

**Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**

SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN

FIJA FÓRMULAS TARIFARIAS APLICABLES A LOS SUMINISTROS SUJETOS A PRECIOS REGULADOS QUE SE SEÑALAN, EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN QUE INDICA

Núm. 385.- Santiago, 11 de Noviembre de 2008.- Vistos:

- Lo dispuesto en los Artículos 147°, 151°, 155°, 182°, 192° y siguientes 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, en adelante indistintamente "Ley General de Servicios Eléctricos", "LGSE" o "Ley".
- Lo establecido en la Resolución N° 520, de 1996, de la Contraloría General de la República.
- Lo dispuesto en los Artículos 294° y siguientes del Decreto Supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Lo informado por la Comisión Nacional de Energía el 4 de noviembre de 2008, mediante oficio CNE.OF.ORD.N° 1895, de 3 de noviembre de 2008, que incluye el Informe Técnico de Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarios de Servicio Público de Distribución para el cuatrienio noviembre de 2008 – noviembre de 2012.

Considerando:

- Que de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 190° de la Ley General de Servicios Eléctricos, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante e indistintamente el "Ministerio", debe fijar las fórmulas tarifarias para los concesionarios de servicio público de distribución, mediante Decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 151° de la misma Ley.
- Que de acuerdo a lo establecido en el Artículo 187° de la Ley, las fórmulas tarifarias que se fijan en el Decreto Supremo N° 276/2004, aludido en el considerando precedente, tendrán un período de validez de cuatro años, el que, en conformidad al Decreto tarifario actualmente vigente, corresponde al período noviembre de 2008 a noviembre de 2012.
- Que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", con fecha 4 de noviembre de 2008, comunicó al Ministerio el Informe Técnico sobre las Fórmulas Tarifarias para el período indicado, el cual da cuenta de los resultados del proceso de fijación de tarifas, cumpliéndose de esta forma todas las disposiciones legales y reglamentarias para la fijación de las tarifas indicadas,

D e c r e t o:

Artículo Primero: Fíjense a continuación las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican.

1. EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN**1.1 Nómina de empresas concesionarias de distribución**

EMPRESA	SIGLA	REGIÓN ADMINISTRATIVA
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	EMELARI	XV
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	ELIQSA	I
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	ELECDA	II
Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	EMELAT	III
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (Ex-Emec)	CONAFE A	III, IV y V
Chilquinta Energía S.A.	CHILQUINTA	V
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	CONAFE B	V
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	EMELCA	V
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	LITORAL	V
Chilectra S.A.	CHILECTRA	Metropolitana
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	EEC	Metropolitana
Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til	TIL-TIL	V y Metropolitana
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	EEPA	Metropolitana
Luz Andes Ltda.	LUZ ANDES	Metropolitana
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	EMELECTRIC	V, Metropolitana, VI, VII y VIII
CGE Distribución S.A.	CGED	Metropolitana, VI, VII, VIII y IX
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda.	COOPERSOL	XV
Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	COPELAN	VIII
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	VIII y IX
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	IX, X y XIV
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	X y XI
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDELMAG	XII
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica S.A.	CODINER	IX
Energía de Casablanca S.A.	EDECSA	V y Metropolitana
Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda.	CEC	VII
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	EMETAL	VII
Luzlinares S.A.	LUZLINARES	VII
Luzparral S.A.	LUZPARRAL	VII y VIII
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	COPELEC	VIII
Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.	COELCHA	VIII
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	SOCOPEPA	XIV
Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	COOPREL	X y XIV
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	X y XIV
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.	CRELL	X
Energía del Limarí Ltda.	ENELSA	IV

1.2 Clasificación de áreas típicas

Los usuarios sometidos a regulación de precio, en adelante e indistintamente "clientes", que a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto se encuentren ubicados en

zonas de concesión de las empresas que se indican, estarán afectos a los niveles tarifarios dados por la clasificación de área típica correspondiente a la empresa que le otorga el suministro, y conforme a las estructuras tarifarias que se explicitan más adelante.

La clasificación de área típica correspondiente a cada empresa es la siguiente:

EMPRESA	ÁREA TÍPICA	EMPRESA	ÁREA TÍPICA	EMPRESA	ÁREA TÍPICA
EMELARI	3	EEPA	2	CEC	3
ELIQSA	3	LUZ ANDES	3	EMETAL	5
ELECDA	2	EMELECTRIC	3	LUZLINARES	5
EMELAT	2	CGED	2	LUZPARRAL	5
CONAFE A	3	COOPERSOL	6	COPELEC	5
CHILQUINTA	3	COPELAN	5	COELCHA	6
CONAFE B	2	FRONTEL	5	SOCOPEPA	5
EMELCA	5	SAESA	4	COOPREL	5
LITORAL	4	EDELAYSEN	5	LUZ OSORNO	5
CHILECTRA	1	EDELMAG	3	CRELL	5
EEC	3	CODINER	6	ENELSA	4
TIL-TIL	4	EDECSA	4		

2. CLIENTES CON SUMINISTROS DE PRECIO REGULADO**2.1 Suministros sujetos a regulación de precios**

Las fórmulas tarifarias que se fijan en el presente Decreto se aplicarán a los siguientes suministros de energía eléctrica, indicados en los numerales 1 y 2 del Artículo 147° de la Ley, y con las excepciones que indica el inciso segundo del mismo artículo del referido cuerpo legal:

- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;
- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación;

A los suministros indicados en el punto 2 anterior, se les aplicarán las fórmulas tarifarias correspondientes al sector de distribución que se encuentre geográficamente más próximo al punto de suministro, y en las condiciones que se establecen en el presente Decreto.

2.2 Elección de Opciones Tarifarias

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias que se describen en el numeral 3 siguiente con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante "la(s) Empresa(s)", estarán obligadas a aceptar la opción que los clientes elijan. Salvo acuerdo con las Empresas, la opción tarifaria contratada por el cliente regirá por 12 meses.

Sin perjuicio de lo anterior, cada Empresa podrá ofrecer opciones tarifarias adicionales, en adelante tarifas flexibles reguladas (TFR), bajo las condiciones siguientes. Las características y condiciones de aplicación de las TFR deberán estar permanentemente publicadas tanto en las oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la Empresa, sin que esas características o condiciones puedan significar discriminación alguna, debiendo dichas TFR estar disponibles para todos los clientes ubicados en un mismo sector de distribución de la Empresa que, cumpliendo las exigencias técnicas que para cada caso se establezcan, las soliciten y acepten someterse a las condiciones de aplicación de las mismas.

Actualmente, la Empresa deberá verificar e informar a cada cliente que se encuentre acogido a una TFR, la comparación entre la facturación de los últimos 12 meses con la TFR y la que el cliente hubiese percibido con la opción tarifaria de referencia, para el mismo consumo. Si se verificare que la facturación con TFR es superior, a partir del mes siguiente la Empresa deberá facturar los consumos del cliente con la opción tarifaria de referencia, a menos que expresamente este último señale lo contrario.

Por opción tarifaria de referencia se entenderá la tarifa que tenía el cliente al momento de optar a una TFR, cuando se trate de un cliente preexistente, o bien, a la opción tarifaria de las indicadas en el numeral 3 siguiente que signifique la menor facturación posible durante el año inmediatamente anterior, cuando se trate de un cliente que fue inicialmente incorporado como tal con una opción TFR. Para la determinación de la menor facturación posible, deberá considerarse la tecnología de medición de la TFR contratada y utilizarse los registros de consumo medidos bajo la opción TFR.

En cualquier momento, el cliente podrá elegir una nueva tarifa, ya sea TFR o de aquellas establecidas en el numeral 3 siguiente. Con excepción de los pagos remanentes por concepto de potencia que el cliente hubiese pactado con la Empresa, el término de un acuerdo o convenio de TFR no deberá significar ningún tipo de costo o aporte de responsabilidad del cliente, ni podrá imponerse a este último una formalidad o condición para dicho término que sea más gravoso que las formalidades o condiciones que se le exigieron al momento de la elección de la TFR a la que está dando término.

2.3 Clientes en alta tensión y baja tensión

Son clientes en alta tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es superior a 400 volts.



Son clientes en baja tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es igual o inferior a 400 volts.

3. OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente una de las siguientes opciones tarifarias, con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

3.1 Tarifa BT1

Opción de tarifa simple en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía.

Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Se considerarán los siguientes casos:

Caso a:

- 1) Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que se han definido horas de punta; y
- 2) Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica más adelante, sea igual o inferior a dos coma cinco.

Caso b:

Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se han definido horas de punta, y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica en el numeral 5.3 del presente artículo, sea superior a dos coma cinco.

3.2 Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.3 Tarifa BT3

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

3.4 Tarifa BT4

Opción de tarifa horaria en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

- BT4.1** : Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- BT4.2** : Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- BT4.3** : Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.5 Tarifa AT2

Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de la vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.6 Tarifa AT3

Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

3.7 Tarifa AT4

Opción de tarifa horaria en alta tensión. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

- AT4.1** : Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- AT4.2** : Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- AT4.3** : Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

4. CARGOS TARIFARIOS

4.1 Tarifa BT1

4.1.1 Caso a

La tarifa BT1a comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía base
- d) Cargo por energía adicional de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía base se obtendrá multiplicando los kWh de consumo base por su precio unitario. El consumo base se determinará mensualmente según se señala a continuación:

- En los meses en que se han definido horas de punta, y en el caso de que al cliente se le aplique el cargo por energía adicional de invierno, el consumo base será igual al límite de invierno. En caso contrario, su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.
- En los meses en que no se hayan definido horas de punta, el consumo base será igual a la totalidad de la energía consumida.

El cargo por energía adicional de invierno se determinará mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo adicional de invierno por su precio unitario. El consumo adicional de invierno sólo se aplicará en caso que el consumo del cliente exceda los 430 kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 350 kWh, con el promedio mensual de la energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Para aquellos clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de 350 kWh/mes en el período faltante hasta la fecha de energización del medidor.



El cargo por energía adicional de invierno no se aplicará en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande; facturándose la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base.

En la empresa LUZ ANDES no regirá el límite de 350 kWh/mes para la aplicación del cargo por energía adicional de invierno y el límite de invierno se calculará como el promedio mensual de energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Sin perjuicio de lo anterior, regirá la disposición relativa a los clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses.

4.1.2 Caso b

La tarifa BT1b comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía
- Cargo por potencia base
- Cargo por potencia de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo, y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se aplicará en todos los meses del año y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia base se aplicará en todos los meses del año, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtendrá multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario.

El cargo por potencia de invierno se aplicará sólo en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando el consumo de energía del mes respectivo por su precio unitario.

4.2 Tarifa BT2

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía
- Cargo por potencia contratada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando los kW contratados por su precio unitario.

4.3 Tarifa BT3

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía
- Cargo por demanda máxima

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

- Cargo por demanda máxima determinada de acuerdo al procedimiento siguiente:
Se considera como demanda máxima de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta,

dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima resulta de multiplicar la demanda máxima de facturación por el precio unitario correspondiente.

- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima registrado en los últimos 12 meses.

4.4 Tarifa BT4

4.4.1 Tarifa BT4.1

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo mensual por energía
- Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta
- Cargo mensual por demanda máxima contratada

4.4.2 Tarifa BT4.2

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo mensual por energía
- Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- Cargo mensual por demanda máxima contratada

4.4.3 Tarifa BT4.3

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo mensual por energía
- Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo mensual por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos mensuales por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo mensual por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.2 se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Ellos se obtendrán multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.2 y BT4.3 se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, al precio unitario correspondiente.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada de la tarifa BT4.3 se facturará aplicando al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, al precio unitario correspondiente.

4.5 Tarifas de alta tensión

En alta tensión las tarifas AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3, comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3, respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

4.6 Recargos tarifarios

4.6.1 Recargo por consumo reactivo

Las empresas aplicarán mensualmente un cargo determinado en función de la relación de consumo activo y reactivo en el punto de suministro de los clientes, conforme el monto y condiciones de aplicación que se establecen en el Decreto de precios de nudo que se fije semestralmente.

**4.6.2. Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión**

Los consumos correspondientes a clientes de alta tensión podrán ser medidos tanto en alta como en baja tensión. En este último caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 3,5%, tanto en los cargos de energía como de potencia.

4.7 Descuentos

Aquellos clientes cuyos suministros se efectúen en voltajes de 44 ó 66 KV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión igual a 7%. Aquellos cuyo voltaje de suministro sea 110 KV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión de 9%.

5. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS**5.1 Condiciones generales de aplicación de las tarifas**

A continuación se presentan las condiciones generales de aplicación de las tarifas, las que se consideran válidas sin perjuicio de las disposiciones que sobre estas materias se encuentran establecidas en el Decreto N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente el "Decreto N° 327" o el "Reglamento de la Ley".

Cuando la facturación está formada por fracciones de dos meses calendario, se debe estimar el consumo de energía del mes calendario en función de los avos correspondientes. Asimismo, para la determinación de la demanda máxima leída a facturar, se considerará como correspondiente a un mes calendario la demanda imputada en la factura que tenga un mayor número de días perteneciente a dicho mes.

Los montos de potencia contratada en las diferentes tarifas, como asimismo las opciones tarifarias contratadas por los clientes, regirán por 12 meses, y se entenderán renovados por un período similar, salvo aviso del cliente con al menos 30 días de anticipación al vencimiento de dicho período. No obstante, el cliente podrá disminuir dichos montos o bien cambiar de opción tarifaria, comprometiéndose con la empresa el pago del remanente que tuviere por concepto de potencia contratada; de modo similar se procederá con las demandas máximas leídas de las diferentes opciones tarifarias.

La concesionaria de servicio público de distribución deberá informar a sus clientes, con no menos de tres meses de anticipación, el término de vigencia de la tarifa elegida por ellos. Para tal efecto, deberá incluir en las boletas o facturas correspondientes a los tres últimos meses del período en que rija la tarifa, un aviso indicando la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente, y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro.

En caso que la opción tarifaria vigente incluya alguna forma de potencia contratada, la información señalada incluirá, además, el monto de las potencias contratadas.

Todos los equipos de medida y otros dispositivos de control serán de cargo del cliente, o bien, provistos por éste. La empresa podrá rechazar los equipos y dispositivos que a su juicio no cuenten con el grado de confiabilidad requeridos; en este caso, el cliente podrá apelar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante "Superintendencia", la que resolverá oyendo a las partes.

5.2 Definición de horas de punta

La definición de horas de punta de cada empresa o sector de distribución dependerá del sistema eléctrico del cual sean abastecidos, quedando éstas establecidas en el Decreto de precios de nudo que se fije semestralmente.

5.3 Condiciones de clasificación de clientes para las tarifas BT1a y BT1b

Las empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta, deberán efectuar en el mes de marzo de cada año la clasificación de los clientes que reúnen los requisitos para optar a las opciones tarifarias BT1a y BT1b. Esta clasificación se efectuará determinando para cada cliente un Factor de Clasificación que relaciona los consumos de energía promedio de los meses de enero y febrero del año en curso, con los consumos promedios de los diez meses inmediatamente anteriores. Este factor se calculará mediante la siguiente expresión:

$$F_{\text{Clasificación}} = \frac{\text{Promedio (Enero - Febrero)}_{\text{Año Actual}}}{\text{Promedio (Marzo - Diciembre)}_{\text{Año Anterior}}}$$

Donde:

Año Actual : Año en que se realiza la clasificación de los clientes;
Año Anterior : Año inmediatamente anterior al que se realiza la clasificación.

Si el Factor de Clasificación resulta igual o inferior a dos coma cinco, el cliente estará afecto a la opción tarifaria BT1a. En caso contrario, el cliente estará sujeto a la opción tarifaria BT1b.

Para efectos de la clasificación, se utilizarán los meses en que efectivamente existan registros de consumo, siendo el consumo cero efectivamente leído, un registro válido en dicha clasificación.

La clasificación será anual y permanecerá vigente por periodos de 12 meses, no pudiendo el cliente modificar la opción tarifaria en la cual fue clasificado.

Todo nuevo cliente que reúna los requisitos para optar a la tarifa BT1, podrá elegir libremente la opción tarifaria (BT1a ó BT1b) hasta que se efectúe su clasificación en el mes de marzo inmediatamente siguiente. En el caso en que a esa fecha no se cuente con al menos 12 meses de historia desde que ingresó como cliente, éste mantendrá su clasificación hasta que se cuente con 12 meses de historia como cliente, oportunidad en que será clasificado utilizando para el cálculo del Factor de Clasificación los meses disponibles con independencia del año de facturación.

5.4 Precios a aplicar para la potencia contratada y la demanda leída

Las tarifas BT2 y AT2 de potencia contratada, como asimismo las tarifas BT3 y AT3 de demanda leída, serán aplicadas, en lo que se refiere al cargo por potencia, según el grado de utilización de la potencia en horas de punta, de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Cuando la potencia contratada o leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como "presente en punta" y se le aplicará el precio unitario correspondiente.

Se entenderá que la potencia contratada o leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media del cliente en horas de punta y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es mayor o igual a 0,5. Por demanda media en horas de punta se entenderá al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta.

- b) Cuando la potencia contratada o demanda leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como "parcialmente presente en punta", y se le aplicará el precio unitario correspondiente.

Se entenderá que la potencia está siendo usada parcialmente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media del cliente en dichas horas y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es inferior a 0,5.

No obstante lo anterior, si en períodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta, el cociente entre la potencia media utilizada por el cliente y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, supera 0,85 y este hecho se produce frecuentemente, el consumo será clasificado como "presente en punta". Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

La empresa calificará al consumo del cliente como "presente en punta" o "parcialmente presente en punta". Cuando la empresa califique al consumo del cliente como "presente en punta" deberá informarle por escrito las razones que tuvo para ello. No obstante, y aun cuando exista acuerdo escrito, el cliente siempre podrá reclamar ante la Superintendencia, aportando antecedentes y medidas de consumo en horas de punta efectuadas directamente y en conjunto con la empresa, o por un organismo autorizado por la Superintendencia contratado por el cliente, durante al menos 30 días seguidos del período de punta. La Superintendencia oyendo a las partes, resolverá fundadamente sobre la materia. En caso que la resolución sea favorable al cliente el costo de las mediciones será de cargo de la empresa quien, en este mismo caso, no podrá recalificar el consumo del cliente, salvo autorización expresa de la Superintendencia, una vez aportados los antecedentes que respalden dicha recalificación.

5.5 Determinación de la potencia contratada

En las opciones tarifarias que incluyen cargo por potencia contratada, la magnitud de ésta será establecida por el cliente. En este caso la empresa distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador de potencia que cumpla con las normas técnicas vigentes, el que será de cargo del cliente.

Alternativamente, y con la excepción de la contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.1 y AT4.1, la potencia contratada se podrá establecer mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos apropiados certificados por la Superintendencia, cuando la empresa lo estime conveniente. El costo de la medición será de cargo de la empresa. Cuando la potencia contratada no sea establecida por el cliente y no se mida la demanda máxima, la potencia contratada se determinará como sigue:

A la potencia conectada en el alumbrado se sumará la demanda del resto de la carga conectada, estimada de acuerdo con la siguiente tabla:

Número de motores o artefactos conectados	Demanda máxima estimada en % de la carga conectada
1	100
2	90
3	80
4	70
5 o más	60

Cada aparato de calefacción se considerará como motor para los efectos de aplicar esta tabla. Los valores de la demanda máxima que resulten de aplicar esta tabla deberán modificarse, si es necesario, en forma que la demanda máxima estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande, o que el 90% de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes, o que el 80% de la potencia sumada de los tres motores o artefactos más grandes.



Se entenderá como carga conectada en motores y artefactos la potencia nominal de placa.

En las opciones tarifarias horarias BT4.1 y AT4.1, la empresa podrá exigir que el cliente instale un reloj que asegure que el monto de potencia contratada en horas de punta no sea sobrepasado en dichas horas.

En el caso de que la potencia contratada no sea establecida por el cliente, no será de cargo de éste el limitador de potencia, en la eventualidad que la empresa lo exija.

5.6 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas

5.6.1 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto

Se aplicará a los clientes ubicados en áreas típicas 1, 2 y 3, que a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto se encontraban abastecidos total o parcialmente por tendidos subterráneos, dependiendo de las siguientes condiciones:

a) Condición de clasificación para clientes de alta tensión de distribución

El cliente en alta tensión de distribución será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

1. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado en forma subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, en virtud de una disposición municipal.
2. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
3. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

Si ninguna de estas tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

b) Condición de clasificación para clientes de baja tensión

Condición AT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

1. El transformador de distribución asociado al cliente se encuentra abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que, en virtud de una disposición municipal, se encuentra canalizado subterráneamente en el punto de conexión con el referido transformador de distribución.
2. El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
3. El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

Si ninguna de estas tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

Condición BT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de baja tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se cumple alguna de las siguientes condiciones:

1. El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo; la red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente, todo lo anterior, en virtud de una disposición municipal.
2. El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo; la red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.

Si ninguna de estas dos condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de baja tensión aéreas.

Se entenderá para los efectos señalados, que el transformador de distribución asociado al cliente es el que se encuentra más próximo a su punto de suministro considerando la distancia medida a través de la red de baja tensión.

Se considerarán tres casos de aplicación de la tarifa subterránea según la clasificación del cliente BT:

- Caso 1: Red de Baja Tensión Aérea y Red de Alta Tensión Subterránea.
Caso 2: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Aérea.
Caso 3: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Subterránea.

A los nuevos clientes que con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto, se conecten a las redes que alimentan a los clientes que cumplen las condiciones a) y b) señaladas, y que a su vez cumplan las condiciones de suministro descritas en este punto, se les aplicará la tarifa que corresponda de acuerdo a las mismas condiciones anteriores.

5.6.2 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo provisto por nuevos desarrollos

Se aplicará a los clientes con suministro subterráneo conforme a las condiciones físicas de suministro establecidas en el punto 5.6.1 precedente, que adquirieran la condición de tales en virtud del desarrollo de redes subterráneas habilitadas con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto, por efecto de disposiciones municipales o de nuevos desarrollos inmobiliarios, independientemente del Área Típica en que los clientes se ubiquen.

La tarifa para estos clientes se estructurará de la misma forma que para el resto de los clientes conforme a las condiciones de clasificación definidas en el punto 5.6.1.

Con treinta días de anticipación a la aplicación de las tarifas asociadas a los nuevos desarrollos, los concesionarios deberán enviar a la Superintendencia el listado de las obras ejecutadas, una copia de la disposición municipal que les dio origen cuando corresponda, y la nómina de los clientes a los que se les aplicará la tarifa.

La Superintendencia, mediante resolución, establecerá el formato a que deberán ceñirse los concesionarios para registrar los antecedentes de que da cuenta este artículo".

6. FÓRMULAS TARIFARIAS

A continuación se indican las fórmulas a través de las cuales se obtendrán los precios unitarios considerados en las distintas opciones tarifarias.

6.1 Tarifa BT1

a) Tarifa BT1a

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía Base	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{PPBT \times PPAT \times Pp}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$
Energía adicional de invierno	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{FI \times PPBT \times PPAT \times Pp}{NHUNI} + \frac{FI \times CDBT}{NHUDI}$

b) Tarifa BT1b

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/ kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe$
Potencia base	\$/kWh	$\frac{(Pp - PNPT) \times PPBT \times PPAT}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$
Potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{FI \times PPBT \times PPAT \times PNPT}{NHUNI}$

**6.2. Tarifa BT2**

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPB x PPBT x PPAT x Pp + FDDPB x CDBT

6.3. Tarifa BT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPB x PPBT x PPAT x Pp + FDDPB x CDBT

6.4. Tarifa BT4**6.4.1 Tarifa BT4.1**

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia contratada	\$/kW/mes	FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT - FDFPB x (CDBT-PMPBT x CDAT)

6.4.2 Tarifa BT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia contratada	\$/kW/mes	FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT - FDFPB x (CDBT-PMPBT x CDAT)

6.4.3 Tarifa BT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT - FDFPB x (CDBT-PMPBT x CDAT)

6.5. Tarifa AT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPA x PPAT x Pp + FDDPA x CDAT

6.6. Tarifa AT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPA x PPAT x Pp + FDDPA x CDAT

6.7. Tarifa AT4**6.7.1 Tarifa AT4.1**

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia contratada	\$/kW/mes	FDFPA x CDAT
Potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT - FDFPA x CDAT

6.7.2 Tarifa AT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia contratada	\$/kW/mes	FDFPA x CDAT
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT - FDFPA x CDAT

6.7.3 Tarifa AT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	FDFPA x CDAT
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT - FDFPA x CDAT

6.8. Definición de términos**6.8.1 Precios de nudo**

Pe : Precio de nudo de energía en nivel de distribución. Se expresa en \$/kWh.
Pp : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.
PNPT : Precio de nudo de potencia en nivel troncal. Se expresa en \$/kW/mes.

Estos precios se determinan según lo establecido en el punto 7.1.

6.8.2 Cargo único por uso de sistema troncal

CU: Cargo único por concepto de uso del sistema troncal, al que se refieren los Artículos 102°, 155° y 181° de la Ley y lo dispuesto en el Artículo 16° transitorio de la Ley. Se expresa en \$/kWh. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

Estos precios se determinan según lo establecido en el punto 7.2.

6.8.3 Costos de distribución

CDAT: Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes.
CDBT: Costo de distribución en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

Estos costos se especifican para cada empresa según su área típica en el punto 7.3.

6.8.4 Cargos fijos

CFES: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía. Se expresa en \$/cliente.
CFDS: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/cliente.
CFHS: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor horario. Se expresa en \$/cliente.

Estos valores se especifican en el punto 7.4.

6.8.5 Horas de uso y factores de coincidencia

NHUNB: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.
NHUDB: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.
NHUNI: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.
NHUDI: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.
NHUDV: Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución según la opción BT1b.



- FNPPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
- FDPPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
- FNDPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
- FDDPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
- FDFPB: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.
- FNPPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
- FDPPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
- FNDPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
- FDDPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
- FDFPA: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

Estos valores se especifican en el punto 7.5.

6.8.6 Factores de expansión de pérdidas

- PPAT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
- PEAT: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.
- PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
- PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
- PMPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

Estos valores se especifican en el punto 7.6.

7. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS

7.1 Precios de nudo de energía y potencia (Pe, Pp y PNPT)

Los precios Pe, Pp y PNPT a que se refieren las fórmulas tarifarias señaladas en el punto 6, aplicables a clientes sometidos a regulación de precios en zonas de concesión de empresas distribuidoras, corresponderán a los precios que para estos efectos, y según corresponda, se establezcan en el Decreto de precios de nudo que se fije semestralmente, conforme a los sectores de nudo definidos en él, o a los precios de nudo de largo plazo que se establezcan conforme al artículo 156° de la Ley.

7.2 Cargo único por concepto de uso del sistema troncal (CU)

El cargo único por uso del sistema troncal será el que se determine conforme al Decreto de precios de nudo que se fije semestralmente.

7.3 Costos de distribución (CDAT y CDBT)

7.3.1 Fórmulas de costos de distribución

Los costos de distribución en alta y baja tensión, CDAT y CDBT respectivamente, se calcularán de la siguiente forma:

$$CDAT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDATo \cdot \left[(IA1 \cdot \beta + OA1) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + (IA2 \cdot \beta + OA2) \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + IA3 \cdot \beta \cdot \frac{IPCu}{IPC_{uo}} + IA4 \cdot \beta \cdot \frac{D}{Do} \right]$$

$$CDBT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDBTo \cdot \left[(IB1 \cdot \beta + OB1) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + (IB2 \cdot \beta + OB2) \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} + IB3 \cdot \beta \cdot \frac{IPCu}{IPC_{uo}} + IB4 \cdot \beta \cdot \frac{D}{Do} \right]$$

Para cada empresa y sector de distribución el factor de asignación de costos sectorizados FSTCD se señala en el punto 7.7. Por su parte, para cada empresa el factor de corrección por reasignación de cargos fijos FVAD se señalan en el punto 7.8.

De acuerdo al área típica de la empresa, los valores de los parámetros a emplear se señalan a continuación:

CDATo y CDBTo

ÁREA TÍPICA	CDATo \$/kW/mes	CDBTo \$/kW/mes
1	1.551,20	5.901,16
2	2.064,48	6.418,14
3	3.121,81	9.218,27
4	3.677,87	10.360,30
5	7.165,78	18.966,54
6	14.809,61	27.319,78

IA1, IA2, IA3, IA4, OA1 y OA2

ÁREA TÍPICA	IA1	IA2	IA3	IA4	OA1	OA2
1	0,31	0,20	0,09	0,04	0,20	0,16
2	0,30	0,17	0,07	0,06	0,26	0,14
3	0,23	0,19	0,07	0,04	0,32	0,15
4	0,25	0,25	0,06	0,04	0,26	0,14
5	0,29	0,32	0,05	0,04	0,19	0,11
6	0,34	0,17	0,07	0,06	0,24	0,12

IB1, IB2, IB3, IB4, OB1 y OB2

ÁREA TÍPICA	IB1	IB2	IB3	IB4	OB1	OB2
1	0,31	0,20	0,07	0,06	0,20	0,16
2	0,35	0,18	0,06	0,07	0,22	0,12
3	0,24	0,21	0,08	0,05	0,28	0,14
4	0,27	0,24	0,08	0,06	0,23	0,12
5	0,31	0,29	0,07	0,05	0,18	0,10
6	0,30	0,22	0,09	0,06	0,22	0,11

Donde:

- CDATo : Costos de Distribución Base en Alta Tensión, \$/kW/mes.
- CDBTo : Costos de Distribución Base en Baja Tensión, \$/kW/mes.
- IA1 : Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de alta tensión según índice de precios al consumidor, IPC.
- IA2 : Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de alta tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.
- IA3 : Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de alta tensión según índice de precio del cobre, IPCu.
- IA4 : Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de alta tensión según índice de productos importados, D.
- OA1 : Parámetro de indexación de la componente de mantención y operación de los costos de distribución de alta tensión según índice de precios al consumidor, IPC.
- OA2 : Parámetro de indexación de la componente de mantención y operación de los costos de distribución de alta tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.
- IB1 : Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al consumidor, IPC.
- IB2 : Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.
- IB3 : Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de baja tensión según índice de precio del cobre, IPCu.
- IB4 : Parámetro de indexación de la componente de inversión de los costos de distribución de baja tensión según índice de productos importados, D.
- OB1 : Parámetro de indexación de la componente de mantención y operación de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al consumidor, IPC.
- OB2 : Parámetro de indexación de la componente de mantención y operación de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC, IPMN, IPCu y D, así como los valores de IPCo, IPMNo, IPCuo y Do se señalan en el punto 7.9.

Para cada empresa el valor del factor β o factor de corrección por aporte de terceros se especifica en el punto 7.10.

7.3.2 Factor de economías de escala para costos de distribución

En el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año que se indica, los valores de los costos de distribución CDAT y CDBT deberán ser multiplicados por los siguientes factores de economías de escala:

ÁREA TÍPICA	CDAT				CDBT			
	2009	2010	2011	2012	2009	2010	2011	2012
1	1,0000	0,9885	0,9662	0,9445	1,0000	0,9943	0,9832	0,9723
2	1,0000	0,9880	0,9646	0,9418	1,0000	0,9943	0,9833	0,9724
3	1,0000	0,9879	0,9645	0,9416	1,0000	0,9940	0,9822	0,9706
4	1,0000	0,9822	0,9482	0,9154	1,0000	0,9920	0,9766	0,9617
5	1,0000	0,9847	0,9552	0,9266	1,0000	0,9923	0,9776	0,9632
6	1,0000	0,9896	0,9693	0,9494	1,0000	0,9938	0,9817	0,9699

7.4 Cargos fijos (CFES, CFDS y CFHS)

7.4.1 Fórmulas de cargos fijos

Medidor de energía

$$CFES = FSTCF \cdot FCFE \cdot CFEo \cdot \left(CFE1 \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + CFE2 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} \right)$$

Medidor de energía y medidor de demanda

$$CFDS = FSTCF \cdot CFD_o \cdot \left(CFD1 \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + CFD2 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} \right)$$

Medidor de energía y medidor horario

$$CFHS = FSTCF \cdot CFHo \cdot \left(CFH1 \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + CFH2 \cdot \frac{IPMN}{IPMN_o} \right)$$



Para cada empresa y sector de distribución el factor de asignación de costos sectorizados FSTCF se señala en el punto 7.7. Por su parte, para cada empresa el factor de reasignación de cargos fijos CFE se señalan en el punto 7.8.

De acuerdo al área típica de la concesionaria, los valores de los parámetros a emplear se señalan a continuación:

CFeo, CFDo y CFHo

ÁREA TÍPICA	CFeo \$/cl/mes	CFDo \$/cl/mes	CFHo \$/cl/mes
1	598,96	839,33	873,13
2	788,97	1.279,06	1.310,39
3	876,23	1.355,67	1.511,42
4	970,22	1.400,97	1.509,61
5	1.075,77	1.505,97	1.623,72
6	1.330,90	1.754,04	1.858,02

CFE1, CFE2, CFD1, CFD2, CFH1 y CFH2

ÁREA TÍPICA	Medidor de energía		Medidor de demanda		Medidor horario	
	CFE1	CFE2	CFD1	CFD2	CFH1	CFH2
1	0,99	0,01	0,83	0,17	0,84	0,16
2	0,85	0,15	0,72	0,28	0,73	0,27
3	0,74	0,26	0,62	0,38	0,62	0,38
4	0,75	0,25	0,64	0,36	0,64	0,36
5	0,76	0,24	0,64	0,36	0,63	0,37
6	0,92	0,08	0,83	0,17	0,84	0,16

Donde:

- CFeo : Cargo fijo base para medidor de energía, \$/cl/mes.
- CFDo : Cargo fijo base para medidor de energía y medidor de demanda, \$/cl/mes.
- CFHo : Cargo fijo base para medidor de energía y medidor horario, \$/cl/mes.
- CFE1 : Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía según índice de precios al consumidor, IPC.
- CFE2 : Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.
- CFD1 : Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía y medidor de demanda según índice de precios al consumidor, IPC.
- CFD2 : Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía y medidor de demanda según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.
- CFH1 : Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía y medidor horario según índice de precios al consumidor, IPC.
- CFH2 : Parámetro de indexación del cargo fijo base para medidor de energía y medidor horario según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC y IPMN, así como los valores de IPCo y IPMNo se señalan en el punto 7.9.

7.4.2 Factor de economías de escala para cargos fijos

En el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año que se indica, los valores de los cargos fijos CFES, CFDS y CFHS deberán ser multiplicados por los siguientes factores de economías de escala:

ÁREA TÍPICA	CARGOS FIJOS CFES, CFDS y CFHS			
	2009	2010	2011	2012
1	0,9986	0,9971	0,9956	0,9940
2	0,9983	0,9965	0,9947	0,9928
3	0,9916	0,9831	0,9742	0,9652
4	0,9895	0,9784	0,9666	0,9543
5	0,9794	0,9579	0,9353	0,9116
6	0,9994	0,9987	0,9980	0,9972

7.5 Horas de uso y factores de coincidencia

EMPRESA	HORAS DE USO				FACTORES DE COINCIDENCIA											
	NHUB	NHUNB	NHUNI	NHUV	ENDPB	FDDPB	FNPBB	FDFPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDPPA	FDPPA	FDPPA		
EMELARI	420	420	420	420	0,25	0,35	0,45	0,45	0,30	0,35	0,45	0,65	0,55	0,25		
ELIQSA	420	420	420	420	0,45	0,50	0,60	0,75	0,50	0,50	0,35	0,70	0,50	0,30		
ELECDA	400	400	400	400	0,55	0,65	0,75	0,95	0,60	0,60	0,50	0,80	0,50	0,40		
EMELAT	400	400	400	400	0,65	0,70	0,75	0,85	0,60	0,65	0,75	0,75	0,80	0,60		
CONAFE A	400	400	400	400	0,55	0,60	0,80	0,75	0,45	0,65	0,70	0,75	0,80	0,40		
CHILQUINTA	400	400	400	400	0,75	0,45	0,75	0,60	0,50	0,85	0,70	0,90	0,65	0,50		
CONAFE B	400	400	400	400	0,50	0,55	0,70	0,85	0,45	0,75	0,55	0,80	0,70	0,40		
EMELCA	410	420	410	420	0,35	0,40	0,85	0,40	0,30	0,40	0,35	0,75	0,35	0,25		
LITORAL	380	380	380	380	0,75	0,85	0,95	0,95	0,75	0,75	0,85	0,95	0,95	0,80		
CHILECTRA	400	400	400	400	0,35	0,65	0,75	0,70	0,40	0,45	0,45	0,75	0,75	0,35		
EEC	420	400	420	400	0,55	0,65	0,70	0,80	0,45	0,60	0,45	0,70	0,40	0,30		
TIL-TIL	360	360	360	360	0,55	0,40	0,95	0,80	0,45	0,50	0,45	0,85	0,60	0,35		
EEPA	360	360	360	360	0,55	0,70	0,85	0,80	0,60	0,60	0,50	0,75	0,80	0,45		
LUZ ANDES	200	200	130	130	0,50	0,50	0,75	0,70	0,40	0,75	0,40	0,90	0,45	0,30		
EMELECTRIC	380	380	380	380	0,50	0,80	0,80	0,95	0,50	0,65	0,70	0,90	0,80	0,50		
CGED	380	380	380	380	0,65	0,50	0,80	0,70	0,40	0,70	0,50	0,85	0,75	0,40		
COOPERSOL	490	420	490	420	0,30	0,40	0,50	0,55	0,35	0,40	0,50	0,75	0,65	0,30		
COPELAN	380	380	380	380	0,45	0,55	0,75	0,85	0,60	0,45	0,50	0,75	0,65	0,30		
FRONTEL	440	440	440	440	0,55	0,45	0,80	0,55	0,30	0,65	0,55	0,75	0,65	0,30		
SAESA	400	380	400	380	0,55	0,60	0,80	0,80	0,45	0,70	0,60	0,85	0,80	0,35		
EDELAYSSEN	490	490	490	490	0,65	0,40	0,70	0,60	0,35	0,65	0,35	0,80	0,40	0,25		
EDELMAG	390	390	390	390	0,45	0,55	0,60	0,65	0,45	0,50	0,45	0,70	0,55	0,25		
CODINER	480	420	480	420	0,45	0,50	0,70	0,75	0,60	0,45	0,30	0,70	0,40	0,15		
EDECSA	360	360	360	360	0,30	0,95	0,65	0,95	0,55	0,25	0,75	0,70	0,75	0,55		
CEC	380	380	380	380	0,40	0,55	0,60	0,85	0,40	0,55	0,80	0,80	0,80	0,55		
EMETAL	420	420	420	420	0,75	0,50	0,85	0,75	0,30	0,80	0,50	0,85	0,75	0,25		
LUZLINARES	360	380	360	380	0,70	0,60	0,85	0,85	0,55	0,80	0,65	0,90	0,90	0,40		
LUZPARRAL	370	370	400	400	0,70	0,60	0,95	0,85	0,55	0,70	0,65	0,90	0,90	0,50		
COPELEC	380	380	380	380	0,65	0,65	0,95	0,80	0,45	0,70	0,80	0,80	0,80	0,30		
COELCHA	460	420	460	420	0,50	0,50	0,70	0,70	0,40	0,40	0,40	0,80	0,45	0,30		
SOCOEPA	400	400	400	400	0,35	0,45	0,75	0,80	0,45	0,30	0,50	0,60	0,60	0,30		
COOPREL	400	400	400	400	0,35	0,55	0,70	0,85	0,45	0,40	0,75	0,60	0,90	0,55		
LUZ OSORNO	480	440	480	440	0,40	0,45	0,60	0,70	0,40	0,55	0,60	0,70	0,60	0,20		
CRELL	460	420	460	420	0,40	0,45	0,55	0,70	0,40	0,55	0,45	0,70	0,60	0,25		
ENELSA	440	460	440	460	0,40	0,85	0,55	0,85	0,55	0,35	0,90	0,70	0,90	0,55		

7.6 Factores de expansión de pérdidas

ÁREA TÍPICA	PMPBT	PPBT	PPAT	PEBT	PEAT
1	1,0554	1,0593	1,0047	1,0485	1,0051
2	1,0617	1,0637	1,0181	1,0633	1,0159
3	1,0634	1,0644	1,0136	1,0650	1,0138
4	1,0608	1,0662	1,0173	1,0698	1,0159
5	1,0728	1,0734	1,0406	1,0748	1,0266
6	1,0726	1,0748	1,0378	1,0845	1,0297

7.7 Factores de asignación de costos sectorizados (FSTCF y FSTCD)

FSTCF: Factor de asignación de cargos fijos sectorizados.

FSTCD: Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados.

Para cada empresa y comuna, a continuación se indican los factores de asignación de costos sectorizados FSTCF y FSTCD:

EMPRESA	COMUNA		SECTOR	FSTCF	FSTCD
	CÓDIGO	NOMBRE			
EMELARI	15101	Arica	3	1,000	1,000
EMELARI	15102	Camarones	3	1,000	1,000
ELIQSA	01107	Alto Hospicio	3	1,001	0,962
ELIQSA	01404	Huara	3	1,009	1,465
ELIQSA	01101	Iquique	3	1,001	0,962
ELIQSA	01405	Pica	3	1,009	1,465
ELIQSA	01401	Pozo Almonte	3	1,009	1,465
ELECDA	02101	Antofagasta	2	1,004	0,958
ELECDA	02201	Calama	2	1,004	0,958
ELECDA	02102	Mejillones	2	1,006	1,441
ELECDA	02103	Sierra Gorda	2	1,006	1,441
ELECDA	02104	Taltal	2	1,006	1,441
ELECDA	02301	Tocopilla	2	1,006	1,441
EMELAT	03302	Alto del Carmen	2	1,009	1,674
EMELAT	03102	Caldera	2	0,993	1,123
EMELAT	03201	Chañaral	2	0,993	1,123
EMELAT	03101	Copiapó	2	0,987	0,826
EMELAT	03202	Diego de Almagro	2	0,993	1,123
EMELAT	03303	Freirina	2	0,993	1,123
EMELAT	03304	Huasco	2	1,009	1,674
EMELAT	03103	Tierra Amarilla	2	0,993	1,123
EMELAT	03301	Vallenar	2	0,993	1,123
CONAFE A	04103	Andacollo	3	0,986	1,116
CONAFE A	05402	Cabildo	3	0,986	1,116
CONAFE A	04202	Canela	3	1,003	1,655
CONAFE A	04302	Combarbalá	3	1,003	1,655
CONAFE A	04102	Coquimbo	3	0,981	0,797
CONAFE A	03303	Freirina	3	0,986	1,116
CONAFE A	04201	Illapel	3	0,986	1,116
CONAFE A	04104	La Higuera	3	1,003	1,655
CONAFE A	05401	La Ligua	3	0,986	1,116
CONAFE A	04101	La Serena	3	0,981	0,797
CONAFE A	04203	Los Vilos	3	0,986	1,116
CONAFE A	04303	Monte Patria	3	1,003	1,655
CONAFE A	04301	Ovalle	3	0,986	1,116
CONAFE A	04105	Paihuano	3	1,003	1,655
CONAFE A	05403	Papudo	3	0,986	1,116
CONAFE A	05404	Petorca	3	0,986	1,116
CONAFE A	05105	Puchuncaví	3	0,986	1,116
CONAFE A	04304	Punitaqui	3	0,986	1,116
CONAFE A	04305	Río Hurtado	3	1,003	1,655
CONAFE A	04204	Salamanca	3	1,003	1,655
CONAFE A	04106	Vicuña	3	0,986	1,116
CONAFE A	05405	Zapallar	3	1,003	1,655
CHILQUINTA	05602	Algarrobo	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05402	Cabildo	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05302	Calle Larga	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05603	Cartagena	3	1,043	1,278



LITORAL	05605	El Tabo	4	1,000	1,000
CHILECTRA	13102	Cerrillos	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13103	Cerro Navia	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13301	Colina	1	1,047	1,611
CHILECTRA	13104	Conchalí	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13503	Curacaví	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13106	Estación Central	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13107	Huechuraba	1	1,030	1,083
CHILECTRA	13108	Independencia	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13603	Isla de Maipo	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13109	La Cisterna	1	0,906	0,877
CHILECTRA	01311	La Florida	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13111	La Granja	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13112	La Pintana	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13113	La Reina	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13302	Lampa	1	1,047	1,611
CHILECTRA	13114	Las Condes	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13115	Lo Barnechea	1	1,047	1,611
CHILECTRA	13116	Lo Espejo	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13117	Lo Prado	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13118	Macul	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13119	Maipú	1	0,906	0,877
CHILECTRA	01312	Nuñoa	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13121	Pedro Aguirre Cerda	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13605	Peñaflor	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13122	Peñalolén	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13123	Providencia	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13124	Pudahuel	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13201	Puente Alto	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13125	Quilicura	1	1,030	1,083
CHILECTRA	13126	Quinta Normal	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13127	Recoleta	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13128	Renca	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13401	San Bernardo	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13129	San Joaquín	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13203	San José de Maipo	1	0,906	0,877
CHILECTRA	01313	San Miguel	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13131	San Ramón	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13101	Santiago	1	0,906	0,877
CHILECTRA	13303	Til-Til	1	1,047	1,611
CHILECTRA	13132	Vitacura	1	0,906	0,877
EEC	13301	Colina	3	1,000	1,000
TIL-TIL	05703	Llay Llay	4	1,000	1,000
TIL-TIL	13303	Til-Til	4	1,000	1,000
EEPA	13201	Puente Alto	2	1,000	1,000
LUZ ANDES	13115	Lo Barnechea	3	1,000	1,000
EMELECTRIC	13502	Alhué	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	05603	Cartagena	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07201	Cauquenes	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07202	Chanco	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	06302	Chépica	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08401	Chillán	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	06303	Chimbarongo	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08403	Cobquecura	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08404	Coelemu	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08405	Coihueco	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07402	Colbún	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07102	Constitución	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	13503	Curacaví	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07103	Curepto	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07301	Curicó	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	13602	El Monte	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07104	Empedrado	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07302	Hualañé	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	13603	Isla de Maipo	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06202	La Estrella	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	06107	Las Cabras	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07303	Licantén	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06203	Litueche	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	06304	Lolol	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07403	Longaví	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06204	Marchihue	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	13504	María Pinto	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07105	Maule	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	13501	Melipilla	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07304	Molina	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06305	Nancagua	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06205	Naviidad	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08408	Ninhue	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08409	Niquén	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06306	Palmilla	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	06206	Paredones	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07404	Parral	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07106	Pelarco	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07203	Pelluhue	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07107	Pencahue	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06307	Peralillo	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	06113	Pichidegua	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06201	Pichilemu	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08411	Pinto	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06308	Placilla	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08412	Portezuelo	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06309	Pumanque	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08414	Quirihue	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08415	Ránquil	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07305	Rauco	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07405	Retiro	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07108	Río Claro	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07307	Sagrada Familia	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	05601	San Antonio	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	08416	San Carlos	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07109	San Clemente	3	0,991	0,869

EMELECTRIC	08417	San Fabián	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07406	San Javier	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08419	San Nicolás	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	13505	San Pedro	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07111	San Rafael	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	06311	Santa Cruz	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	05606	Santo Domingo	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	13601	Talagante	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07101	Talca	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08111	Tomé	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	08421	Trehuaco	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07309	Vichuquén	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07408	Yerbas Buenas	3	1,008	1,285
CGED	13402	Buín	2	1,013	1,247
CGED	13403	Calera de Tango	2	1,072	1,482
CGED	08103	Chiguayante	2	0,884	0,820
CGED	08401	Chillán	2	1,004	0,889
CGED	08406	Chillán Viejo	2	1,004	0,889
CGED	06303	Chimbarongo	2	1,013	1,247
CGED	06102	Codegua	2	1,038	1,931
CGED	08404	Coelemu	2	1,038	1,931
CGED	08405	Coihueco	2	1,038	1,931
CGED	06103	Coínco	2	1,013	1,247
CGED	06104	Coltauco	2	1,013	1,247
CGED	08101	Concepción	2	0,884	0,820
CGED	08102	Coronel	2	1,004	0,889
CGED	13503	Curacaví	2	1,072	1,482
CGED	09104	Curarrehue	2	1,038	1,931
CGED	07301	Curicó	2	0,983	0,985
CGED	06105	Doñihue	2	1,013	1,247
CGED	13105	El Bosque	2	0,931	0,786
CGED	08104	Florida	2	1,038	1,931
CGED	09105	Freire	2	1,013	1,247
CGED	06106	Graneros	2	1,013	1,247
CGED	08112	Hualpén	2	0,884	0,820
CGED	08105	Hualqui	2	1,013	1,247
CGED	13603	Isla de Maipo	2	1,072	1,482
CGED	13112	La Pintana	2	0,931	0,786
CGED	06107	Las Cabras	2	1,013	1,247
CGED	09108	Lautaro	2	1,013	1,247
CGED	08201	Lebu	2	1,038	1,931
CGED	07401	Linares	2	0,983	0,985
CGED	09109	Loncoche	2	1,013	1,247
CGED	07403	Longaví	2	0,983	0,985
CGED	08301	Los Ángeles	2	1,004	0,889
CGED	08106	Lota	2	1,038	1,931
CGED	06108	Machalí	2	1,013	1,247
CGED	06109	Malloa	2	1,013	1,247
CGED	07105	Maule	2	1,038	1,931
CGED	07304	Molina	2	0,990	1,209
CGED	06111	Mostazal	2	1,013	1,247
CGED	08305	Mulchén	2	1,004	0,889
CGED	06111	Oliver	2	1,013	1,247
CGED	13604	Padre Hurtado	2	1,060	1,065
CGED	09112	Padre Las Casas	2	1,013	1,247
CGED	13404	Paine	2	1,013	1,247
CGED	07106	Pelarco	2	1,013	1,801
CGED	07107	Pencahue	2	1,013	1,247
CGED	08107	Penco	2	1,013	1,247
CGED	13605	Peñaflor	2	1,060	1,065
CGED	06112	Peumo	2	1,013	1,247
CGED	06113	Pichidegua	2	1,038	1,931
CGED	13202	Pirque	2	1,013	1,247
CGED	09114	Pitrufquén	2	1,013	1,247
CGED	09115	Pucón	2	1,013	1,247
CGED	13201	Puente Alto	2	0,931	0,786
CGED	06114	Quinta de Tilcoco	2	1,013	1,247
CGED	06101	Rancagua	2	1,004	0,889
CGED	07305	Rauco	2	1,013	1,801
CGED	06115	Rengo	2	1,013	1,247
CGED	06116	Requinoa	2	1,013	1,247
CGED	07108	Río Claro	2	1,013	1,801
CGED	07306	Romerol	2	0,990	1,209
CGED	07307	Sagrada Familia	2	0,990	1,209
CGED	13401	San Bernardo	2	1,060	1,065
CGED	08416	San Carlos	2	1,013	1,247
CGED	06301	San Fernando	2	1,013	1,247
CGED	07406	San Javier	2	0,990	1,209
CGED	13203	San José de Maipo	2	1,072	1,482
CGED	08419	San Nicolás	2	1,038	1,931
CGED	08108	San Pedro de la Paz	2	0,884	0,820
CGED	07111	San Rafael	2	1,013	1,247
CGED	06117	San Vicente	2	1,013	1,247
CGED	13601	Talagante	2	1,072	1,482
CGED	07101	Talca	2	1,004	0,889
CGED	08111	Talcahuano	2	0,884	0,820
CGED	09101	Temuco	2	1,004	0,889
CGED	07308	Teno	2	1,013	1,247
CGED	08111	Tomé	2	1,013	1,247
CGED	09119	Vilcún	2	1,013	1,247
CGED	07407	Villa Alegre	2	0,990	1,209
CGED	09112	Villarrica	2	1,013	1,247
CGED	07408	Yerbas Buenas	2	0,990	1,209
COOPERSOL	15201	Putre	6	1,000	1,000
COOPELAN	08304	Laja	5	0,983	0,632
COOPELAN	08301	Los Ángeles	5	1,000	1,004
COOPELAN	08305	Mulchén	5	1,000	1,004
COOPELAN	08309	Quilleco	5	1,000	1,004
COOPELAN	08311	Santa Bárbara	5	1,000	1,004
FRONTEL	08314	Alto Biobío	5	1,007	1,308
FRONTEL	09201	Angol	5	0,990	0,896
FRONTEL	08302	Antuco	5	1,007	1,308



FRONTEL	08202	Arauco	5	0,990	0,896
FRONTEL	08402	Bulnes	5	0,990	0,896
FRONTEL	08303	Cabrero	5	0,990	0,896
FRONTEL	08203	Cañete	5	0,990	0,896
FRONTEL	09102	Carahue	5	1,007	1,308
FRONTEL	08401	Chillán	5	0,990	0,896
FRONTEL	09121	Cholchol	5	0,990	0,896
FRONTEL	09202	Collipulli	5	0,990	0,896
FRONTEL	08101	Concepción	5	0,996	0,996
FRONTEL	08204	Contulmo	5	1,007	1,308
FRONTEL	08102	Coronel	5	1,007	1,308
FRONTEL	09103	Cunco	5	1,007	1,308
FRONTEL	09203	Curacautín	5	0,990	0,896
FRONTEL	08205	Curanilahue	5	0,990	0,896
FRONTEL	08407	El Carmen	5	1,007	1,308
FRONTEL	09204	Ercilla	5	1,007	1,308
FRONTEL	08104	Florida	5	1,007	1,308
FRONTEL	09105	Freire	5	1,007	1,308
FRONTEL	09106	Galvarino	5	1,007	1,308
FRONTEL	09107	Gorbea	5	0,990	0,896
FRONTEL	08105	Hualqui	5	1,007	1,308
FRONTEL	08304	Laja	5	0,990	0,896
FRONTEL	09108	Lautaro	5	0,990	0,896
FRONTEL	08201	Lebu	5	0,990	0,896
FRONTEL	09205	Lonquimay	5	1,007	1,308
FRONTEL	08206	Los Álamos	5	0,990	0,896
FRONTEL	08301	Los Ángeles	5	0,990	0,896
FRONTEL	09206	Los Sauces	5	1,007	1,308
FRONTEL	08106	Lota	5	0,986	0,633
FRONTEL	09207	Lumaco	5	1,007	1,308
FRONTEL	0911	Melipeuco	5	1,007	1,308
FRONTEL	08305	Mulchén	5	0,990	0,896
FRONTEL	08306	Nacimiento	5	0,990	0,896
FRONTEL	08307	Negrete	5	1,007	1,308
FRONTEL	09111	Nueva Imperial	5	0,990	0,896
FRONTEL	09112	Padre Las Casas	5	1,007	1,308
FRONTEL	0841	Pemuco	5	1,007	1,308
FRONTEL	09113	Perquenco	5	1,007	1,308
FRONTEL	08411	Pinto	5	1,007	1,308
FRONTEL	09114	Pitrufquén	5	1,007	1,308
FRONTEL	09208	Purén	5	1,007	1,308
FRONTEL	08308	Quilaco	5	1,007	1,308
FRONTEL	08309	Quilleco	5	1,007	1,308
FRONTEL	08413	Quillón	5	1,007	1,308
FRONTEL	08415	Ránquil	5	1,007	1,308
FRONTEL	09209	Renaico	5	1,007	1,308
FRONTEL	09116	Saavedra	5	1,007	1,308
FRONTEL	08418	San Ignacio	5	1,007	1,308
FRONTEL	0831	San Rosendo	5	0,990	0,896
FRONTEL	08311	Santa Bárbara	5	1,007	1,308
FRONTEL	08109	Santa Juana	5	1,007	1,308
FRONTEL	09101	Temuco	5	1,007	1,308
FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	5	1,007	1,308
FRONTEL	08207	Tirúa	5	1,007	1,308
FRONTEL	09118	Toitén	5	1,007	1,308
FRONTEL	08111	Tomé	5	1,007	1,308
FRONTEL	0921	Traiguén	5	1,007	1,308
FRONTEL	08312	Tucapel	5	0,990	0,896
FRONTEL	09211	Victoria	5	0,990	0,896
FRONTEL	09119	Vilcún	5	1,007	1,308
FRONTEL	0912	Villarrica	5	1,007	1,308
FRONTEL	08313	Yumbel	5	1,007	1,308
FRONTEL	08421	Yungay	5	0,990	0,896
SAESA	10202	Ancud	4	0,984	1,056
SAESA	10102	Calbuco	4	0,984	1,056
SAESA	10201	Castro	4	0,984	1,056
SAESA	10203	Chonchi	4	0,984	1,056
SAESA	10103	Cochemo	4	0,997	0,997
SAESA	14102	Corral	4	1,002	1,558
SAESA	10204	Curaco de Vélez	4	1,002	1,558
SAESA	10205	Dalcahue	4	0,984	1,056
SAESA	10104	Fresia	4	1,002	1,558
SAESA	10105	Frutillar	4	0,984	1,056
SAESA	14202	Futro	4	1,002	1,558
SAESA	09107	Gorbea	4	0,984	1,056
SAESA	10403	Hualaihué	4	0,997	0,997
SAESA	14201	La Unión	4	0,984	1,056
SAESA	14203	Lago Ranco	4	1,002	1,558
SAESA	14103	Lanco	4	0,984	1,056
SAESA	10107	Llanquihue	4	0,984	1,056
SAESA	09109	Loncoche	4	0,984	1,056
SAESA	14104	Los Lagos	4	0,984	1,056
SAESA	10106	Los Muermos	4	1,002	1,558
SAESA	14105	Máfil	4	1,002	1,558
SAESA	14106	Mariquina	4	1,002	1,558
SAESA	10108	Mauñil	4	1,002	1,558
SAESA	10301	Osorno	4	0,980	0,761
SAESA	14107	Paillaco	4	0,984	1,056
SAESA	14108	Panguipulli	4	0,984	1,056
SAESA	10101	Puerto Montt	4	0,984	1,056
SAESA	10302	Puerto Octay	4	1,002	1,558
SAESA	10109	Puerto Varas	4	0,984	1,056
SAESA	10206	Puqueldón	4	1,002	1,558
SAESA	10303	Purranque	4	0,984	1,056
SAESA	10304	Puyehue	4	0,984	1,056
SAESA	10207	Queilén	4	1,002	1,558
SAESA	10208	Quellón	4	0,984	1,056
SAESA	10209	Quemchi	4	1,002	1,558
SAESA	01021	Quinchao	4	1,002	1,558
SAESA	14204	Río Bueno	4	0,984	1,056
SAESA	10305	Río Negro	4	1,002	1,558
SAESA	10306	San Juan de la Costa	4	1,002	1,558
SAESA	10307	San Pablo	4	1,002	1,558
SAESA	09118	Toitén	4	1,002	1,558
SAESA	14101	Valdivia	4	0,980	0,761

SAESA	0912	Villarrica	4	1,002	1,558
EDELAISEN	11201	Aysén	5	1,000	1,000
EDELAISEN	10401	Chaitén	5	1,000	1,000
EDELAISEN	11401	Chile Chico	5	1,000	1,000
EDELAISEN	11202	Cisnes	5	1,000	1,000
EDELAISEN	11301	Cochrane	5	1,000	1,000
EDELAISEN	11101	Coihaique	5	1,000	1,000
EDELAISEN	10402	Futaleufú	5	1,000	1,000
EDELAISEN	11102	Lago Verde	5	1,000	1,000
EDELAISEN	10404	Palena	5	1,000	1,000
EDELAISEN	11402	Río Ibáñez	5	1,000	1,000
EDELMAG	12201	Cabo de Hornos	3	0,993	1,314
EDELMAG	12401	Natales	3	0,989	1,309
EDELMAG	12301	Porvenir	3	0,989	1,309
EDELMAG	12101	Punta Arenas	3	0,987	0,944
CODINER	09103	Cunco	6	0,988	1,082
CODINER	09203	Curacautín	6	0,988	1,082
CODINER	09204	Ercilla	6	0,988	1,082
CODINER	09105	Freire	6	0,988	1,082
CODINER	09106	Galvarino	6	0,988	1,082
CODINER	09107	Gorbea	6	0,988	1,082
CODINER	09108	Lautaro	6	0,988	1,082
CODINER	09109	Loncoche	6	0,988	1,082
CODINER	09111	Nueva Imperial	6	0,988	1,082
CODINER	09112	Padre Las Casas	6	0,988	1,082
CODINER	09113	Perquenco	6	0,971	0,757
CODINER	09114	Pitrufquén	6	0,988	1,082
CODINER	09101	Temuco	6	0,971	0,757
CODINER	0921	Traiguén	6	0,971	0,757
CODINER	09211	Victoria	6	0,988	1,082
CODINER	09119	Vilcún	6	0,988	1,082
CODINER	0912	Villarrica	6	0,988	1,082
EDECSA	05602	Algarrobo	4	1,024	1,577
EDECSA	05603	Cartagena	4	0,998	0,991
EDECSA	05102	Casablanca	4	0,998	0,991
EDECSA	13503	Curacaví	4	0,998	0,991
EDECSA	05604	El Quisco	4	1,024	1,577
EDECSA	05605	El Tabo	4	1,024	1,577
EDECSA	05101	Valparaíso	4	0,860	0,556
CEC	07301	Curicó	3	1,000	1,000
CEC	07304	Molina	3	1,000	1,000
CEC	07306	Romeral	3	1,000	1,000
CEC	07308	Teno	3	1,000	1,000
EMETAL	07402	Colbún	5	1,008	0,994
EMETAL	07102	Constitución	5	1,008	0,994
EMETAL	07103	Curepto	5	1,008	0,994
EMETAL	07105	Maule	5	1,029	1,335
EMETAL	07106	Pelarco	5	1,008	0,994
EMETAL	07107	Pencahue	5	1,008	0,994
EMETAL	07108	Río Claro	5	1,029	1,335
EMETAL	07109	San Clemente	5	1,008	0,994
EMETAL	07406	San Javier	5	1,008	0,994
EMETAL	0711	San Rafael	5	1,008	0,994
EMETAL	07101	Talca	5	1,001	0,669
EMETAL	07408	Yerbas Buenas	5	1,008	0,994
LUZLINARES	07402	Colbún	5	0,994	1,177
LUZLINARES	07102	Constitución	5	0,977	0,756
LUZLINARES	07401	Linares	5	0,977	0,756
LUZLINARES	07403	Longaví	5	0,994	1,177
LUZLINARES	07406	San Javier	5	0,994	1,177
LUZLINARES	07407	Villa Alegre	5	0,994	1,177
LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	5	0,994	1,177
LUZPARRAL	07201	Cauquenes	5	1,000	1,000
LUZPARRAL	07403	Longaví	5	1,000	1,000
LUZPARRAL	08409	Niquén	5	1,000	1,000
LUZPARRAL	07404	Parral	5	1,000	1,000
LUZPARRAL	07405	Retiro	5	1,000	1,000
LUZPARRAL	08416	San Carlos	5	1,000	1,000
LUZPARRAL	07406	San Javier	5	1,000	1,000
COPELEC	08402	Bulnes	5	0,966	0,705
COPELEC	08401	Chillán	5	0,966	0,705
COPELEC	08406	Chillán Viejo	5	0,966	0,705
COPELEC	08403	Cobquecura	5	0,976	1,196
COPELEC	08404	Colemu	5	0,976	1,196
COPELEC	08405	Coihueco	5	0,976	1,196
COPELEC	08407	El Carmen	5	0,976	1,196
COPELEC	08104	Florida	5	0,976	1,196
COPELEC	08408	Ninhue	5	0,976	1,196
COPELEC	08409	Niquén	5	0,976	1,196
COPELEC	0841	Pemuco	5	0,976	1,196
COPELEC	08411	Pinto	5	0,976	1,196
COPELEC	08412	Portezuelo	5	0,976	1,196
COPELEC	08413	Quillón	5	0,976	1,196
COPELEC	08414	Quirihue	5	0,976	1,196
COPELEC	08415	Ránquil	5	0,976	1,196
COPELEC	08416	San Carlos	5	0,976	1,196
COPELEC	08417	San Fabián	5	0,976	1,196
COPELEC	08418	San Ignacio	5	0,976	1,196
COPELEC	08419	San Nicolás	5	0,976	1,196
COPELEC	08111	Tomé	5	0,976	1,196
COPELEC	0842	Trehuaco	5	0,976	1,196
COELCHA	08303	Cabrero	6	0,994	1,018
COELCHA	08104	Florida	6	0,994	1,018
COELCHA	08105	Hualqui	6	0,994	1,018
COELCHA	08301	Los Ángeles	6	0,994	1,018
COELCHA	08306	Nacimiento	6	0,994	1,018
COELCHA	0841	Pemuco	6	0,994	1,018
COELCHA	08309	Quilleco	6	0,994	1,018
COELCHA	08413	Quillón	6	0,994	1,018
COELCHA	08312	Tucapel	6	0,974	0,633
COELCHA	08313	Yumbel	6	0,994	1,018
COELCHA	08421	Yungay	6	0,994	1,018



SOCOPEA	14202	Futroneo	5	0,972	0,853
SOCOPEA	14201	La Unión	5	0,972	0,853
SOCOPEA	14104	Los Lagos	5	0,972	0,853
SOCOPEA	14105	Máfil	5	0,990	1,219
SOCOPEA	14107	Paillaco	5	0,990	1,219
SOCOPEA	14108	Panguipulli	5	0,990	1,219
COOPREL	14201	La Unión	5	0,979	0,733
COOPREL	14203	Lago Ranco	5	0,997	1,196
COOPREL	14204	Río Bueno	5	0,997	1,196
COOPREL	10307	San Pablo	5	0,979	0,733
LUZ OSORNO	10105	Frutillar	5	0,897	0,883
LUZ OSORNO	14201	La Unión	5	0,914	1,404
LUZ OSORNO	10107	Llanquihue	5	0,897	0,883
LUZ OSORNO	10301	Osorno	5	0,897	0,883
LUZ OSORNO	10302	Puerto Octay	5	0,914	1,404
LUZ OSORNO	10109	Puerto Varas	5	0,897	0,883
LUZ OSORNO	10303	Purranque	5	0,897	0,883
LUZ OSORNO	10304	Puyehue	5	0,897	0,883
LUZ OSORNO	14204	Río Bueno	5	0,897	0,883
LUZ OSORNO	10305	Río Negro	5	0,897	0,883
LUZ OSORNO	10306	San Juan de la Costa	5	0,914	1,404
LUZ OSORNO	10307	San Pablo	5	0,914	1,404
CRELL	10104	Fresia	5	0,872	1,356
CRELL	10105	Frutillar	5	0,856	0,919
CRELL	10107	Llanquihue	5	0,856	0,919
CRELL	14104	Los Lagos	5	0,856	0,919
CRELL	10106	Los Muermos	5	0,872	1,356
CRELL	10108	Mauñín	5	0,872	1,356
CRELL	10301	Osorno	5	0,853	0,662
CRELL	10101	Puerto Montt	5	0,856	0,919
CRELL	10302	Puerto Octay	5	0,872	1,356
CRELL	10109	Puerto Varas	5	0,856	0,919
CRELL	10303	Purranque	5	0,856	0,919
ENELSA	04302	Combarbalá	4	1,010	1,745
ENELSA	04303	Monte Patria	4	0,990	0,982
ENELSA	04301	Ovalle	4	0,990	0,982
ENELSA	04304	Punitaqui	4	0,990	0,982

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2007 se crearan o se hubiesen creado nuevas comunas, los clientes ubicados en ellas y a los cuales se les esté efectuando una aplicación tarifaria en los términos establecidos en el presente Decreto, mantendrán dichos niveles tarifarios.

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2007 la empresa extendiera o hubiese extendido su zona de concesión, abarcando comunas que no se encuentran señaladas en el listado de los factores de sectorización para la empresa indicada, y en donde no existe aplicación tarifaria previa en los términos del presente Decreto, los factores de asignación de costos sectorizados correspondientes a los clientes de las comunas referidas tomarán el valor igual a uno (FSTCF = 1,000 y FSTCD = 1,000).

Las empresas que, a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto tengan clientes con suministro subterráneo, conforme la condición de aplicación y criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1, deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD que conforman las correspondientes tarifas, por los factores que continuación se señalan, de acuerdo al área típica de la empresa y al tipo de alimentación que los clientes reciben conforme a los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1. Sin perjuicio de lo anterior, en la empresa LUZ ANDES no se aplicarán los factores señalados, siendo estos iguales a uno (1,0000).

Casos	Área Típica 1	Área Típica 2	Área Típica 3
Cliente AT alimentado en forma aérea	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,7000	1,7000	1,7000
Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente BT Caso 1	1,2197	1,2197	1,2197
Cliente BT Caso 2	1,2058	1,2058	1,2058
Cliente BT Caso 3	1,4255	1,4255	1,4255

La aplicación de los factores señalados en el cuadro anterior se mantendrá durante toda la vigencia del presente Decreto con la excepción de la aplicación que deba efectuarse a clientes que adquieran la condición de clientes con suministro subterráneo, conforme a las condiciones de aplicación establecidas en el punto 5.6.2.

Producto de las condiciones establecidas en el punto 5.6.2, para los clientes con suministro subterráneo asociados a nuevos desarrollos subterráneos habilitados con posterioridad a la entrada en vigencia del presente Decreto, deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD que conforman las correspondientes tarifas, por los factores que a continuación se señalan, de acuerdo al área típica de la empresa y al tipo de alimentación que los clientes reciben conforme a los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1.

Casos	Área Típica 1	Área Típica 2	Área Típica 3	Área Típica 4	Área Típica 5	Área Típica 6
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,6561	1,6763	1,6510	1,6830	1,6830	1,6830
Cliente BT Caso 1	1,1790	1,1868	1,2519	1,2720	1,2306	1,3575
Cliente BT Caso 2	2,0317	2,0709	1,8575	1,9027	1,9935	1,7149
Cliente BT Caso 3	2,2267	2,2617	2,1284	2,1747	2,2241	2,0724

7.8 Factores de reasignación de cargos fijos (FCFE y FVAD)

FCFE : Factor de reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.
FVAD : Factor de corrección por reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.

Para cada empresa a continuación se indican los factores de reasignación de cargos fijos FCFE y FVAD:

EMPRESA	FCFE	FVAD	EMPRESA	FCFE	FVAD	EMPRESA	FCFE	FVAD
EMELARI	1,0000	1,0000	EEPA	0,9742	1,0049	CEC	0,8772	1,0099
ELIQSA	0,8772	1,0158	LUZ ANDES	0,8772	1,0057	EMETAL	0,8159	1,0199
ELECDA	0,9742	1,0039	EMELECTRIC	1,0000	1,0000	LUZLINARES	0,8159	1,0232
EMELAT	0,9742	1,0041	CGED	0,9742	1,0045	LUZPARRAL	0,9657	1,0049
CONAFE A	1,0000	1,0000	COOPERSOL	0,7806	1,0510	COPELEC	0,9657	1,0044
CHILQUINTA	1,0000	1,0000	COOPELAN	0,9657	1,0034	COELCHA	0,7806	1,0321
CONAFE B	0,9742	1,0033	FRONTEL	0,8159	1,0332	SOCOPEA	0,9657	1,0029
EMELCA	0,9657	1,0058	SAESA	0,9544	1,0065	COOPREL	0,9657	1,0024
LITORAL	0,9047	1,0164	EDELAYSSEN	0,9352	1,0098	LUZ OSORNO	0,8159	1,0152
CHILECTRA	0,9126	1,0078	EDELMAG	1,0000	1,0000	CRELL	0,8159	1,0173
EEC	1,0000	1,0000	CODINER	0,7806	1,0219	ENELSA	1,0000	1,0000
TIL-TIL	0,9047	1,0176	EDECSA	0,9544	1,0018			

7.9 Definición de los parámetros y valores base

IPC : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

IPMN : Índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

IPCu : Índice de precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Valores de Londres; precio que calcula la Comisión Chilena del Cobre y que se publica mensualmente en el "Boletín del Banco Central". Para estos efectos se considerará los 12 meses que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas y se referirán a moneda nacional utilizando el valor de Tc indicado en el punto anterior.

D : Índice de productos importados calculado como $D = Tc \times (1 + Ta)$, con:

Tc : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado", o el que lo reemplaza. Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

Ta : Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizará el valor vigente del último día hábil del segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

Los valores base de los parámetros son los que a continuación se indican:

Parámetro	Valor Base	Mes
IPCo	92,95	Nov-07
IPMNo	100,00	Nov-07
IPCuo	163.976,78	Oct-07
Do	537,37	Nov-07

Las empresas deberán aplicar los índices IPC, IPMN, IPCu y D de acuerdo a las condiciones establecidas en el Artículo 191° de la Ley.

7.10 Factor de corrección por aportes de terceros (β)

EMPRESA	β
EMELARI	0,984
ELIQSA	0,977
ELECDA	0,983
EMELAT	0,981
CONAFE A	0,964
CHILQUINTA	0,963
CONAFE B	0,919
EMELCA	1,000
LITORAL	0,960
CHILECTRA	0,953
EEC	0,988
TIL-TIL	1,000

EMPRESA	β
EEPA	0,969
LUZ ANDES	0,993
EMELECTRIC	0,988
CGED	0,971
COOPERSOL	1,000
COOPELAN	1,000
FRONTEL	0,992
SAESA	0,985
EDELAYSSEN	0,990
EDELMAG	0,948
CODINER	1,000
EDECSA	1,000

EMPRESA	β
CEC	1,000
EMETAL	1,000
LUZLINARES	1,000
LUZPARRAL	1,000
COPELEC	1,000
COELCHA	1,000
SOCOPEA	1,000
COOPREL	1,000
LUZ OSORNO	1,000
CRELL	1,000
ENELSA	1,000

7.11 Factor de invierno (FI)

En la opción tarifaria BT1, el factor de invierno (FI) dependerá del Sistema Eléctrico en el cual se encuentre el cliente y su valor corresponderá al resultante del siguiente cálculo:

$$FI = \frac{12}{Meses_{HP-SE}}$$

En que:

Meses_{HP-SE} : Cantidad anual de meses en que se han definido horas de punta para el Sistema Eléctrico, establecidos de acuerdo a los Decretos de precios de nudo que se fijen semestralmente.

Artículo Segundo: En la boleta o factura deberá indicarse el nombre de la subestación primaria de distribución desde la cual el cliente se encuentra abastecido. Para estos efectos se entenderá que la subestación primaria de distribución que abastece al cliente es aquella que presente la menor distancia al punto de suministro. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión. Las líneas a considerar son las de propiedad del concesionario y, además, las establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados. Las empresas concesionarias deberán mantener una base de datos actualizada que identifique a cada cliente en su zona de concesión con la subestación primaria de distribución que lo abastece.

En la factura o boleta se identificará separadamente la glosa de los cargos aplicados, su facturación y la suma total facturada, así como los demás cargos que la reglamentación vigente establezca.

Las tarifas del presente decreto son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Las tarifas a que dé lugar la aplicación de las fórmulas tarifarias anteriores deberán aplicarse conforme a lo dispuesto en el Artículo 192° de la Ley.

Disposiciones Transitorias

Artículo Primero: El cargo único por uso del sistema troncal, a que se refiere el numeral 4 de este decreto, se aplicará una vez que haya sido establecido conforme al Decreto de precios de nudo que se fije semestralmente..

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Jean-Jacques Duhart Saurel, Ministro (S) de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Lo que transcribe para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Eduardo Escalona Vásquez, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).