BT1a	0,0000	0,0524
8	EMELCA	*	*	SIC2	BT1a	-0,6128	0,0183
9	LITORAL	*	*	SIC2	BT1a	-0,0444	0,0355
10	CHILECTRA	*	*	SIC2	BT1a	0,0721	0,0721
10	CHILECTRA	*	*	SIC3	BT1a	0,0713	0,0713
12	EEC	*	*	SIC3	BT1a	0,0000	0,1122
13	TII TII	*	*	SIC2	BT1a	-0,2584	0,0576
13	TII TII	*	*	SIC3	BT1a	-0,2657	0,0333
14	EEPA	*	*	SIC3	BT1a	0,0936	0,0936
15	LUZ ANDES	*	*	SIC3	BT1a	-1,0000	0,0450
18	CGED	*	*	SIC2	BT1a	0,0000	0,0389
18	CGED	*	*	SIC3	BT1a	0,0391	0,0391
18	CGED	*	*	SIC4	BT1a	0,0000	0,0391
18	CGED	*	*	SIC5	BT1a	0,0000	0,0390
20	COOPERSOL	*	*	SING	BT1a	-0,4899	0,0194
21	COPELAN	*	*	SIC4	BT1a	-0,6404	0,0199
21	COPELAN	*	*	SIC5	BT1a	-0,6101	0,0199
22	FRONTEL	*	*	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0238
22	FRONTEL	*	*	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0238
23	SAESA	*	*	SIC1	BT1a	-0,3517	0,0290
23	SAESA	*	*	SIC5	BT1a	-0,3251	0,0290
23	SAESA	*	*	SIC6	BT1a	-0,3508	0,0290

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
24	Edelaysén	*	*	SM	BT1a	-0,3085	0,0337
25	EDELMAG	*	*	SM	BT1a	0,0894	0,0894
26	CODINER	*	*	SIC5	BT1a	-0,5561	0,0215
28	EDECSA	*	*	SIC2	BT1a	-0,0396	0,0331
28	EDECSA	*	*	SIC3	BT1a	0,0000	0,0329
29	CEC	*	*	SIC4	BT1a	0,0000	0,1212
31	LUZLINARES	*	*	SIC4	BT1a	-0,6573	0,0218
32	LUZPARRAL	*	*	SIC4	BT1a	-0,6333	0,0208
33	COPELEC	*	*	SIC4	BT1a	-0,5563	0,0206
34	COELCHA	*	*	SIC4	BT1a	-0,6742	0,0187
34	COELCHA	*	*	SIC5	BT1a	-0,6407	0,0187
35	SOCOEPA	*	*	SIC6	BT1a	-0,6464	0,0220
36	COOPREL	*	*	SIC6	BT1a	-0,8027	0,0198
39	Luz Osorno	*	*	SIC6	BT1a	-0,6724	0,0235
40	CRELL	*	*	SIC6	BT1a	-0,7688	0,0480
3	ELECDA SIC	*	*	SIC1	BT1a	0,1089	0,1089
3	ELECDA SING	*	*	SING	BT1a	0,0957	0,0957
23	SAESA	02101	Antofagasta	SIC1	BT1a	-0,3517	0,0290
23	SAESA	02104	Taltal	SIC1	BT1a	-0,3517	0,0290
22	FRONTEL	09115	Pucón	SIC5	BT1a	-0,4366	0,0238
22	FRONTEL	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT1a	-0,4706	0,0238
21	COOPELAN	08305	Mulchén	SIC4	BT1a	-0,6440	0,0325
28	EDECSA	13503	Curacaví	SIC2	BT1a	0,0000	0,1289
9	LITORAL	05602	Algarrobo	SIC2	BT1b	-0,0068	0,0527
9	LITORAL	05603	Cartagena	SIC2	BT1b	0,0000	0,0604
9	LITORAL	05102	Casablanca	SIC2	BT1b	-0,0068	0,0527
9	LITORAL	05604	El Quisco	SIC2	BT1b	-0,0068	0,0527
9	LITORAL	05605	El Tabo	SIC2	BT1b	-0,0068	0,0527
9	LITORAL	*	*	SIC2	BT1b	-0,0068	0,0355

* Todas aquellas comunas que no se encuentren individualizadas en la tabla y que sean suministradas por la respectiva empresa concesionaria en el sistema de subtransmisión indicado.

En particular, para las combinaciones individualizadas en la siguiente tabla se deben aplicar los factores señalados a continuación, sólo para los tipos de suministro indicados. Lo anterior, debido a que dado el nivel de precios de estas combinaciones, al considerar los factores de modulación de costos subterráneos,

establecidos en el numeral 7.11 del Decreto 11T/2016¹⁵, se hace necesario un determinar un FETR particular para resguardar los criterios establecidos en el artículo N° 191 de la Ley sobre las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales (no podrán superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo, considerando una muestra representativa) y sobre el efecto en las tarifas de los clientes residenciales que deban absorber las diferencias (que no podrán resultar superiores al promedio simple de éstas).

Tabla 18: Factores FETR

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Tipo de suministro	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR
							Fórmulas tarifarias residenciales
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	SIC2	BT_AS	BT1a	-0,1750
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	SIC2	BT_AS	BT1a	-0,1750
18	CGED	06113	Pichidegua	SIC4	BT_AS	BT1a	0,0420
18	CGED	07105	Maule	SIC4	BT_AS	BT1a	-0,1854
18	CGED	06101	Rancagua	SIC4	BT_AS	BT1a	0,0420
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	SIC2	BT_SA	BT1a	-0,2405
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	SIC2	BT_SS	BT1a	-0,3339

Las diferencias de facturación producto de la aplicación de los Factores de equidad tarifaria residencial (FETR) presentados en las tablas anteriores, serán calculadas por el Coordinador y serán incorporadas dentro de este mecanismo en la próxima fijación semestral de Precios de Nudo Promedio, en la medida en que dicha información se encuentre disponible a la fecha de cálculo.

¹⁵ Se establecen cuatro combinaciones para suministros BT:

- 1) BT_AA: Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea.
- 2) BT_SA: Caso 1: Cliente BT alimentado vía AT subterránea y BT aérea.
- 3) BT_AS: Caso 2: Cliente BT alimentado vía AT aérea y BT subterránea.
- 4) BT_SS: Caso 3: Cliente BT alimentado vía AT y BT subterránea.