

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y DE AJUSTES Y RECARGOS POR APLICACIÓN DEL MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

ENERO 2018

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	ANTECEDENTES	7
3.	PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO	9
4.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CONTRATOS A PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO (PNLP)	10
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	10
4.2	Procesos Licitatorios CHL 2006/02 y CHL 2006/02-2	12
4.3	Procesos Licitatorios CGED 2008/01, CHQ 2008/01 y CGED 2008/01-2	13
4.4	Proceso Licitatorio EMEL-SING 2008/01	14
4.5	Proceso Licitatorio CHQ 2010/01 y CHL 2010/01	16
4.6	Proceso Licitatorio SIC 2013/01	17
4.7	Proceso Licitatorio SIC 2013/03	20
4.8	Proceso Licitatorio SIC 2013/03-2	23
4.9	Proceso Licitatorio SIC 2015/02	26
4.10	Actualización de los PNLP	27
4.11	Valores de índices utilizados en el cálculo del precio a traspasar a cliente final	29
4.12	Precios de Nudo de Largo Plazo en Puntos de Oferta actualizados	31
5.	PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO	34
6.	PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN	35
6.1	Procedimiento de cálculo del Precio de Nudo de Energía Promedio (PNEP) por concesionaria y sus ajustes o recargos correspondientes	35
6.2	Precios de Nudo de Potencia Promedio	37
6.3	Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos por concesionaria	38
7.	PRECIOS A TRASPASAR A CLIENTES REGULADOS	42
8.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL	44
8.1	Capacidad Instalada de Generación por Comuna	44
8.1.1	Procedimiento de determinación de la capacidad instalada de cada comuna	45

8.2	Clientes Sometidos a Regulación de Precios por Comuna	45
8.3	Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar	46
9.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL	48
9.1	Energía Eléctrica Generada por comuna	48
9.1.1	Procedimiento de determinación de la energía eléctrica generada por comuna	49
9.2	Porcentaje de Aporte sobre la Energía Eléctrica Generada y descuento aplicable.....	49
10.	MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL	59
10.1	Procedimiento para cálculo del Promedio Simple	60
10.2	Identificación de Clientes	60
10.3	Procedimiento de Cálculo de Diferencias que deberán ser absorbidas ...	61
10.4	Factores de Equidad Tarifaria Residencial (FETR).....	61

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 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, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.928 y la 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 las Resoluciones Exentas N° 203 de

fecha 25 de abril de 2017, y N° 558, de fecha 06 de octubre 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, del mismo Ministerio.

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 Eléctrico Nacional, que para efectos del presente Informe Técnico corresponde a Polpaico 220 [kV].

Además, 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 mecanismo 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.

De igual forma, el presente informe ha considerado lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 668 de la Comisión, de fecha 21 de noviembre de 2017, que tiene por conformado, a partir del 21 de noviembre de 2017, el Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “SEN”, por interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos legales.

Por último, con el fin de obtener una debida consistencia con la fijación de otros cargos, esta Comisión, ha estimado procedente utilizar en el presente proceso de

fijación de precios de nudo promedio los sistemas de transmisión zonal que comenzarán a regir el 01 de enero de 2018. Por consiguiente, se procedió a realizar una homologación entre dichos sistemas y los sistemas de subtransmisión contenidos en el Decreto Supremo N° 14 del Ministerio de Energía, de 2012. Lo anterior se efectuó en base a los datos disponibles a la fecha en relación a las combinaciones “comuna-sistema de transmisión zonal”, esto es, la información obtenida en respuesta a la carta CNE N° 467, de 02 de agosto de 2016, mediante la cual se solicitó información a las empresas eléctricas sobre clientes regulados, en el marco de la publicación de la Ley N° 20.928, y lo establecido en el Decreto Exento N° 163, del Ministerio de Energía, de 14 de mayo de 2014, que determinó líneas y subestaciones eléctricas de subtransmisión del SIC y del SING.

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

PROCESO LICITATORIO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución
2006/01	CHL 2006/01	Enel Distribución, 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 Socoepe
2006/01-2	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Enel Distribución, Til – Til, Colina, Luz Andes, EEPA
2006/02-2	CHL 2006/02-2	Enel Distribución, 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	Enel Distribución, Til – Til, Colina, Luz Andes
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Enel Distribución, 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.
2013/03	SIC 2013/03	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til – Til, Edecsa, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral,

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.

PROCESO LICITATORIO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
		Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03-2	SIC 2013/03-2	CGE Distribución, Enel Distribución, 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, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til – Til, Edecsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepa, 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 septiembre de 2017, publicado por el Banco Central (625,54 [\$/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 de que un Punto de Suministro puede ser, a la vez, un Punto de Oferta.

En caso de 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 PNLP 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 cuál 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:

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{9m}}{CPI_{0_9m}} \right)$$

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:

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{9m}}{CPI_{0_9m}} \right)$$

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 “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) 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:

$$\begin{aligned}
 PNELP &= PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón_6m}{Carbón_0_6m} + a_2 \cdot \frac{Brent_6m}{Brent_0_6m} + a_3 \cdot \frac{PGNL_6m}{PGNL_0_6m} + a_4 \cdot \frac{CPI_6m}{CPI_0_6m} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^E}{f_{PtoCompra0}^E} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^E}{f_{PtoOferta0}^E} \right) \\
 PNPLP &= PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_6m}{CPI_0_6m} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)
 \end{aligned}$$

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.crsi.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].

Carbón₀_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_{0_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_{0_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:

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

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

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:

- Cárbon_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].
- Carbón₀_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].
- 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].
- 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.

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° 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:

$$RIAE = \left(\frac{R_contrato}{\text{Max}[R_total; I_total]} \right) \cdot \left[\left(\frac{Emisión_CO2}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (Imp_CO2 - Imp_CO2o) + \left(\frac{\sum_{j=1}^{NC} CDC_j \cdot Pob_j}{10} \right) \cdot \left[\left(\frac{Emisión_MP}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_MP - CSCpc_MPo) + \left(\frac{Emisión_NOX}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_NOX - CSCpc_NOXo) + \left(\frac{Emisión_SO2}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_SO2 - CSCpc_SO2o) \right] \right]$$

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_CO ₂ :	Emisiones anuales de dióxido de carbono (CO ₂) 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_CO ₂ :	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_CO ₂₀ :	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.
CDC _j :	Coeficiente 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_SO ₂ :	Emisiones anuales de dióxido de azufre (SO ₂) 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 _MPo: 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 _NOXo: 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 _SO₂o: 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 de 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 febrero 2017, marzo 2017 y julio de 2017, para los siguientes contratos:

Tabla 2: Indexaciones constatadas en base a revisión mensual

Proceso Licitatorio	Concesionaria	Mes indexación	Suministrador	Bloque
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, Emelat	Febrero 2017	Enel Generación	BB1
EMEL-SIC 2006/01-2	CGE Distribución, Elecda, 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
EMEL-SIC 2006/01-2	CGE Distribución, Elecda, Emelat	Julio 2017	Aes Gener	BB_Norte, BB_Sur

Se hace presente que, de acuerdo a la información actualmente disponible, este informe ha considerado las indexaciones correspondientes a los meses de febrero 2017, marzo 2017 y julio 2017 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 octubre de 2017, con motivo de la de fijación de precios de nudo de corto plazo establecidos en el Decreto N° 5T del Ministerio de Energía, de fecha 10 de agosto de 2017, en adelante “Decreto N° 5T”.

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 actualizados²

			Indexadores						Valor actual indices					
Licitación	Suministrador	Bloque	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			244,7860	483.5100	110,4900	244,7860		
CGED 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			244,7860	110,4900	2,8743	244,7860		
CHL 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				244,7860	110,4900	244,7860			
CHL 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			244,7860	110,4900	2,8743	244,7860		
CHL 2006/01	GUACOLDA	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				244,7860	110,4900	244,7860			
CHL 2006/01	AES GENER	BB2	CPI	CARBÓN	CPI				244,7860	110,4900	244,7860			
CHL 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			244,7860	110,4900	2,8743	244,7860		
CHQ 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				244,7860	110,4900	244,7860			
CHQ 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			244,7860	110,4900	2,8743	244,7860		
CHQ 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			244,7860	110,4900	2,8743	244,7860		
EMEL-SIC 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			244,7860	110,4900	2,8743	244,7860		
SAE 2006/01	COLBÚN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			244,7860	483.5100	110,4900	244,7860		
SAE 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			244,7860	110,4900	2,8743	244,7860		
SAE 2006/01	COLBÚN	BV1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			244,7860	483.5100	110,4900	244,7860		

² Cabe señalar que en virtud de las adjudicaciones realizadas en el proceso licitatorio SIC 2013/03-2° llamado, se considera que el contrato correspondiente a la empresa generadora Campanario con CGE Distribución, se encuentra cubierto a partir del año 2018 mediante la adjudicación del Bloque de Suministro N°3 de dicha licitación.

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
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB_Norte	CPI	CARBÓN					244,7860	110,4900				
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB_Sur	CPI	CARBÓN					244,7860	110,4900				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB1	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CHL 2006/02	ENDESA	BB1	CPI 6m	GNL 6m	CPI 6m				244,4000	2,9800	244,4000			
CHL 2006/02	COLBÚN	BB2	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB3	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CHL 2006/02	ENDESA	BB3	CPI 6m	GNL 6m	CPI 6m				244,4000	2,9800	244,4000			
CHL 2006/02-2	AES GENER	BB1	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CGED 2008/01	COLBÚN	BS1	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CGED 2008/01	M. REDONDO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CGED 2008/01	ENDESA	BS2	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CHQ 2008/01	AES GENER	BS1	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CHQ 2008/01	ENDESA	BS1	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CGED 2008/01-2	D. ALMAGRO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CGED 2008/01-2	ENDESA	BS1	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CGED 2008/01-2	M. REDONDO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CGED 2008/01-2	PUNTILLA	BS1	CPI 9m	CPI 9m					243,5580	243,5580				
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS4	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS4	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS4	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m			244,4000	112,9200	50,7900	244,4000		
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS5	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS5	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS5	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m			244,4000	112,9200	50,7900	244,4000		
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS6	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS6	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m			244,4000	112,9200	50,7900	244,4000		
CHL 2010/01	ENDESA	BS1	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m			244,4000	112,9200	50,7900	244,4000		
EMEL-SING 2009/01	E-CL	BS1	CPI 4m	GNL 4m	CPI 4m				244,7500	3,0500	244,7500			
SIC 2013/01	ENDESA	BS1	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	GNL 6m	CPI 6m		244,4000	112,9200	50,7900	2,9800	244,4000	
SIC 2013/01	PANGUIPULLI	BS1	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
SIC 2013/03	ENDESA	BS1	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	CHUNGUNGO	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	C. EL MORADO	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	SPV P4	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000

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
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	Pelumpén S.A.	BS2B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	Santiago Solar S.A.	BS2B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	244,4000	244,4000				0,0000
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
2015/02	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
2015/02	Iberecoica Cabo Leones I S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
2015/02	SCB II SpA	BS4B	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4B	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
2015/02	Amunche Solar SpA	BS4B	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
2015/02	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
2015/02	Iberecoica Cabo Leones I S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
SIC 2013/03-2	E-CL	BS3	CPI 6m	CPI 6m	Carbón 6m	GNL 6m			244,4000	244,4000	112,9200	2,9800		
SIC 2013/03-2	Acciona	BS3	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS3	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				
SIC 2013/03-2	CAREN	BS3	CPI 6m	CPI 6m					244,4000	244,4000				

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	74,078	8,6700	46,339	5.423,43
CGED 2006/01	BB1	ENDESA	59,809	8,6700	37,413	5.423,43
CHL 2006/01	BB1	AES GENER	81,856	8,6044	51,204	5.382,41

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]
CHL 2006/01	BB1	ENDESA	59,141	8,6044	36,995	5.382,41
CHL 2006/01	BB1	GUACOLDA	76,754	8,6044	48,013	5.382,41
CHL 2006/01	BB2	AES GENER	81,403	8,6044	50,921	5.382,41
CHL 2006/01	BB2	ENDESA	59,465	8,6044	37,198	5.382,41
CHQ 2006/01	BB1	AES GENER	81,730	8,6700	51,125	5.423,43
CHQ 2006/01	BB1	ENDESA	59,426	8,6700	37,173	5.423,43
CHQ 2006/01	BB2	ENDESA	58,402	8,6700	36,533	5.423,43
EMEL-SIC 2006/01	BB1	ENDESA	64,693	8,6700	40,468	5.423,43
SAE 2006/01	BB1	COLBÚN	70,741	8,6700	44,251	5.423,43
SAE 2006/01	BB1	ENDESA	54,772	8,6700	34,262	5.423,43
SAE 2006/01	BV1	COLBÚN	72,076	8,6700	45,086	5.423,43
EMEL-SIC 2006/01-2	BB Norte	AES GENER	95,900	8,6700	59,989	5.423,43
EMEL-SIC 2006/01-2	BB Sur	AES GENER	85,387	8,6700	53,413	5.423,43
CHL 2006/02	BB1	COLBÚN	69,291	8,5718	43,345	5.362,00
CHL 2006/02	BB1	ENDESA	57,951	8,5718	36,250	5.362,00
CHL 2006/02	BB2	COLBÚN	68,889	8,5718	43,093	5.362,00
CHL 2006/02	BB3	COLBÚN	68,523	8,5718	42,864	5.362,00
CHL 2006/02	BB3	ENDESA	57,951	8,5718	36,250	5.362,00
CHL 2006/02-2	BB1	AES GENER	77,805	8,5718	48,670	5.362,00
CGED 2008/01	BS1	COLBÚN	139,705	9,4037	87,391	5.882,40
CGED 2008/01	BS1	M. REDONDO	124,221	9,4037	77,705	5.882,40
CGED 2008/01	BS2	ENDESA	114,666	9,4037	71,728	5.882,40
CHQ 2008/01	BS1	AES GENER	99,389	9,4037	62,172	5.882,40
CHQ 2008/01	BS1	ENDESA	115,003	9,4037	71,939	5.882,40
CGED 2008/01-2	BS1	D. ALMAGRO	114,384	9,4037	71,552	5.882,40
CGED 2008/01-2	BS1	ENDESA	112,698	9,4037	70,497	5.882,40
CGED 2008/01-2	BS1	M. REDONDO	104,323	9,4037	65,258	5.882,40
CGED 2008/01-2	BS1	PUNTILLA	118,038	9,4037	73,838	5.882,40
CHQ 2010/01	BS4	PUYEHUE	97,837	10,0980	61,201	6.316,69
CHQ 2010/01	BS4	PANGUIPULLI	99,514	10,0980	62,250	6.316,69
CHQ 2010/01	BS4	ENDESA	92,444	10,0980	57,828	6.316,69
CHQ 2010/01	BS5	PUYEHUE	97,278	10,0980	60,851	6.316,69
CHQ 2010/01	BS5	PANGUIPULLI	99,514	10,0980	62,250	6.316,69
CHQ 2010/01	BS5	ENDESA	91,428	10,0980	57,192	6.316,69
CHQ 2010/01	BS6	PANGUIPULLI	98,396	10,0980	61,550	6.316,69
CHQ 2010/01	BS6	ENDESA	90,920	10,0980	56,874	6.316,69

			Precios Fijación vigente en punto de Oferta			
Licitación	Bloque	Suministrador	PNELP [US\$/MWh]	PNPLP [US\$/kW/mes]	PNELP [\$/kWh]	PNPLP [\$/kW/mes]
CHL 2010/01	BS1	ENDESA	92,393	10,0980	57,796	6.316,69
EMEL-SING 2008/01	BS1	E-CL	85,056	9,8025	53,206	6.131,84
SIC 2013/01	BS1	ENDESA	109,361	9,2057	68,410	5.758,54
SIC 2013/01	BS1	PANGUIPULLI	134,148	9,2057	83,915	5.758,54
SIC 2013/03	BS1	ENDESA	116,232	9,2545	72,708	5.789,08
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica Carén S.A.	114,166	9,1609	71,415	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	113,010	9,1609	70,692	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS1B	Chungungo S.A.	91,427	9,1609	57,191	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica Carén S.A.	114,166	9,1609	71,415	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	123,172	9,1609	77,049	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS1B	Energía Cerro El Morado S.A.	119,753	9,1609	74,910	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS1B	SPV P4 S.A.	100,950	9,1609	63,148	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica Carén S.A.	114,166	9,1609	71,415	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	123,172	9,1609	77,049	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS2A	San Juan SpA.	103,392	9,1609	64,676	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS2B	Pelumpén S.A.	87,317	9,1609	54,621	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS2B	Santiago Solar S.A.	82,060	9,1609	51,332	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS2C	San Juan SpA.	103,392	9,1609	64,676	5.730,54
2015/02	BS4A	Aela Generación S.A.	81,768	8,6170	51,149	5.390,30
2015/02	BS4A	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	99,991	8,6170	62,548	5.390,30
2015/02	BS4A	Iberecoica Cabo Leones I S.A.	87,621	8,6170	54,810	5.390,30
2015/02	BS4B	SCB II SpA	69,728	8,6170	43,617	5.390,30
2015/02	BS4B	Aela Generación S.A.	81,768	8,6170	51,149	5.390,30
2015/02	BS4B	Amunche Solar SpA	66,848	8,6170	41,816	5.390,30
2015/02	BS4C	Aela Generación S.A.	81,768	8,6170	51,149	5.390,30
2015/02	BS4C	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	99,991	8,6170	62,548	5.390,30
2015/02	BS4C	Iberecoica Cabo Leones I S.A.	97,929	8,6170	61,259	5.390,30
SIC 2013/03-2	BS3	E-CL	108,089	9,1609	67,614	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS3	Acciona	99,088	9,1609	61,984	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS3	San Juan SpA.	106,038	9,1609	66,331	5.730,54
SIC 2013/03-2	BS3	Empresa Eléctrica Carén S.A.	112,338	9,1609	70,272	5.730,54

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° 5T. Para la conversión de los Precios de Nudo de Corto Plazo a dólares, se utilizó el tipo de cambio de septiembre 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	8,8222	61,248	5.518,66	38,313
Lagunas 220	8,8038	61,302	5.507,10	38,347
Crucero 220	8,5925	60,142	5.374,93	37,621
Encuentro 220	8,5881	60,118	5.372,18	37,606
Atacama 220	8,5388	59,606	5.341,34	37,286
Diego de Almagro 220	8,0711	70,277	5.048,82	43,961
Carrera Pinto 220	8,1394	70,178	5.091,49	43,899
Cardones 220	8,2878	70,509	5.184,37	44,106
Maitencillo 220	8,0349	68,900	5.026,14	43,100
Punta Colorada 220	9,3851	71,070	5.870,76	44,457
Pan de Azúcar 220	8,8671	71,204	5.546,74	44,541
Los Vilos 220	8,8818	72,601	5.555,92	45,415
Nogales 220	8,6332	69,743	5.400,39	43,627
Quillota 220	8,6332	70,227	5.400,39	43,930
Polpaico 220	8,6211	69,623	5.392,83	43,552
Lampa 220	8,6651	69,167	5.420,37	43,267
Cerro Navia 220	8,6893	69,581	5.435,49	43,526
Chena 220	8,6634	68,872	5.419,29	43,082
Candelaria 220	8,5900	66,779	5.373,39	41,773
Colbun 220	8,3319	64,539	5.211,92	40,372
Alto Jahuel 220	8,5641	68,205	5.357,19	42,665
Melipilla 220	8,6910	70,016	5.436,57	43,798
Rapel 220	8,6599	70,066	5.417,13	43,829
Itahue 220	8,4303	66,562	5.273,48	41,637

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

NUDO	POTENCIA [US\$/kW/mes]	ENERGIA [US\$/MWh]	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]
Ancoa 220	8,3163	66,450	5.202,20	41,567
Charrua 220	8,1834	64,560	5.119,03	40,385
Hualpén 220	8,2516	64,378	5.161,69	40,271
Temuco 220	8,2533	65,479	5.162,77	40,960
Los Ciruelos 220	7,8770	58,465	4.927,40	36,572
Valdivia 220	7,8977	60,311	4.940,34	37,727
Barro Blanco 220	7,8166	60,003	4.889,60	37,534
Puerto Montt 220	7,9518	60,957	4.974,16	38,131
Lagunillas 220	8,2404	64,173	5.154,67	40,143

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 y en la Resolución Exenta N° 558 de la Comisión, de fecha 06 de octubre de 2017, que complementa y modifica la Resolución Exenta N° 778.
- 2. Cálculo de los precios de energía promedio de cada distribuidora en el punto de comparación.
- 3. Determinación del precio de energía promedio para el sistema eléctrico 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 del sistema 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 del sistema, 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 del sistema 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 del sistema.
- 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 el sistema se recaude 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 del sistema 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 del sistema 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 del sistema, 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 del sistema 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 Precios 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 SEN, 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 Referencia

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR* _{base en} Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
1	Emelari	95,479	5,00%
2	Eliqsa	95,479	5,00%
20	COOPERSOL	77,497	-14,78%
3	Elecda	95,479	5,00%
4	Emelat	95,479	5,00%
6	Chilquinta	95,479	5,00%
7	Conafe	95,479	5,00%
8	EMELCA	95,479	5,00%
9	Litoral	95,479	5,00%
10	Enel Distribución	82,728	-9,02%
12	Colina	82,751	-9,00%
13	TILTIL	81,659	-10,20%
14	EEPA	76,180	-16,22%
15	LUZANDES	82,704	-9,05%
18	CGE Distribución	95,479	5,00%
21	Coopelan	92,227	1,42%
22	Frontel	89,254	-1,85%
23	Saesa	95,479	5,00%
26	Codiner	92,723	1,97%
28	EDECSA	95,479	5,00%
29	CEC	89,383	-1,70%
31	LuzLinares	95,479	5,00%
32	LuzParral	95,479	5,00%
33	Copelec	89,748	-1,30%

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR* ^{base en} Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
34	Coelcha	95,479	5,00%
35	Socoepa	93,878	3,24%
36	Cooprel	95,479	5,00%
39	Luz Osorno	95,479	5,00%
40	Crell	95,479	5,00%
Precio Prom. Sist.		90,932	
Precio Prom. Sist.+5%		95,479	

6.3.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

Según lo establecido en el número 5.2 del artículo primero del Decreto Supremo de Precios de Nudo Promedio vigente, correspondiente al Decreto Supremo N° 3T de 2017, 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 febrero de 2017 y agosto de 2017. Conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 13° de la Resolución Exenta N° 778, incorporado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 203, de 2017, a partir del mes de abril de 2017, para efectos de determinar los niveles de precios fijados en el respectivo contrato, se consideran los precios de nudo de largo plazo, expresados en dólares, debidamente indexados, utilizando para su conversión a pesos, el tipo de cambio correspondiente al promedio mensual del dólar observado de los Estados Unidos de América del respectivo mes de facturación publicado por el Banco Central de Chile.

Finalmente, y en virtud de la información disponible, en esta fijación el cálculo del Cargo por excedente o déficit de recaudación (“CEDR”) considera la componente por concepto de las diferencias entre facturaciones reales respecto de las proyectadas, producidas en el período que va desde febrero de 2017 hasta agosto de 2017.

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 recaudación

Cod Dx	Distribuidora	Sistema	Saldo Facturación	Saldo AR	CEDR
			[M\$]	[M\$]	[\$/kWh]
1	Emelari	SEN	396,48	-	3,562
2	Eliqsa	SEN	722,56	-	3,562
20	COOPERSOL	SEN	0,53	-	3,562
3	Elecda	SEN	1.413,29	-	3,562
4	Emelat	SEN	2.811,89	-	3,562
6	Chilquinta	SEN	2.654,27	-	3,562
7	Conafe	SEN	3.130,94	-	3,562
8	EMELCA	SEN	3,07	-	3,562
9	Litoral	SEN	59,32	-	3,562
10	Enel Distribución	SEN	15.049,49	-	3,562
12	Colina	SEN	128,68	-	3,562
13	TILTIL	SEN	21,16	-	3,562
14	EEPA	SEN	640,00	-	3,562
15	LUZANDES	SEN	11,10	-	3,562
18	CGE Distribución	SEN	18.749,92	-	3,562
21	Coopelan	SEN	253,32	-	3,562
22	Frontel	SEN	3.222,27	-	3,562
23	Saesa	SEN	7.664,61	-	3,562
26	Codiner	SEN	332,73	-	3,562
28	EDECSA	SEN	16,29	-	3,562
29	CEC	SEN	438,47	-	3,562
31	LuzLinares	SEN	195,80	-	3,562
32	LuzParral	SEN	79,07	-	3,562
33	Copelec	SEN	384,45	-	3,562
34	Coelcha	SEN	120,31	-	3,562
35	Socoepa	SEN	- 37,47	-	3,562
36	Cooprel	SEN	220,87	-	3,562
39	Luz Osorno	SEN	785,97	-	3,562
40	Crell	SEN	312,96	-	3,562
Total SEN			59.782,34	-	

6.3.3 Precios de Nudo Promedio y ajustes o recargos

Los Precios de Nudo Promedio resultantes y los ajustes o recargos (AR*)⁵, determinados para cada empresa distribuidora a nivel generación se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 8: Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos

COD Dx	Empresa Distribuidora	PNPP [US\$/kW/mes]	PNPP [\$/kWh/mes]	PNEP [US\$/MWh]	PNEP [\$/kWh]	AR' [US\$/MWh]	AR' [\$/kWh]
1	Emelari	10,0547	6.289,62	86,618	54,183	3,066	1,918
2	Eliqsa	10,2415	6.406,47	87,626	54,814	2,064	1,291
20	COOPERSOL	8,8150	5.514,14	61,269	38,326	12,624	7,897
3	Elecda	9,7553	6.102,33	85,123	53,248	3,259	2,039
4	Emelat	8,9681	5.609,91	94,765	59,279	7,237	4,527
6	Chilquinta	9,3940	5.876,32	94,266	58,967	7,668	4,797
7	Conafe	9,1863	5.746,40	100,912	63,124	2,468	1,544
8	EMELCA	9,3950	5.876,95	105,599	66,056	-3,625	-2,268
9	Litoral	9,3206	5.830,41	93,891	58,733	8,031	5,024
10	Enel Distribución	8,8764	5.552,54	75,088	46,971	12,624	7,897
12	Colina	8,8948	5.564,05	75,409	47,171	12,624	7,897
13	TILTIL	8,7717	5.487,05	74,734	46,749	12,624	7,897
14	EEPA	8,6159	5.389,59	68,280	42,712	12,624	7,897
15	LUZANDES	8,8360	5.527,27	74,826	46,807	12,624	7,897
18	CGE Distribución	8,9357	5.589,64	100,927	63,134	-3,593	-2,248
21	Coopelan	8,6680	5.422,18	78,590	49,161	12,624	7,897
22	Frontel	9,0127	5.637,80	76,148	47,634	12,624	7,897
23	Saesa	9,5056	5.946,13	78,166	48,896	11,097	6,942
26	Codiner	9,5184	5.954,14	80,152	50,138	12,624	7,897
28	EDECSA	9,2277	5.772,30	96,697	60,488	5,278	3,302
29	CEC	8,9123	5.575,00	78,473	49,088	12,624	7,897
31	LuzLinares	9,0222	5.643,75	91,151	57,019	5,012	3,135
32	LuzParral	8,8417	5.530,84	90,498	56,610	4,885	3,056
33	Copelec	8,6417	5.405,73	76,457	47,827	12,624	7,897
34	Coelcha	8,7029	5.444,01	85,562	53,522	8,670	5,423
35	Socoepa	9,3574	5.853,43	74,306	46,481	12,624	7,897
36	Cooprel	8,9776	5.615,85	76,919	48,116	11,229	7,024

⁵ AR* corresponde al equivalente a nivel de transmisión nacional del AR aplicable a los clientes de las concesionarias en los puntos de inyección a distribución, definido en el punto 7 del presente informe.

COD	Empresa	PNPP	PNPP	PNEP	PNEP	AR'	AR'
Dx	Distribuidora	[US\$/kW/mes]	[\$/kWh/mes]	[US\$/MWh]	[\$/kWh]	[US\$/MWh]	[\$/kWh]
39	Luz Osorno	9,1603	5.730,13	79,439	49,692	8,720	5,455
40	Crell	9,1227	5.706,61	82,824	51,810	6,341	3,967

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, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, publicado en el Diario Oficial, con fecha 24 de agosto de 2017, en adelante “Decreto N° 11T”, se considerarán los precios de nudo promedio de energía y potencia en nivel de distribución para cada concesionaria y sistema de transmisión zonal.

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° 5T, 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° 612, de 30 de octubre 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.

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 SEN, 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 transmisión zonal, e incorporando el cargo AR que se indica, son los que se presentan a continuación.

Tabla 9: Precios en nivel distribución y AR

COD	Empresa	Sistema Trans.	AR_{base}	AR	Pe	Pp
Dx	Distribuidora	Zonal	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kW/mes)
1	EMELARI	STX A	-1,679	1,958	57,281	6.449,50
2	ELIQSA	STX A	-2,319	1,318	57,285	6.569,32
20	COOPERSOL	STX A	4,426	8,063	47,195	5.654,31
3	ELECDA	STX A	-1,556	2,082	56,450	6.257,45
3	ELECDA	STX B	-1,564	2,093	56,748	6.264,96
4	EMELAT	STX B	0,990	4,647	65,492	5.759,41
6	CHILQUINTA	STX C	1,265	4,915	65,334	6.030,51
7	CONAFE	STX B	-2,071	1,585	66,377	5.899,54
7	CONAFE	STX C	-2,068	1,582	66,260	5.897,19
8	EMELCA	STX C	-5,973	-2,324	65,358	6.031,16
9	LITORAL	STX C	1,498	5,148	65,327	5.983,40
10	Enel Distribución	STX C	4,440	8,087	56,190	5.695,26
10	Enel Distribución	STX D	4,391	7,999	55,577	5.629,05
12	COLINA	STX D	4,527	8,247	57,509	7.070,67
13	TILTIL	STX C	4,456	8,117	56,170	5.777,80
13	TILTIL	STX D	4,572	8,330	57,640	7.468,06
14	EEPA	STX D	4,391	7,999	51,263	5.463,86
15	LUZANDES	STX D	4,714	8,587	59,482	8.991,07
18	CGE distribución	STX D	-5,904	-2,285	61,880	5.682,38
18	CGE distribución	STX E	-6,024	-2,331	63,139	5.780,92
21	COOPELAN	STX E	4,479	8,160	58,958	5.596,25
22	FRONTEL	STX E	4,480	8,161	57,384	5.819,01
23	SAESA	STX B	3,469	7,125	57,313	6.104,59
23	SAESA	STX E	3,490	7,168	57,655	6.134,44
23	SAESA	STX F	3,461	7,108	57,830	6.141,44
26	CODINER	STX E	4,476	8,154	59,923	6.142,71
28	EDECSA	STX C	-0,267	3,383	65,360	5.923,77
29	CEC	STX E	4,506	8,209	59,235	5.773,69
31	LUZLINARES	STX E	-0,444	3,259	62,529	5.844,89
32	LUZPARRAL	STX E	-0,526	3,177	62,021	5.727,96
33	COPELEC	STX E	4,506	8,209	57,924	5.598,39
34	COELCHA	STX E	1,936	5,640	61,304	5.751,02
35	SOCOPEA	STX F	4,438	8,085	55,673	5.988,18
36	COOPREL	STX F	3,544	7,191	56,453	5.745,13
39	LUZ OSORNO	STX F	1,961	5,651	57,129	6.408,17
40	CRELL	STX F	0,420	4,110	57,779	6.381,85

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 el Sistema Interconectado.

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 al sistema eléctrico 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 31 de agosto de 2017. Dichos antecedentes fueron entregados por el Coordinador en respuesta a la solicitud realizada mediante la carta CNE N° 424, de fecha 13 de septiembre 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, el número de clientes sometidos a regulación de precios de cada comuna corresponderá al promedio de lo informado para los meses de mayo, junio y julio de 2017⁶.

8.3 Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar

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	3.390	926,93	35,00%
2	08308	Quilaco	1.476	1.775	831,59	35,00%
3	08314	Alto Biobío	1.191	1.440	826,78	35,00%
4	08302	Antuco	903	1.898	476,02	35,00%
5	06202	La Estrella	377	1.331	282,90	17,50%
6	03304	Huasco	751	3.891	193,09	17,50%
7	09205	Lonquimay	690	4.062	169,91	17,50%
8	02104	Taltal	588	3.869	151,86	17,50%
9	06203	Litueche	394	2.829	139,35	17,50%
10	07402	Colbún	1.186	8.830	134,32	17,50%
11	02301	Tocopilla	1.199	9.323	128,64	17,50%
12	03202	Diego de Almagro	348	3.455	100,82	17,50%
13	08311	Santa Bárbara	463	5.178	89,50	17,50%
14	08309	Quilleco	251	3.701	67,81	8,75%
15	13203	San José de Maipo	282	5.037	56,03	8,75%
16	06113	Pichidegua	377	6.860	54,96	8,75%
17	08303	Cabrero	600	11.019	54,50	8,75%
18	05105	Puchuncaví	820	15.687	52,27	8,75%
19	04202	Canela	168	3.429	49,08	8,75%
20	07109	San Clemente	834	17.168	48,60	8,75%
21	05501	Quillota	1.620	33.926	47,74	8,75%
22	06107	Las Cabras	377	9.808	38,40	8,75%
23	06110	Mostazal	267	8.066	33,09	8,75%
24	10304	Puyehue	119	4.399	26,98	8,75%

⁶ 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.

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
25	08415	Ránquil	61	2.596	23,50	8,75%
26	09209	Renaico	88	4.030	21,84	8,75%
27	04203	Los Vilos	239	11.168	21,42	8,75%
28	04104	La Higuera	41	1.958	20,98	8,75%
29	01405	Pica	44	2.179	20,16	8,75%
30	08102	Coronel	846	43.859	19,29	8,75%
31	10205	Dalcahue	101	5.580	18,10	8,75%
32	09110	Melipeuco	41	2.438	16,70	8,75%
33	05107	Quintero	255	15.706	16,25	8,75%
34	05703	Llailay	133	8.654	15,42	8,75%
35	03103	Tierra Amarilla	53	3.687	14,31	4,38%
36	06301	San Fernando	417	29.930	13,95	4,38%
37	03201	Chañaral	65	5.103	12,74	4,38%
38	03101	Copiapó	638	53.959	11,83	4,38%
39	15201	Putre	11	921	11,76	4,38%
40	06108	Machalí	212	18.618	11,39	4,38%
41	13128	Renca	462	40.951	11,28	4,38%
42	03301	Vallenar	204	18.274	11,17	4,38%
43	04301	Ovalle	441	41.702	10,58	4,38%
44	14204	Río Bueno	119	12.442	9,54	4,38%
45	05301	Los Andes	211	26.050	8,10	4,38%
46	07308	Teno	75	10.602	7,11	4,38%
47	10302	Puerto Octay	23	3.310	6,89	4,38%
48	08306	Nacimiento	66	9.663	6,80	4,38%
49	08304	Laja	59	9.095	6,52	4,38%
50	01401	Pozo Almonte	35	5.785	6,05	4,38%
51	06111	Olivar	22	3.797	5,79	4,38%
52	07408	Yerbas Buenas	37	6.558	5,63	4,38%
53	05304	San Esteban	40	7.164	5,56	4,38%
54	08421	Yungay	33	7.853	4,20	4,38%
55	14108	Panguipulli	59	14.270	4,14	4,38%
56	08202	Arauco	57	14.082	4,03	4,38%
57	08307	Negrete	14	3.459	3,99	4,38%
58	09202	Collipulli	33	8.872	3,72	4,38%
59	13202	Pirque	25	6.877	3,68	4,38%
60	01101	Iquique	229	63.110	3,63	4,38%
61	09108	Lautaro	50	13.924	3,58	4,38%
62	13303	Tiltil	20	6.005	3,36	4,38%
63	02201	Calama	158	48.756	3,24	4,38%
64	08201	Lebu	29	9.250	3,14	4,38%
65	14101	Valdivia	175	59.794	2,93	4,38%
66	06204	Marchihue	9	3.076	2,92	4,38%
67	05103	Concón	60	20.591	2,91	4,38%

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
68	10101	Puerto Montt	264	93.544	2,82	4,38%
69	04304	Punitaqui	12	4.408	2,72	4,38%
70	13301	Colina	117	43.988	2,67	4,38%
71	06116	Requínoa	21	8.054	2,63	4,38%
72	07102	Constitución	48	19.047	2,50	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 al Sistema Interconectado, 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 al Sistema Interconectado. Para efectos de este informe, se considera energía eléctrica generada por una central generadora aquella energía que ha inyectado al Sistema Interconectado entre los meses de

septiembre de 2016 a agosto 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 del Sistema Interconectado 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° 424, de fecha 13 de septiembre 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 SEN	Descuento Pe por RGL Adicional (%)
1	02102	Mejillones	12.065	16,63%	25%
2	05501	Quillota	8.536	11,76%	20%
3	05105	Puchuncaví	5.981	8,24%	15%
4	08102	Coronel	5.866	8,08%	15%
5	02301	Tocopilla	4.442	6,12%	15%
6	03304	Huasco	3.889	5,36%	15%

Para clientes regulados pertenecientes al SEN, 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 transmisión zonal, 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° 612, de 30 de octubre 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	STX A	*	*	-1,679	1,958	0,961	0,961	58,242	6.449,50
2	ELIQSA	STX A	01101	Iquique	-2,319	1,318	-2,509	-2,509	54,776	6.569,32
2	ELIQSA	STX A	01405	Pica	-2,319	1,318	-5,012	-5,012	52,273	6.569,32
2	ELIQSA	STX A	01401	Pozo Almonte	-2,319	1,318	-2,509	-2,509	54,776	6.569,32
2	ELIQSA	STX A	*	*	-2,319	1,318	0,961	0,961	58,246	6.569,32
3	ELECDA	STX A	02201	Calama	-1,556	2,082	-2,473	-2,473	53,977	6.257,45
3	ELECDA	STX A	02102	Mejillones	-1,556	2,082	-33,870	-33,870	22,580	6.257,45
3	ELECDA	STX A	02301	Tocopilla	-1,556	2,082	-18,346	-18,346	38,104	6.257,45
3	ELECDA	STX A	*	*	-1,556	2,082	0,947	0,947	57,397	6.257,45
3	ELECDA	STX B	02104	Taltal	-1,564	2,093	-9,931	-9,931	46,817	6.264,96
3	ELECDA	STX B	*	*	-1,564	2,093	0,952	0,952	57,700	6.264,96
4	EMELAT	STX B	03201	Chañaral	0,990	4,647	-2,869	-2,869	62,623	5.759,41
4	EMELAT	STX B	03101	Copiapó	0,990	4,647	-2,869	-2,869	62,623	5.759,41

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)
4	EMELAT	STX B	03202	Diego de Almagro	0,990	4,647	-11,461	-11,461	54,031	5.759,41
4	EMELAT	STX B	03304	Huasco	0,990	4,647	-21,285	-21,285	44,207	5.759,41
4	EMELAT	STX B	03103	Tierra Amarilla	0,990	4,647	-2,869	-2,869	62,623	5.759,41
4	EMELAT	STX B	03301	Vallenar	0,990	4,647	-2,869	-2,869	62,623	5.759,41
4	EMELAT	STX B	*	*	0,990	4,647	1,099	1,099	66,591	5.759,41
6	CHILQUINTA	STX C	05103	Concón	1,265	4,915	-2,862	-2,862	62,472	6.030,51
6	CHILQUINTA	STX C	05703	Llaillay	1,265	4,915	-5,717	-5,717	59,617	6.030,51
6	CHILQUINTA	STX C	05301	Los Andes	1,265	4,915	-2,862	-2,862	62,472	6.030,51
6	CHILQUINTA	STX C	05105	Puchuncaví	1,265	4,915	-15,517	-15,517	49,817	6.030,51
6	CHILQUINTA	STX C	05501	Quillota	1,265	4,915	-18,784	-18,784	46,550	6.030,51
6	CHILQUINTA	STX C	05107	Quintero	1,265	4,915	-5,717	-5,717	59,617	6.030,51
6	CHILQUINTA	STX C	05304	San Esteban	1,265	4,915	-2,862	-2,862	62,472	6.030,51
6	CHILQUINTA	STX C	*	*	1,265	4,915	1,096	1,096	66,430	6.030,51
7	CONAFE	STX B	04202	Canela	-2,071	1,585	-5,808	-5,808	60,569	5.899,54
7	CONAFE	STX B	04104	La Higuera	-2,071	1,585	-5,808	-5,808	60,569	5.899,54
7	CONAFE	STX B	04203	Los Vilos	-2,071	1,585	-5,808	-5,808	60,569	5.899,54
7	CONAFE	STX B	04301	Ovalle	-2,071	1,585	-2,907	-2,907	63,470	5.899,54
7	CONAFE	STX B	05105	Puchuncaví	-2,071	1,585	-15,765	-15,765	50,612	5.899,54
7	CONAFE	STX B	04304	Punitaqui	-2,071	1,585	-2,907	-2,907	63,470	5.899,54
7	CONAFE	STX B	*	*	-2,071	1,585	1,113	1,113	67,490	5.899,54
7	CONAFE	STX C	*	*	-2,068	1,582	1,112	1,112	67,372	5.897,19
8	EMELCA	STX C	*	*	-5,973	-2,324	1,096	1,096	66,454	6.031,16
9	LITORAL	STX C	*	*	1,498	5,148	1,096	1,096	66,423	5.983,40
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX C	13303	Tiltil	4,440	8,087	-2,461	-2,461	53,729	5.695,26
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX C	*	*	4,440	8,087	0,943	0,943	57,133	5.695,26
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13301	Colina	4,391	7,999	-2,434	-2,434	53,143	5.629,05
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13128	Renca	4,391	7,999	-2,434	-2,434	53,143	5.629,05
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13303	Tiltil	4,391	7,999	-2,434	-2,434	53,143	5.629,05
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	*	*	4,391	7,999	0,932	0,932	56,509	5.629,05
12	EEC	STX D	13301	Colina	4,527	8,247	-2,519	-2,519	54,990	7.070,67
12	EEC	STX D	*	*	4,527	8,247	0,965	0,965	58,474	7.070,67
13	TIL TIL	STX C	05703	Llaillay	4,456	8,117	-4,915	-4,915	51,255	5.777,80
13	TIL TIL	STX C	13303	Tiltil	4,456	8,117	-2,460	-2,460	53,710	5.777,80
13	TIL TIL	STX C	*	*	4,456	8,117	0,942	0,942	57,112	5.777,80
13	TIL TIL	STX D	13303	Tiltil	4,572	8,330	-2,525	-2,525	55,115	7.468,06
13	TIL TIL	STX D	*	*	4,572	8,330	0,967	0,967	58,607	7.468,06
14	EEPA	STX D	*	*	4,391	7,999	0,860	0,860	52,123	5.463,86
15	LUZ ANDES	STX D	*	*	4,714	8,587	0,998	0,998	60,480	8.991,07
18	CGED	STX D	06107	Las Cabras	-5,904	-2,285	-5,414	-5,414	56,466	5.682,38
18	CGED	STX D	06113	Pichidegua	-5,904	-2,285	-5,414	-5,414	56,466	5.682,38
18	CGED	STX D	13202	Pirque	-5,904	-2,285	-2,710	-2,710	59,170	5.682,38
18	CGED	STX D	13203	San José de Maipo	-5,904	-2,285	-5,414	-5,414	56,466	5.682,38
18	CGED	STX D	*	*	-5,904	-2,285	1,038	1,038	62,918	5.682,38
18	CGED	STX E	07402	Colbún	-6,024	-2,331	-11,049	-11,049	52,090	5.780,92

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)
18	CGED	STX E	07102	Constitución	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	08102	Coronel	-6,024	-2,331	-14,996	-14,996	48,143	5.780,92
18	CGED	STX E	06202	La Estrella	-6,024	-2,331	-11,049	-11,049	52,090	5.780,92
18	CGED	STX E	06107	Las Cabras	-6,024	-2,331	-5,525	-5,525	57,614	5.780,92
18	CGED	STX E	09108	Lautaro	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	06203	Litueche	-6,024	-2,331	-11,049	-11,049	52,090	5.780,92
18	CGED	STX E	06108	Machalí	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	06204	Marchihue	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	06110	Mostazal	-6,024	-2,331	-5,525	-5,525	57,614	5.780,92
18	CGED	STX E	06111	Olivar	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	06113	Pichidegua	-6,024	-2,331	-5,525	-5,525	57,614	5.780,92
18	CGED	STX E	08415	Ránquil	-6,024	-2,331	-5,525	-5,525	57,614	5.780,92
18	CGED	STX E	06116	Requínoa	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	07109	San Clemente	-6,024	-2,331	-5,525	-5,525	57,614	5.780,92
18	CGED	STX E	06301	San Fernando	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	07308	Teno	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	07408	Yerbas Buenas	-6,024	-2,331	-2,765	-2,765	60,374	5.780,92
18	CGED	STX E	*	*	-6,024	-2,331	1,059	1,059	64,198	5.780,92
20	COOPERSOL	STX A	15201	Putre	4,426	8,063	-2,067	-2,067	45,128	5.654,31
20	COOPERSOL	STX A	*	*	4,426	8,063	0,792	0,792	47,987	5.654,31
21	COOPELAN	STX E	08304	Laja	4,479	8,160	-2,582	-2,582	56,376	5.596,25
21	COOPELAN	STX E	08309	Quilleco	4,479	8,160	-5,159	-5,159	53,799	5.596,25
21	COOPELAN	STX E	08311	Santa Bárbara	4,479	8,160	-10,318	-10,318	48,640	5.596,25
21	COOPELAN	STX E	*	*	4,479	8,160	0,989	0,989	59,947	5.596,25
22	FRONTEL	STX E	08314	Alto Biobío	4,480	8,161	-20,084	-20,084	37,300	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08302	Antuco	4,480	8,161	-20,084	-20,084	37,300	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08202	Arauco	4,480	8,161	-2,513	-2,513	54,871	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08303	Cabrero	4,480	8,161	-5,021	-5,021	52,363	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	09202	Collipulli	4,480	8,161	-2,513	-2,513	54,871	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08102	Coronel	4,480	8,161	-13,629	-13,629	43,755	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08304	Laja	4,480	8,161	-2,513	-2,513	54,871	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	09108	Lautaro	4,480	8,161	-2,513	-2,513	54,871	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08201	Lebu	4,480	8,161	-2,513	-2,513	54,871	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	09205	Lonquimay	4,480	8,161	-10,042	-10,042	47,342	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	09110	Melipeuco	4,480	8,161	-5,021	-5,021	52,363	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08306	Nacimiento	4,480	8,161	-2,513	-2,513	54,871	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08307	Negrete	4,480	8,161	-2,513	-2,513	54,871	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08308	Quilaco	4,480	8,161	-20,084	-20,084	37,300	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08309	Quilleco	4,480	8,161	-5,021	-5,021	52,363	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08415	Ránquil	4,480	8,161	-5,021	-5,021	52,363	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	09209	Renaico	4,480	8,161	-5,021	-5,021	52,363	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08311	Santa Bárbara	4,480	8,161	-10,042	-10,042	47,342	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	08421	Yungay	4,480	8,161	-2,513	-2,513	54,871	5.819,01
22	FRONTEL	STX E	*	*	4,480	8,161	0,963	0,963	58,347	5.819,01

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)
23	SAESA	STX B	02104	Taltal	3,469	7,125	-10,030	-10,030	47,283	6.104,59
23	SAESA	STX B	*	*	3,469	7,125	0,961	0,961	58,274	6.104,59
23	SAESA	STX E	14108	Panguipulli	3,490	7,168	-2,525	-2,525	55,130	6.134,44
23	SAESA	STX E	14204	Río Bueno	3,490	7,168	-2,525	-2,525	55,130	6.134,44
23	SAESA	STX E	14101	Valdivia	3,490	7,168	-2,525	-2,525	55,130	6.134,44
23	SAESA	STX E	*	*	3,490	7,168	0,967	0,967	58,622	6.134,44
23	SAESA	STX F	10205	Dalcahue	3,461	7,108	-5,060	-5,060	52,770	6.141,44
23	SAESA	STX F	14108	Panguipulli	3,461	7,108	-2,533	-2,533	55,297	6.141,44
23	SAESA	STX F	10101	Puerto Montt	3,461	7,108	-2,533	-2,533	55,297	6.141,44
23	SAESA	STX F	10302	Puerto Octay	3,461	7,108	-2,533	-2,533	55,297	6.141,44
23	SAESA	STX F	10304	Puyehue	3,461	7,108	-5,060	-5,060	52,770	6.141,44
23	SAESA	STX F	14204	Río Bueno	3,461	7,108	-2,533	-2,533	55,297	6.141,44
23	SAESA	STX F	14101	Valdivia	3,461	7,108	-2,533	-2,533	55,297	6.141,44
23	SAESA	STX F	*	*	3,461	7,108	0,970	0,970	58,800	6.141,44
26	CODINER	STX E	09108	Lautaro	4,476	8,154	-2,625	-2,625	57,298	6.142,71
26	CODINER	STX E	*	*	4,476	8,154	1,005	1,005	60,928	6.142,71
28	EDECSA	STX C	*	*	-0,267	3,383	1,096	1,096	66,456	5.923,77
29	CEC	STX E	07308	Teno	4,506	8,209	-2,594	-2,594	56,641	5.773,69
29	CEC	STX E	*	*	4,506	8,209	0,994	0,994	60,229	5.773,69
31	LUZ LINARES	STX E	07402	Colbún	-0,444	3,259	-10,943	-10,943	51,586	5.844,89
31	LUZ LINARES	STX E	07102	Constitución	-0,444	3,259	-2,739	-2,739	59,790	5.844,89
31	LUZ LINARES	STX E	07408	Yerbas Buenas	-0,444	3,259	-2,739	-2,739	59,790	5.844,89
31	LUZ LINARES	STX E	*	*	-0,444	3,259	1,049	1,049	63,578	5.844,89
32	LUZ PARRAL	STX E	*	*	-0,526	3,177	1,040	1,040	63,061	5.727,96
33	COPELEC	STX E	08415	Ránquil	4,506	8,209	-5,068	-5,068	52,856	5.598,39
33	COPELEC	STX E	*	*	4,506	8,209	0,972	0,972	58,896	5.598,39
34	COELCHA	STX E	08314	Alto Biobío	1,936	5,640	-21,456	-21,456	39,848	5.751,02
34	COELCHA	STX E	08303	Cabrero	1,936	5,640	-5,364	-5,364	55,940	5.751,02
34	COELCHA	STX E	08306	Nacimiento	1,936	5,640	-2,685	-2,685	58,619	5.751,02
34	COELCHA	STX E	08309	Quilleco	1,936	5,640	-5,364	-5,364	55,940	5.751,02
34	COELCHA	STX E	08421	Yungay	1,936	5,640	-2,685	-2,685	58,619	5.751,02
34	COELCHA	STX E	*	*	1,936	5,640	1,028	1,028	62,332	5.751,02
35	SOCOEPA	STX F	14108	Panguipulli	4,438	8,085	-2,438	-2,438	53,235	5.988,18
35	SOCOEPA	STX F	*	*	4,438	8,085	0,934	0,934	56,607	5.988,18
36	COOPREL	STX F	14204	Río Bueno	3,544	7,191	-2,473	-2,473	53,980	5.745,13
36	COOPREL	STX F	*	*	3,544	7,191	0,947	0,947	57,400	5.745,13
39	LUZ OSORNO	STX F	10302	Puerto Octay	1,961	5,651	-2,502	-2,502	54,627	6.408,17
39	LUZ OSORNO	STX F	10304	Puyehue	1,961	5,651	-4,999	-4,999	52,130	6.408,17
39	LUZ OSORNO	STX F	14204	Río Bueno	1,961	5,651	-2,502	-2,502	54,627	6.408,17
39	LUZ OSORNO	STX F	*	*	1,961	5,651	0,958	0,958	58,087	6.408,17
40	CRELL	STX F	10101	Puerto Montt	0,420	4,110	-2,531	-2,531	55,248	6.381,85
40	CRELL	STX F	*	*	0,420	4,110	0,969	0,969	58,748	6.381,85

* Todas aquellas comunas que no se encuentren individualizadas en la tabla y que son suministradas por la respectiva empresa concesionaria en el sistema de transmisión zonal 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° 425, de fecha 13 de septiembre de 2017, en lo referente a la completitud de las combinaciones de comunas donde, a agosto de 2017, tienen clientes regulados.

Para las empresas distribuidoras cuyas zonas de concesión comprenden más de un sistema de transmisión zonal, 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 transmisión zonal, según la clasificación que se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 15: Comunas por sistema de transmisión zonal

Concesionaria	Comunas	STX
CEC	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
CGE DISTRIBUCIÓN	Calera De Tango	STX D
	Curacavi	STX D
	El Bosque	STX D
	La Pintana	STX D
	Padre Hurtado	STX D
	Pirque	STX D
	Puente Alto	STX D
	San Bernardo	STX D
	San Jose De Maipo	STX D
	Alhue	STX E
	Cartagena	STX E
	Cauquenes	STX E
	Chanco	STX E
	Chepica	STX E
	Chiguayante	STX E
	Chillan	STX E
	Chillan Viejo	STX E
	Chimbarongo	STX E
	Cobquecura	STX E

Concesionaria	Comunas	STX
	Codegua	STX E
	Coelemu	STX E
	Coihueco	STX E
	Coinco	STX E
	Colbun	STX E
	Coltauco	STX E
	Concepcion	STX E
	Constitucion	STX E
	Coronel	STX E
	Curarrehue	STX E
	Curepto	STX E
	Curico	STX E
	Doñihue	STX E
	El Monte	STX E
	Empedrado	STX E
	Florida	STX E
	Freire	STX E
	Graneros	STX E
	Hualañe	STX E
	Hualpen	STX E
	Hualqui	STX E
	Isla De Maipo	STX E
	La Estrella	STX E
	Lautaro	STX E
	Licanten	STX E
	Linares	STX E
	Litueche	STX E
	Lolol	STX E
	Loncoche	STX E
	Longavi	STX E
	Los Angeles	STX E
	Machali	STX E
	Malloa	STX E
	Marchihue	STX E
	Maule	STX E
	Melipilla	STX E

Concesionaria	Comunas	STX
	Molina	STX E
	Mostazal	STX E
	Mulchen	STX E
	Nancagua	STX E
	Navidad	STX E
	Ninhue	STX E
	Ñiquen	STX E
	Olivar	STX E
	Padre Las Casas	STX E
	Palmilla	STX E
	Paredones	STX E
	Parral	STX E
	Pelarco	STX E
	Pelluhue	STX E
	Pencahue	STX E
	Penco	STX E
	Peralillo	STX E
	Peumo	STX E
	Pichilemu	STX E
	Pinto	STX E
	Pitrufulquen	STX E
	Placilla	STX E
	Portezuelo	STX E
	Pucon	STX E
	Pumanque	STX E
	Quinta De Tilcoco	STX E
	Quirihue	STX E
	Rancagua	STX E
	Ranquil	STX E
	Rauco	STX E
	Rengo	STX E
	Requinoa	STX E
	Retiro	STX E
	Rio Claro	STX E
	Romeral	STX E
	Sagrada Familia	STX E

Concesionaria	Comunas	STX
	San Antonio	STX E
	San Carlos	STX E
	San Clemente	STX E
	San Fabian	STX E
	San Fernando	STX E
	San Javier	STX E
	San Nicolas	STX E
	San Pedro	STX E
	San Pedro De La Paz	STX E
	San Rafael	STX E
	San Vicente	STX E
	Santa Cruz	STX E
	Santo Domingo	STX E
	Talca	STX E
	Talcahuano	STX E
	Temuco	STX E
	Teno	STX E
	Tome	STX E
	Treguaco	STX E
	Vichuquen	STX E
	Vilcun	STX E
	Villa Alegre	STX E
	Villarrica	STX E
	Yerbas Buenas	STX E
	Buin	STX D y STX E
	Las Cabras	STX D y STX E
	Maria Pinto	STX D y STX E
	Paine	STX D y STX E
	Peñaflor	STX D y STX E
	Pichidegua	STX D y STX E
	Talagante	STX D y STX E
ENEL DISTRIBUCIÓN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Til til	STX D
	Til Til	STX C y STX D
CHILQUINTA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX C

Concesionaria	Comunas	STX
CODINER	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
CONAFE	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Valparaíso, Viña del Mar y Quilpué	STX B
	Valparaíso, Viña del Mar y Quilpué	STX C
COPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
COOPERSOL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX A
COOPREL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX F
COPELEC	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
CRELL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX F
EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX C
COLINA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX D
EEPA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX D
ELECDA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Tal Tal	STX A
	Tal Tal	STX B
ELIQSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX A
EMELARI	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX A
EMELAT	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX B
EMELCA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX C
FRONTEL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
LITORAL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX C
LUZ ANDES	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX D
LUZ OSORNO	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX F
LUZ LINARES	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
LUZ PARRAL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Tal Tal, Antofagasta, Gorbea, Lanco, Loncoche, Los lagos, Mariquina, Panguipulli, Rio bueno, Toltén, Valdivia y Villarica	STX F
	Antofagasta y Tal Tal	STX B
	Gorbea	STX E
	Lanco, Loncoche, Los lagos, Mariquina, Panguipulli, Rio bueno, Toltén, Valdivia y Villarica	STX E y STX F
SOCOEPA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX F
TIL TIL	Llaillay	STX C
	Til-Til	STX C y STX D

*En el caso de las comunas que están asociadas a dos o más sistemas de transmisión zonal, 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 consumo⁷

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%

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 Eléctrico Nacional, conforme a lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 556 de la Comisión, de fecha 06 de octubre de 2017.

⁷ Corresponde al consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior.

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 comuna⁸, tipo de suministro, opción tarifaria, sistema de transmisión zonal 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 agosto 2017.
- Se construye una cuenta BT1⁹ en base a un consumo tipo de 180 kWh para cada combinación distribuidora/sector¹⁰/sistema de transmisión zonal 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 de transmisión zonal 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

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 de transmisión zonal 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.

⁸ 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.

⁹ Para este ejercicio se consideran como usuarios residenciales a aquellos clientes que se encuentran dentro de la opción tarifaria BT1.

¹⁰ 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.

- 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 de transmisión zonal/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 transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
29	CEC	07301	Curicó	STX E	BT1a	0,0000	0,0887
29	CEC	07304	Molina	STX E	BT1a	0,0000	0,0887
29	CEC	*	*	STX E	BT1a	0,0000	0,0887
29	CEC	07306	Romeral	STX E	BT1a	0,0000	0,0887
29	CEC	07308	Teno	STX E	BT1a	0,0000	0,0887
18	CGED	13502	Alhué	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	13402	Buin	STX D	BT1a	0,0855	0,0855
18	CGED	13402	Buin	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	13403	Calera de Tango	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	05603	Cartagena	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07201	Cauquenes	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07202	Chanco	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06302	Chépica	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	08103	Chiguayante	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	08401	Chillán	STX E	BT1a	0,0000	0,0803
18	CGED	08406	Chillán Viejo	STX E	BT1a	0,0000	0,0900
18	CGED	06303	Chimbarongo	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	08403	Cobquecura	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06102	Codegua	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	08404	Coelemu	STX E	BT1a	-0,2361	0,0839
18	CGED	08405	Coihueco	STX E	BT1a	-0,2333	0,0443
18	CGED	06103	Coinco	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	07402	Colbún	STX E	BT1a	-0,0919	0,0549
18	CGED	06104	Coltauco	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	08101	Concepción	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	07102	Constitución	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	08102	Coronel	STX E	BT1a	0,0000	0,1165
18	CGED	13503	Curacaví	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	09104	Curarrehue	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	07103	Curepto	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07301	Curicó	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06105	Doñihue	STX E	BT1a	0,1054	0,1054

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	13105	El Bosque	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	13602	El Monte	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07104	Empedrado	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,3743	0,1643
18	CGED	09105	Freire	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	06106	Graneros	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	07302	Hualañé	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	08112	Hualpén	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,0603	0,0610
18	CGED	13603	Isla de Maipo	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06202	La Estrella	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	13112	La Pintana	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	06107	Las Cabras	STX D	BT1a	0,0997	0,0997
18	CGED	06107	Las Cabras	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	09108	Lautaro	STX E	BT1a	-0,0830	0,0774
18	CGED	07303	Licantén	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07401	Linares	STX E	BT1a	0,0000	0,0656
18	CGED	06203	Litueche	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06304	Lolol	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	09109	Loncoche	STX E	BT1a	-0,0806	0,0667
18	CGED	07403	Longaví	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	0,0000	0,0824
18	CGED	06108	Machalí	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06109	Malloa	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06204	Marchihue	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	13504	María Pinto	STX D	BT1a	0,0855	0,0855
18	CGED	13504	María Pinto	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07105	Maule	STX E	BT1a	-0,0049	0,0655
18	CGED	13501	Melipilla	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07304	Molina	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06110	Mostazal	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	08305	Mulchén	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	06305	Nancagua	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06205	Navidad	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	08408	Ninhue	STX E	BT1a	-0,3575	0,0469
18	CGED	08409	Ñiquén	STX E	BT1a	-0,0589	0,0431

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	06111	Olivar	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	*	*	STX D	BT1a	0,0349	0,0349
18	CGED	*	*	STX E	BT1a	0,0000	0,0348
18	CGED	13604	Padre Hurtado	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	-0,0830	0,0774
18	CGED	13404	Paine	STX D	BT1a	0,0997	0,0997
18	CGED	13404	Paine	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06306	Palmilla	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06206	Paredones	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07404	Parral	STX E	BT1a	-0,0919	0,0549
18	CGED	07106	Pelarco	STX E	BT1a	0,0791	0,0791
18	CGED	07203	Pelluhue	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07107	Pencahue	STX E	BT1a	-0,0049	0,0655
18	CGED	08107	Penco	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	13605	Peñaflor	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	13605	Peñaflor	STX E	BT1a	0,2145	0,2145
18	CGED	06307	Peralillo	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06112	Peumo	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06113	Pichidegua	STX D	BT1a	0,0997	0,0997
18	CGED	06113	Pichidegua	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06201	Pichilemu	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	08411	Pinto	STX E	BT1a	-0,0529	0,0514
18	CGED	13202	Pirque	STX D	BT1a	0,0997	0,0997
18	CGED	09114	Pitrufquén	STX E	BT1a	-0,0830	0,0774
18	CGED	06308	Placilla	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	08412	Portezuelo	STX E	BT1a	-0,0529	0,0514
18	CGED	09115	Pucón	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	13201	Puente Alto	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	06309	Pumanque	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06114	Quinta de Tilcoco	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	08414	Quirihue	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	06101	Rancagua	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	08415	Ránquil	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07305	Rauco	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06115	Rengo	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06116	Requínoa	STX E	BT1a	0,1054	0,1054

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	07405	Retiro	STX E	BT1a	-0,0919	0,0549
18	CGED	07108	Río Claro	STX E	BT1a	-0,0049	0,0655
18	CGED	07306	Romeral	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	07307	Sagrada Familia	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	05601	San Antonio	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	13401	San Bernardo	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	08416	San Carlos	STX E	BT1a	-0,0813	0,0864
18	CGED	07109	San Clemente	STX E	BT1a	-0,0919	0,0549
18	CGED	08417	San Fabián	STX E	BT1a	-0,0529	0,0514
18	CGED	06301	San Fernando	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	07406	San Javier	STX E	BT1a	-0,0480	0,0714
18	CGED	13203	San José de Maipo	STX D	BT1a	0,1072	0,1072
18	CGED	08419	San Nicolás	STX E	BT1a	-0,2333	0,0443
18	CGED	13505	San Pedro	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	07110	San Rafael	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06117	San Vicente	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	06310	Santa Cruz	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	05606	Santo Domingo	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	13601	Talagante	STX D	BT1a	0,0855	0,0855
18	CGED	13601	Talagante	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	07101	Talca	STX E	BT1a	0,0000	0,0903
18	CGED	08110	Talcahuano	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	09101	Temuco	STX E	BT1a	0,0000	0,0810
18	CGED	07308	Teno	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
18	CGED	08111	Tomé	STX E	BT1a	0,1120	0,1120
18	CGED	08420	Treguaco	STX E	BT1a	-0,0529	0,0514
18	CGED	07309	Vichuquén	STX E	BT1a	0,0000	0,0877
18	CGED	09119	Vilcún	STX E	BT1a	0,0930	0,0930
18	CGED	07407	Villa Alegre	STX E	BT1a	-0,0605	0,0662
18	CGED	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,0806	0,0667
18	CGED	07408	Yerbas Buenas	STX E	BT1a	0,1054	0,1054
6	CHILQUINTA	05502	Calera	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05302	Calle Larga	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05603	Cartagena	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
6	CHILQUINTA	05702	Catemu	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05103	Concón	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05605	El Tabo	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05503	Hijuelas	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05802	Limache	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05703	Llaillay	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05301	Los Andes	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05803	Olmué	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	*	*	STX C	BT1a	-0,0480	0,0734
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05705	Putendo	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05801	Quilpué	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05303	Rinconada	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05601	San Antonio	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05304	San Esteban	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05701	San Felipe	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05706	Santa María	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05804	Villa Alemana	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	STX C	BT1a	-0,0225	0,0734
26	CODINER	09103	Cunco	STX E	BT1a	-0,6084	0,0294
26	CODINER	09203	Curacautín	STX E	BT1a	-0,5377	0,0423
26	CODINER	09204	Ercilla	STX E	BT1a	-0,6084	0,0294
26	CODINER	09105	Freire	STX E	BT1a	-0,5377	0,0423
26	CODINER	09106	Galvarino	STX E	BT1a	-0,5377	0,0423
26	CODINER	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,5377	0,0423
26	CODINER	09108	Lautaro	STX E	BT1a	-0,5299	0,0311
26	CODINER	09109	Loncoche	STX E	BT1a	-0,4488	0,0185
26	CODINER	09111	Nueva Imperial	STX E	BT1a	-0,6084	0,0294
26	CODINER	*	*	STX E	BT1a	-0,5377	0,0198

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
26	CODINER	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	-0,5299	0,0311
26	CODINER	09113	Perquenco	STX E	BT1a	-0,5377	0,0423
26	CODINER	09114	Pitrufquén	STX E	BT1a	-0,5299	0,0311
26	CODINER	09101	Temuco	STX E	BT1a	-0,5324	0,0322
26	CODINER	09210	Traiguén	STX E	BT1a	-0,5377	0,0423
26	CODINER	09211	Victoria	STX E	BT1a	-0,5377	0,0423
26	CODINER	09119	Vilcún	STX E	BT1a	-0,5377	0,0423
26	CODINER	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,4834	0,0294
34	COELCHA	08314	Alto Biobío	STX E	BT1a	-0,6774	0,0249
34	COELCHA	08303	Cabrero	STX E	BT1a	-0,6572	0,0359
34	COELCHA	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,6452	0,0408
34	COELCHA	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,5991	0,0287
34	COELCHA	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,6198	0,0344
34	COELCHA	08306	Nacimiento	STX E	BT1a	-0,7007	0,0218
34	COELCHA	*	*	STX E	BT1a	-0,6774	0,0249
34	COELCHA	08410	Pemuco	STX E	BT1a	-0,6630	0,0278
34	COELCHA	08309	Quilleco	STX E	BT1a	-0,7007	0,0218
34	COELCHA	08413	Quillón	STX E	BT1a	-0,6630	0,0278
34	COELCHA	08312	Tucapel	STX E	BT1a	-0,6348	0,0282
34	COELCHA	08313	Yumbel	STX E	BT1a	-0,6450	0,0358
34	COELCHA	08421	Yungay	STX E	BT1a	-0,6572	0,0359
7	CONAFE	04103	Andacollo	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	05402	Cabildo	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04202	Canela	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04302	Combarbalá	STX B	BT1a	-0,0153	0,1105
7	CONAFE	04102	Coquimbo	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	03303	Freirina	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04201	Illapel	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04104	La Higuera	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	05401	La Ligua	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04101	La Serena	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04203	Los Vilos	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04303	Monte Patria	STX B	BT1a	-0,0153	0,1105
7	CONAFE	*	*	STX B	BT1a	-0,0042	0,0468
7	CONAFE	*	*	STX C	BT1a	0,0000	0,0468
7	CONAFE	04301	Ovalle	STX B	BT1a	-0,0153	0,1105

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
7	CONAFE	04105	Paiguano	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	05403	Papudo	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	05404	Petorca	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	05105	Puchuncaví	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04304	Punitaqui	STX B	BT1a	-0,0153	0,1105
7	CONAFE	05801	Quilpué	STX C	BT1a	0,0000	0,1176
7	CONAFE	04305	Río Hurtado	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	04204	Salamanca	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	0,0000	0,1176
7	CONAFE	04106	Vicuña	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
7	CONAFE	05109	Viña del Mar	STX C	BT1a	0,0000	0,0805
7	CONAFE	05405	Zapallar	STX B	BT1a	0,0000	0,1180
21	COOPELAN	08304	Laja	STX E	BT1a	-0,4237	0,0278
21	COOPELAN	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,6013	0,0318
21	COOPELAN	08305	Mulchén	STX E	BT1a	-0,6052	0,0309
21	COOPELAN	*	*	STX E	BT1a	-0,6013	0,0184
21	COOPELAN	08309	Quilleco	STX E	BT1a	-0,6052	0,0309
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	STX E	BT1a	-0,6052	0,0309
20	COOPERSOL	*	*	STX A	BT1a	-0,5786	0,0178
20	COOPERSOL	15201	Putre	STX A	BT1a	-0,4710	0,0353
36	COOPREL	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,5867	0,0340
36	COOPREL	14203	Lago Ranco	STX F	BT1a	-0,5867	0,0340
36	COOPREL	*	*	STX F	BT1a	-0,6146	0,0179
36	COOPREL	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,5867	0,0340
36	COOPREL	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,4711	0,0295
33	COPELEC	08402	Bulnes	STX E	BT1a	-0,4155	0,0410
33	COPELEC	08401	Chillán	STX E	BT1a	-0,3272	0,0368
33	COPELEC	08406	Chillán Viejo	STX E	BT1a	-0,3201	0,0512
33	COPELEC	08403	Cobquecura	STX E	BT1a	-0,6144	0,0186
33	COPELEC	08404	Coelemu	STX E	BT1a	-0,5746	0,0259
33	COPELEC	08405	Coihueco	STX E	BT1a	-0,5746	0,0259
33	COPELEC	08407	El Carmen	STX E	BT1a	-0,6171	0,0214
33	COPELEC	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,5724	0,0336
33	COPELEC	08408	Ninhue	STX E	BT1a	-0,5501	0,0236
33	COPELEC	*	*	STX E	BT1a	-0,5296	0,0190
33	COPELEC	08410	Pemuco	STX E	BT1a	-0,6171	0,0214

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
33	COPELEC	08411	Pinto	STX E	BT1a	-0,5834	0,0390
33	COPELEC	08412	Portezuelo	STX E	BT1a	-0,5501	0,0236
33	COPELEC	08413	Quillón	STX E	BT1a	-0,6173	0,0273
33	COPELEC	08414	Quirihue	STX E	BT1a	-0,6162	0,0186
33	COPELEC	08415	Ránquil	STX E	BT1a	-0,6181	0,0497
33	COPELEC	08416	San Carlos	STX E	BT1a	-0,5980	0,0222
33	COPELEC	08417	San Fabián	STX E	BT1a	-0,5501	0,0236
33	COPELEC	08418	San Ignacio	STX E	BT1a	-0,6171	0,0214
33	COPELEC	08419	San Nicolás	STX E	BT1a	-0,5746	0,0259
33	COPELEC	08111	Tomé	STX E	BT1a	-0,6129	0,0206
33	COPELEC	08420	Treguaco	STX E	BT1a	-0,5501	0,0236
40	CRELL	10104	Fresia	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
40	CRELL	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
40	CRELL	10107	Llanquihue	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
40	CRELL	10106	Los Muermos	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
40	CRELL	10108	Mauñín	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
40	CRELL	*	*	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
40	CRELL	10101	Puerto Montt	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
40	CRELL	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
40	CRELL	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,4728	0,0457
28	EDECSA	05602	Algarrobo	STX C	BT1a	0,0000	0,0813
28	EDECSA	05603	Cartagena	STX C	BT1a	0,0000	0,0813
28	EDECSA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,0622	0,0495
28	EDECSA	13503	Curacaví	STX C	BT1a	0,0000	0,0813
28	EDECSA	*	*	STX C	BT1a	-0,0374	0,0301
28	EDECSA	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	0,0000	0,0813
24	EDELAYSÉN	11201	Aisén	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
24	EDELAYSÉN	10401	Chaitén	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
24	EDELAYSÉN	11401	Chile Chico	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
24	EDELAYSÉN	11202	Cisnes	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
24	EDELAYSÉN	11301	Cochrane	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
24	EDELAYSÉN	11101	Coihaique	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
24	EDELAYSÉN	10402	Futaleufú	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
24	EDELAYSÉN	11102	Lago Verde	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
24	EDELAYSÉN	*	*	SM	BT1a	-0,2873	0,0303
24	EDELAYSÉN	10404	Palena	SM	BT1a	-0,2610	0,0457

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
24	EDELAYSÉN	11402	Río Ibáñez	SM	BT1a	-0,2610	0,0457
25	EDELMAG	12201	Cabo de Hornos	SM	BT1a	0,0765	0,0765
25	EDELMAG	12401	Natales	SM	BT1a	0,0765	0,0765
25	EDELMAG	*	*	SM	BT1a	0,0765	0,0765
25	EDELMAG	12301	Porvenir	SM	BT1a	0,0765	0,0765
25	EDELMAG	12101	Punta Arenas	SM	BT1a	0,0765	0,0765
12	EEC	13301	Colina	STX D	BT1a	0,0000	0,0961
12	EEC	*	*	STX D	BT1a	0,0000	0,0961
14	EEPA	*	*	STX D	BT1a	0,0712	0,0712
14	EEPA	13201	Puente Alto	STX D	BT1a	0,0712	0,0712
3	ELECDA	*	*	STX B	BT1a	0,1019	0,1019
3	ELECDA	02104	Taltal	STX B	BT1a	0,1019	0,1019
3	ELECDA	02101	Antofagasta	STX A	BT1a	0,0921	0,0921
3	ELECDA	02201	Calama	STX A	BT1a	0,0921	0,0921
3	ELECDA	02102	Mejillones	STX A	BT1a	0,0921	0,0921
3	ELECDA	*	*	STX A	BT1a	0,0921	0,0921
3	ELECDA	02103	Sierra Gorda	STX A	BT1a	0,0921	0,0921
3	ELECDA	02301	Tocopilla	STX A	BT1a	0,0921	0,0921
2	ELIQSA	01107	Alto Hospicio	STX A	BT1a	0,0149	0,1737
2	ELIQSA	01404	Huara	STX A	BT1a	0,0149	0,1737
2	ELIQSA	01101	Iquique	STX A	BT1a	0,0149	0,1737
2	ELIQSA	*	*	STX A	BT1a	0,0149	0,1737
2	ELIQSA	01405	Pica	STX A	BT1a	0,0149	0,1737
2	ELIQSA	01401	Pozo Almonte	STX A	BT1a	0,0149	0,1737
1	EMELARI	15101	Arica	STX A	BT1a	0,0184	0,2375
1	EMELARI	15102	Camarones	STX A	BT1a	0,0184	0,2375
1	EMELARI	*	*	STX A	BT1a	0,0089	0,2375
4	EMELAT	03302	Alto del Carmen	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
4	EMELAT	03102	Caldera	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
4	EMELAT	03201	Chañaral	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
4	EMELAT	03101	Copiapó	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
4	EMELAT	03202	Diego de Almagro	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
4	EMELAT	03303	Freirina	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
4	EMELAT	03304	Huasco	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
4	EMELAT	*	*	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
4	EMELAT	03103	Tierra Amarilla	STX B	BT1a	0,0000	0,1251

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
4	EMELAT	03301	Vallenar	STX B	BT1a	0,0000	0,1251
8	EMELCA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,5784	0,0409
8	EMELCA	*	*	STX C	BT1a	-0,6107	0,0169
22	FRONTEL	08314	Alto Biobío	STX E	BT1a	-0,5197	0,0333
22	FRONTEL	09201	Angol	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08302	Antuco	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08202	Arauco	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08402	Bulnes	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08303	Cabrero	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08203	Cañete	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09102	Carahue	STX E	BT1a	-0,4542	0,0405
22	FRONTEL	09102	Chillán Viejo	STX E	BT1a	-0,4188	0,0217
22	FRONTEL	09121	Cholchol	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09202	Collipulli	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08204	Contulmo	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08102	Coronel	STX E	BT1a	-0,3182	0,0441
22	FRONTEL	09103	Cunco	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09203	Curacautín	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08205	Curanilahue	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08407	El Carmen	STX E	BT1a	-0,5197	0,0333
22	FRONTEL	09204	Ercilla	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,4358	0,0399
22	FRONTEL	09105	Freire	STX E	BT1a	-0,5204	0,0500
22	FRONTEL	09106	Galvarino	STX E	BT1a	-0,5204	0,0500
22	FRONTEL	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08304	Laja	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09108	Lautaro	STX E	BT1a	-0,4165	0,0605
22	FRONTEL	08201	Lebu	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09205	Lonquimay	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08206	Los Álamos	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,4165	0,0605
22	FRONTEL	09206	Los Sauces	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08106	Lota	STX E	BT1a	-0,3234	0,0472
22	FRONTEL	09207	Lumaco	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09110	Melipeuco	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
22	FRONTEL	08305	Mulchén	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08306	Nacimiento	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08307	Negrete	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09111	Nueva Imperial	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	*	*	STX E	BT1a	-0,4188	0,0217
22	FRONTEL	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	-0,4165	0,0605
22	FRONTEL	08410	Pemuco	STX E	BT1a	-0,5344	0,0348
22	FRONTEL	09113	Perquenco	STX E	BT1a	-0,5204	0,0500
22	FRONTEL	08411	Pinto	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09114	Pitrufquén	STX E	BT1a	-0,4165	0,0605
22	FRONTEL	09114	Pucón	STX E	BT1a	-0,4188	0,0217
22	FRONTEL	09208	Purén	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08308	Quilaco	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08309	Quilleco	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08413	Quillón	STX E	BT1a	-0,5344	0,0348
22	FRONTEL	08415	Ránquil	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09209	Renaico	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09116	Saavedra	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08418	San Ignacio	STX E	BT1a	-0,5197	0,0333
22	FRONTEL	08310	San Rosendo	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08311	Santa Bárbara	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08109	Santa Juana	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09101	Temuco	STX E	BT1a	-0,4165	0,0605
22	FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08207	Tirúa	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09118	Toltén	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08111	Tomé	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09210	Traiguén	STX E	BT1a	-0,5204	0,0500
22	FRONTEL	08312	Tucapel	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09211	Victoria	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	09119	Vilcún	STX E	BT1a	-0,5204	0,0500
22	FRONTEL	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,4136	0,0530
22	FRONTEL	08313	Yumbel	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
22	FRONTEL	08421	Yungay	STX E	BT1a	-0,4188	0,0470
9	LITORAL	05602	Algarrobo	STX C	BT1a	-0,0442	0,0482
9	LITORAL	05603	Cartagena	STX C	BT1a	-0,0235	0,0568

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
9	LITORAL	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,0442	0,0482
9	LITORAL	05604	El Quisco	STX C	BT1a	-0,0442	0,0482
9	LITORAL	05605	El Tabo	STX C	BT1a	-0,0442	0,0482
9	LITORAL	*	*	STX C	BT1a	-0,0442	0,0316
15	LUZ ANDES	13115	Lo Barnechea	STX D	BT1a	-1,0000	0,0692
15	LUZ ANDES	*	*	STX D	BT1a	-1,0000	0,0692
39	LUZ OSORNO	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	10301	Osorno	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	*	*	STX F	BT1a	-0,3951	0,0208
39	LUZ OSORNO	10302	Puerto Octay	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	-0,3951	0,0497
39	LUZ OSORNO	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	10304	Puyehue	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	10305	Río Negro	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	10306	San Juan de la Costa	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
39	LUZ OSORNO	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,3930	0,0490
31	LUZLINARES	07402	Colbún	STX E	BT1a	-0,6938	0,0538
31	LUZLINARES	07102	Constitución	STX E	BT1a	-0,5923	0,1255
31	LUZLINARES	07401	Linares	STX E	BT1a	-0,5990	0,0615
31	LUZLINARES	07403	Longaví	STX E	BT1a	-0,7106	0,0533
31	LUZLINARES	*	*	STX E	BT1a	-0,6329	0,0200
31	LUZLINARES	07406	San Javier	STX E	BT1a	-0,6778	0,0257
31	LUZLINARES	07407	Villa Alegre	STX E	BT1a	-0,6600	0,0351
31	LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	STX E	BT1a	-0,7013	0,0492
32	LUZPARRAL	07201	Cauquenes	STX E	BT1a	-0,6519	0,0174
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	STX E	BT1a	-0,6513	0,0320
32	LUZPARRAL	08409	Ñiquén	STX E	BT1a	-0,6216	0,0306
32	LUZPARRAL	*	*	STX E	BT1a	-0,6235	0,0191
32	LUZPARRAL	07404	Parral	STX E	BT1a	-0,6216	0,0306
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	STX E	BT1a	-0,6216	0,0306
32	LUZPARRAL	08416	San Carlos	STX E	BT1a	-0,6379	0,0238
32	LUZPARRAL	07406	San Javier	STX E	BT1a	-0,6519	0,0174
23	SAESA	10202	Ancud	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	02101	Antofagasta	STX B	BT1a	0,0000	0,0256

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
23	SAESA	10102	Calbuco	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10201	Castro	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10203	Chonchi	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10103	Cochamó	STX F	BT1a	0,0000	0,0750
23	SAESA	14102	Corral	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10204	Curaco de Vélez	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10205	Dalcahue	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10104	Fresia	STX F	BT1a	-0,2592	0,0554
23	SAESA	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	14202	Futrono	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,1016	0,0536
23	SAESA	10403	Hualaihué	STX F	BT1a	0,0000	0,0750
23	SAESA	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	14203	Lago Ranco	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	14103	Lanco	STX E	BT1a	-0,0172	0,0983
23	SAESA	14103	Lanco	STX F	BT1a	-0,0559	0,0547
23	SAESA	10107	Llanquihue	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	09109	Loncoche	STX E	BT1a	-0,0248	0,0638
23	SAESA	09109	Loncoche	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	14104	Los Lagos	STX E	BT1a	-0,0186	0,0667
23	SAESA	14104	Los Lagos	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10106	Los Muermos	STX F	BT1a	-0,2592	0,0554
23	SAESA	14105	Máfil	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	14106	Mariquina	STX E	BT1a	-0,0186	0,0667
23	SAESA	14106	Mariquina	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10108	Maullín	STX F	BT1a	-0,2592	0,0554
23	SAESA	10301	Osorno	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	*	*	STX E	BT1a	-0,0248	0,0256
23	SAESA	*	*	STX F	BT1a	-0,0633	0,0256
23	SAESA	*	*	STX B	BT1a	0,0000	0,0256
23	SAESA	14107	Paillaco	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	14108	Panguipulli	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	14108	Panguipulli	STX E	BT1a	-0,0186	0,0667
23	SAESA	10101	Puerto Montt	STX F	BT1a	-0,1197	0,0780
23	SAESA	10302	Puerto Octay	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	-0,1141	0,0759

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
23	SAESA	10206	Puqueldón	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	10304	Puyehue	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	10207	Queilén	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10208	Quellón	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10209	Quemchi	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	10210	Quinchao	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,0616	0,0622
23	SAESA	14204	Río Bueno	STX E	BT1a	-0,0231	0,0262
23	SAESA	10305	Río Negro	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	10306	San Juan de la Costa	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,0633	0,0792
23	SAESA	02104	Taltal	STX B	BT1a	0,0000	0,0256
23	SAESA	09118	Toltén	STX E	BT1a	-0,0186	0,0667
23	SAESA	09118	Toltén	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	14101	Valdivia	STX E	BT1a	-0,0186	0,0667
23	SAESA	14101	Valdivia	STX F	BT1a	-0,0573	0,0750
23	SAESA	09120	Villarrica	STX F	BT1a	-0,0755	0,0513
23	SAESA	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,0375	0,1590
35	SOCOEPA	14202	Futroneo	STX F	BT1a	-0,5087	0,0351
35	SOCOEPA	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,5087	0,0351
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	STX F	BT1a	-0,5087	0,0351
35	SOCOEPA	14105	Máfil	STX F	BT1a	-0,5174	0,0345
35	SOCOEPA	*	*	STX F	BT1a	-0,5402	0,0199
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	STX F	BT1a	-0,5174	0,0345
35	SOCOEPA	14108	Panguipulli	STX F	BT1a	-0,5174	0,0345
13	TIL TIL	05703	Llailay	STX C	BT1a	-0,2307	0,0538
13	TIL TIL	*	*	STX C	BT1a	-0,2307	0,0538
13	TIL TIL	*	*	STX D	BT1a	-0,2810	0,0367
13	TIL TIL	13303	Tiltil	STX C	BT1a	-0,2307	0,0538
13	TIL TIL	13303	Tiltil	STX D	BT1a	-0,2810	0,0367
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13102	Cerrillos	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13103	Cerro Navia	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13301	Colina	STX D	BT1a	0,1311	0,1311
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13104	Conchalí	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13106	Estación Central	STX D	BT1a	0,1102	0,1102

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13107	Huechuraba	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13108	Independencia	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13109	La Cisterna	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13110	La Florida	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13111	La Granja	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13113	La Reina	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13302	Lampa	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13114	Las Condes	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13115	Lo Barnechea	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13116	Lo Espejo	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13117	Lo Prado	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13118	Macul	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13119	Maipú	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13120	Nuñoa	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	*	*	STX C	BT1a	0,0626	0,0626
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	*	*	STX D	BT1a	0,0620	0,0620
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13121	Pedro Aguirre Cerda	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13122	Peñalolén	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13123	Providencia	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13124	Pudahuel	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13125	Quilicura	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13126	Quinta Normal	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13127	Recoleta	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13128	Renca	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13129	San Joaquín	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13130	San Miguel	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13131	San Ramón	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13101	Santiago	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13303	Tiltil	STX C	BT1a	0,3117	0,3117
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13303	Tiltil	STX D	BT1a	0,1463	0,1463
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13132	Vitacura	STX D	BT1a	0,1102	0,1102
9	LITORAL	05602	Algarrobo	STX C	BT1b	-0,0235	0,0482
9	LITORAL	05603	Cartagena	STX C	BT1b	-0,0024	0,0568
9	LITORAL	05102	Casablanca	STX C	BT1b	-0,0235	0,0482
9	LITORAL	05604	El Quisco	STX C	BT1b	-0,0235	0,0482
9	LITORAL	05605	El Tabo	STX C	BT1b	-0,0235	0,0482

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema transmisión zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
9	LITORAL	*	*	STX C	BT1b	-0,0235	0,0316

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

De conformidad a lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.928, para la aplicación de la misma, la Comisión, en el Informe Técnico que fija las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución, determinará las opciones tarifarias correspondientes a los usuarios residenciales. En consistencia con lo anterior, el Decreto N° 11T, en su numeral 3.1, establece las condiciones bajo las cuales un usuario será calificado como residencial y define las opciones tarifarias que se encuentran dentro de esta categoría.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, y considerando que para la presente fijación no se cuenta con información histórica asociada a los consumos de las opciones tarifarias residenciales distintas a la BT1a y BT1b, para efectos de la aplicación de las tarifas TRBT2, TRBT3, TRAT1, TRAT2 y TRAT3 individualizadas en el numeral 3.1 del Decreto N° 11T, el FETR a utilizar será aquel asociado a la combinación empresa distribuidora, comuna y sistema de transmisión zonal correspondiente a dicho usuario, definido para la tarifa residencial BT1a.

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/2016¹¹, 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

¹¹ 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.

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de transmisión zonal	Tipo de suministro	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR
							Fórmulas tarifarias residenciales
18	CGED	08101	Concepción	STX E	BT_AS	BT1a	0,0525
18	CGED	07105	Maule	STX E	BT_AS	BT1a	-0,1687
18	CGED	06113	Pichidegua	STX E	BT_AS	BT1a	0,0615
18	CGED	06101	Rancagua	STX E	BT_AS	BT1a	0,0615
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	STX E	BT_AS	BT1a	0,0525
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT_AS	BT1a	-0,1696
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	STX C	BT_AS	BT1a	-0,1696
7	CONAFE	05101	Valparaíso	STX C	BT_AS	BT1a	-0,0637
7	CONAFE	05109	Viña del Mar	STX C	BT_AS	BT1a	-0,0361
2	ELIQSA	01107	Alto Hospicio	STX A	BT_AS	BT1a	0,0000
2	ELIQSA	01101	Iquique	STX A	BT_AS	BT1a	0,0000
1	EMELARI	15101	Arica	STX A	BT_AS	BT1a	0,0000
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT_SA	BT1a	-0,2347
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT_SS	BT1a	-0,3279

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, conforme a lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 556 de la Comisión, de fecha 06 de octubre de 2017.