



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

INFORME TÉCNICO

FIJACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIOS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN

CUADRIENIO NOVIEMBRE DE 2008 – NOVIEMBRE DE 2012

Noviembre de 2008



INFORME TÉCNICO

FIJACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIOS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN CUADRIENIO NOVIEMBRE DE 2008 – NOVIEMBRE DE 2012

INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe Técnico que la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, debe emitir conforme el Artículo 189° del Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “la Ley”, y que recoge los aspectos y consideraciones técnicas que sustentan el proceso de fijación de fórmulas tarifarias aplicables a concesionarios de servicio público de distribución correspondiente al cuatrienio noviembre de 2008 - noviembre de 2012.

Este informe se divide en los siguientes cuatro capítulos:

- I. Estudios de Valor Agregado de Distribución
- II. Estructuración de Fórmulas de Tarifas Preliminares
- III. Verificación de Rentabilidad de la Industria
- IV. Otros parámetros a considerar en el Decreto Tarifario



I. ESTUDIOS DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

1. Bases técnicas para estudios de valor agregado de distribución

Conforme se establece en el Artículo 188° de la Ley, se definieron las bases técnicas para el desarrollo de los estudios de valor agregado de distribución, en adelante “VAD”, con objeto de determinar las componentes de costo de empresas modelo a que se refieren los Artículos 182° y 183° de la Ley. Las Bases Técnicas, en adelante las Bases¹, consideraron, en lo general, los siguientes conceptos:

- Se adoptó el criterio de considerar empresas modelo nuevas, tomando como dato en el proceso de diseño eficiente de su inversiones e infraestructura operativa, sólo las características físicas de la zona en que opera, la demanda que enfrenta, así como otras restricciones de carácter administrativo o normativo, que en conjunto configuran la hipótesis de empresa distribuidora operando en el país según esta consideración se señala Artículo 183° de la Ley. Este concepto es el mismo empleado en la fijación tarifaria del año 2004.
- El tratamiento de empresa nueva conlleva el criterio de consideración de la última tecnología, o tecnología moderna, para la simulación de los procesos de inversión y operativos de la empresa modelo.
- Se contempló el diseño de la empresa modelo para abastecer tanto una demanda actual como proyectada y no sólo la correspondiente a un año base de operación.
- Se consideró como hipótesis de trabajo el estudiar zonas de distribución cubiertas en la actualidad por empresas completas, con objeto de recoger en el diseño el efecto de todas las economías de escala que se producen en la actividad de distribución². Consistentemente con ello, la definición de áreas de distribución típicas a que se refiere el Artículo 183° de la Ley, consideró también la clasificación de empresas completas en un solo tipo de área, dando continuidad al tratamiento efectuado en la fijación pasada.

2. Definición de áreas típicas

Los estudios de VAD y en definitiva, los niveles tarifarios determinados en las fijaciones tarifarias, deben establecerse por áreas de distribución típicas, o simplemente áreas típicas, definidas en la Ley como “áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí”.

Las empresas analizadas son las que se señalan a continuación, correspondientes a aquellas con calidad de concesionarias de servicio público de distribución al 31 de diciembre de 2007:

¹ Ver Anexo N°1 “Bases para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD)”

² El tratamiento de empresas completas, tanto para la definición de áreas típicas como para la consecuente determinación del VAD, se efectuó por primera vez en la fijación tarifaria del año 2000.



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.	EPPA	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.	SOCOEPA	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

Como se adelantó en el punto anterior, se clasificaron empresas o sectores de ellas cuyos valores agregados por la actividad de distribución son parecidos entre sí. Sin perjuicio de ello, y conforme lo establecido en el Artículo 185° de la Ley y 295° del Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente el “Decreto N° 327” o el “Reglamento de la Ley”, en la estructuración de las fórmulas tarifarias se definieron sectores tarifarios que recogen la dispersión de costos unitarios a nivel comunal aplicando la desviación relativa de niveles tarifarios comunales establecidos para este efecto en la fijación tarifaria del año 2004, que determinó cargos unitarios de distribución según cuatro tipos de comuna al interior de cada empresa en base a su dispersión de carga o consumo.

El procedimiento de clasificación de Áreas Típicas se describe a continuación:

a) Consideraciones iniciales

El artículo 225° m) de la Ley, define el concepto de Área Típica de Distribución como: “Áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí”. Tal definición refleja que el objetivo de establecer áreas típicas es el de determinar un valor agregado representativo de las empresas contenidas en éstas, por lo tanto, en la presente



definición de áreas típicas se ha considerado las componentes de costos de los valores agregados de las empresas.

En efecto, los artículos 182° y 183° de la Ley establecen las componentes de costos que debe considerar el VAD, las cuales se calcularán para cada área de distribución típica, y que son:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Bajo estas consideraciones, se empleó una metodología a través de la cual se determina el número de áreas de distribución típicas en función de los componentes de costos del VAD de todas las empresas concesionarias de distribución que operan en sistemas con potencia conectada en generación mayor a 1500 kW.

b) Información utilizada

La información base utilizada para el cálculo de los VAD teóricos, sobre la base de los cuales se determinan las áreas para el desarrollo de análisis, es la siguiente:

- Valor nuevo de reemplazo de instalaciones al 31 de diciembre del 2006, expresados en moneda del 31 de diciembre de 2006. Esta información corresponde a la cifra informada por las empresas concesionarias a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Costos de explotación anuales informados por las empresas concesionarias a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para el año 2006, expresados en moneda del 31 de diciembre de 2006. Esta cifra es informada a la Comisión Nacional de Energía por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Parámetros físicos propios de cada empresa concesionaria informados a la Comisión.
- Costo de pérdidas de energía y potencia del año 2006, para cuyo cálculo se utiliza la información de compras y ventas de energía y potencia, tanto en unidades físicas como económicas.

c) Metodología aplicada

A partir de la información básica de costos y parámetros físicos recopilada, se agruparon inicialmente los costos por concepto de distribución en alta y baja tensión de distribución (AT y BT respectivamente), conformándose con ellos los siguientes dos modelos de regresión econométricos:

- Costos totales de las empresas asignados a AT, en función de los momentos de carga (MW*km) en AT.
- Costos totales de las empresas asignados a BT, en función de los momentos de carga (MW*km) en BT.

A través de los modelos anteriores se obtuvo una representación económica del mercado de empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, el cual se desea segmentar en áreas típicas, de modo de establecer distintos mercados relevantes en cuanto a costos medios presentes de distribución.



A partir de la representación del mercado obtenida bajo el procedimiento señalado, se elaboró una base de datos de costos totales teóricos por empresa, adicionándoles los costos por concepto de pérdidas de energía y potencia. La valorización de las pérdidas se realizó aplicando a las pérdidas anuales de energía un precio medio monómico de compras de energía y potencia del año 2006 en \$/kWh.

La cantidad física de pérdidas de energía del año 2006, en MWh, se determinó como la diferencia entre la cantidad física de compras anuales de energía referidas al ingreso de distribución y la cantidad física de ventas anuales de energía.

El precio medio monómico se determinó como el cociente entre el costo de compras de energía y potencia del año 2006 referido a nivel de distribución, y la cantidad física de compras anuales de energía referidas al ingreso de distribución.

El VAD de referencia del mercado o VAD teórico, asignado a las empresas en la representación de mercado, se obtuvo dividiendo los costos totales por los kW vendidos el 2006.

La segmentación del mercado se realizó formando grupos homogéneos de empresas a partir de una lista ordenada por VAD teórico en forma creciente. Para determinar el número definitivo de áreas típicas, se segmenta la industria según VAD similares, para lo cual se determina una variable de máxima aceptación de desviación de costos (TIR teórica) en los miembros de cada segmento, considerando que una tarifa promedio definida como el promedio del menor y mayor VAD del segmento, permita a todas y cada una de las empresas del segmento obtener una TIR teórica en el rango 5% a 15%. Lo anterior se logra aplicando un proceso de ordenamiento recursivo, hasta cubrir la industria por completo.

Esta metodología se muestra en detalle en Anexo N°2.

d) Resultados

Luego de la aplicación de la metodología descrita y con el criterio de segmentación indicado, se obtuvo un total de seis (6) áreas de distribución típicas.

De esta forma, los resultados de la clasificación de Áreas Típicas por empresa es el 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	SOCOEPA	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		

3. Estudios de valores agregados de distribución consultores CNE



Conforme lo señalado en el Artículo 183° de la Ley, los valores agregados de distribución que la CNE debe determinar, deben calcularse sobre la base de un estudio de costos encargado a un consultor externo por la Comisión. El estudio de costos fue licitado, conforme a la Ley 19.886, y adjudicado al consorcio Synex Ingenieros Consultores Ltda. y Mercados Energéticos Consultores S.A. (Resolución TR CNE N°71 del 30 de mayo de 2008), para el estudio de las seis áreas típicas definidas.

Luego, sobre la base del estudio de costos señalado, se obtienen las siguientes componentes de costo del valor agregado de distribución por parte de la CNE:

VALORES ESTUDIOS CNE											
ÁREA TÍPICA	COSTOS DE INV., OP. Y MANTENCIÓN		COSTOS FIJOS			PÉRDIDAS MEDIAS					
	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMEB	PMPBD
1	18.148,71	41.623,90	7.776,15	11.797,69	12.406,16	1,0044	1,0049	1,0045	1,0550	1,0452	1,0491
2	22.171,81	42.765,95	7.933,24	12.075,02	12.638,95	1,0107	1,0126	1,0097	1,0607	1,0547	1,0542
3	29.100,07	55.090,01	8.841,14	13.049,55	13.680,05	1,0077	1,0091	1,0070	1,0591	1,0536	1,0523
4	34.723,13	64.600,55	9.844,40	13.438,63	13.762,20	1,0071	1,0079	1,0058	1,0558	1,0581	1,0475
5	73.588,54	122.692,86	10.997,23	14.356,77	14.868,29	1,0321	1,0362	1,0123	1,0650	1,0615	1,0602
6	184.715,03	130.959,72	15.528,76	18.949,27	19.020,84	1,0385	1,0451	1,0249	1,0695	1,0754	1,0679

4. Estudios encargados por las empresas concesionarias

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 183° de la Ley, las empresas pueden contratar en conjunto o individualmente el mismo estudio, en cuyo caso, los valores agregados resultantes de los estudios de las empresas se ponderan con los de la CNE en proporciones de 1/3 y 2/3 respectivamente.

Las empresas presentaron en esta oportunidad un único estudio por Área Típica, según se indica a continuación: **Área Típica 1**, remitido por CHILECTRA S.A.; **Área Típica 2**, remitido por CGE DISTRIBUCIÓN S.A.; **Área Típica 3**, remitido por CHILQUINTA ENERGÍA S.A.; **Área Típica 4**, remitido por SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.; **Área Típica 5**, remitido por EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A., y **Área Típica 6**, remitido por COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. Cada uno de estos estudios fue presentado a la CNE el día 3 de septiembre de 2008.

La CNE efectuó observaciones a estos estudios, dando lugar a correcciones respecto a los valores originalmente presentados, conforme al Artículo 183° de la Ley y 298° del Decreto N° 327. De esta forma, las componentes de costo presentadas por las empresas, conforme a lo establecido en el Artículo 183° mencionado, incorporadas las correcciones señaladas, son las que se muestran en la siguiente tabla:

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS											
ÁREA TÍPICA	COSTOS DE INV., OP. Y MANTENCIÓN		COSTOS FIJOS			PÉRDIDAS MEDIAS					
	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMEB	PMPBD
1	19.545,74	70.256,33	6.010,18	6.620,45	6.620,45	1,0052	1,0090	1,0062	1,0680	1,0553	1,0680
2	29.977,50	66.618,13	12.536,56	21.896,25	21.896,25	1,0330	1,0361	1,0283	1,0697	1,0807	1,0765
3	54.185,09	102.169,95	13.862,02	22.705,02	27.051,00	1,0255	1,0252	1,0275	1,0750	1,0877	1,0855
4	62.956,94	103.313,53	15.239,30	23.557,49	26.821,62	1,0378	1,0399	1,0360	1,0870	1,0932	1,0875
5	110.790,87	160.656,29	16.733,12	25.501,53	28.717,23	1,0578	1,0608	1,0553	1,0901	1,1016	1,0981
6	163.716,00	149.762,00	16.855,00	25.247,00	28.847,00	1,0365	1,0476	1,0393	1,0856	1,1025	1,0819



5. Ponderación de resultados

Conforme a lo señalado en los puntos 3 y 4 precedentes, y conforme a lo establecido en el Artículo 183° de la Ley, se procedió a ponderar las componentes de costo del valor agregado de distribución determinados por la CNE con los obtenidos del estudio de las empresas concesionarias. Los valores ponderados son las que se muestran en la siguiente tabla:

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES											
ÁREA TÍPICA	COSTOS DE INV., OP. Y MANTENCIÓN		COSTOS FIJOS			PÉRDIDAS MEDIAS					
	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMEB	PMPBD
	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	18.614,39	51.168,05	7.187,50	10.071,94	10.477,59	1,0047	1,0063	1,0051	1,0593	1,0485	1,0554
2	24.773,71	50.716,68	9.467,68	15.348,76	15.724,72	1,0181	1,0204	1,0159	1,0637	1,0633	1,0617
3	37.461,75	70.783,32	10.514,77	16.268,04	18.137,03	1,0136	1,0145	1,0138	1,0644	1,0650	1,0634
4	44.134,40	77.504,87	11.642,70	16.811,58	18.115,34	1,0173	1,0186	1,0159	1,0662	1,0698	1,0608
5	85.989,32	135.347,33	12.909,19	18.071,69	19.484,61	1,0406	1,0444	1,0266	1,0734	1,0748	1,0728
6	177.715,35	137.227,15	15.970,84	21.048,51	22.296,23	1,0378	1,0459	1,0297	1,0748	1,0845	1,0726

Los mismos valores ponderados, expresados en base mensual son los siguientes:

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES											
ÁREA TÍPICA	COSTOS DE INV., OP. Y MANTENCIÓN		COSTOS FIJOS			PÉRDIDAS MEDIAS					
	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMEB	PMPBD
	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	1.551,20	4.264,00	598,96	839,33	873,13	1,0047	1,0063	1,0051	1,0593	1,0485	1,0554
2	2.064,48	4.226,39	788,97	1.279,06	1.310,39	1,0181	1,0204	1,0159	1,0637	1,0633	1,0617
3	3.121,81	5.898,61	876,23	1.355,67	1.511,42	1,0136	1,0145	1,0138	1,0644	1,0650	1,0634
4	3.677,87	6.458,74	970,22	1.400,97	1.509,61	1,0173	1,0186	1,0159	1,0662	1,0698	1,0608
5	7.165,78	11.278,94	1.075,77	1.505,97	1.623,72	1,0406	1,0444	1,0266	1,0734	1,0748	1,0728
6	14.809,61	11.435,60	1.330,90	1.754,04	1.858,02	1,0378	1,0459	1,0297	1,0748	1,0845	1,0726



II. ESTRUCTURACIÓN DE FÓRMULAS DE TARIFAS PRELIMINARES

La estructuración de fórmulas tarifarias preliminares considera la definición de las estructuras propiamente tales, así como la asignación de los diferentes parámetros que determinan el nivel final de la tarifa. En esta oportunidad se mantuvieron las estructuras tarifarias establecidas en la fijación de 2004 y que se encuentran definidas en el Decreto N° 276/2004 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Sin perjuicio de lo anterior, en las fórmulas tarifarias de la opción BT1 (a y b) se ha introducido un Factor de Invierno (FI) que permite la aplicación de los cargos por Energía adicional de invierno (BT1a) y Potencia de invierno (BT1b), en base a condiciones que no dependen de fechas determinadas sino que directamente de la cantidad anual de meses en que se han definido horas de punta para cada sistema eléctrico, conforme a la normativa vigente.

La determinación de los parámetros consideró un ajuste en las horas de uso, factores de coincidencia, factores de asignación de costos sectorizados (FSTCD y FSTCF) y factores de reasignación de cargos fijos de clientes con medidor de energía (FCFE y FVAD), en conformidad con lo establecido en el Artículo 185° de la Ley y 295° del Decreto N° 327. Asimismo, se actualiza el conjunto de parámetros de modulación y recargo para reflejar las diferencias de costos relativos por concepto de suministro subterráneo en sectores con esa modalidad de abastecimiento. Los criterios de asignación sectorizada son los mismos empleados en la fijación del año 2004, contenidos en el Decreto N° 276/2004. Adicionalmente, se revisaron y modificaron los límites asociados al cargo por energía adicional de invierno para la opción tarifaria BT1a y el Factor de Clasificación asociado a la opción tarifaria BT1b.

De esta forma, las fórmulas tarifarias a usuarios finales sometidos a regulación de precios son las que se presentan a continuación. Las condiciones de aplicación de las mismas, se muestran en el Anexo N°4.

1. Tarifa BT1

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

Se consideran 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 más adelante, sea superior a dos coma cinco.

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 BT1 b

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	$\frac{(Pp - PNPT) \times PPBT \times PPAT}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDV}$
Potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{FI \times PPBT \times PPAT \times PNPT}{NHUNI}$

2. Tarifa BT2

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

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

3. Tarifa BT3

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

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso del 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

4. Tarifa BT4

4.1 Tarifa BT4.1

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

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso del 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)

4.2 Tarifa BT4.2

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

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso del 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)

4.3 Tarifa BT4.3

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

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Cargo único por uso del sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Demanda máxima	\$/kW/mes	FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)



suministrada		
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times Pp + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

5. Tarifa AT2

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

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

6. Tarifa AT3

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

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

7. Tarifa AT4

7.1 Tarifa AT4.1

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

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Cargo único por uso del 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

7.2 Tarifa AT4.2

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

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Cargo único por uso del 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

7.3 Tarifa AT4.3

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

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Cargo único por uso del 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

8. Tarifas Flexibles Reguladas

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias descritas en el numeral 7 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 de los incisos siguientes. Las características y condiciones de aplicación de las TFR deberán estar permanentemente publicadas

AVDA. LIBERTADOR BERNARDO O'HIGGINS 1449-PISO13, DOWNTOWN II-SANTIAGO-CHILE-FONO (56-2) 365 6800-
FAX (56-2) 365 6888

CLASIFICADOR 14 - CORREO 21 - E-MAIL aelectrica@cne.cl - WEB <http://www.cne.cl>



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 cualquier cliente dentro de la zona de concesión de la empresa que, cumpliendo las exigencias técnicas que para cada caso se establezcan, las solicite y acepte someterse a las condiciones de aplicación de las mismas.

Anualmente, 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 7 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 7. 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.

9. Valores de los parámetros tarifarios

9.1 Precios de nudo (Pe, Pp y PNPT)

Los precios Pe (\$/kWh) y Pp (\$/kW/mes) corresponden directamente a los precios de nudo aplicables a cada concesionario y sector de nudo, conforme esto se encuentre establecido, se según corresponda, en los Decretos de precios de nudo fijados semestralmente o en los precios de nudo de largo plazo que se establezcan conforme a la Ley. Por su parte, el precio PNPT (\$/kW/mes) corresponde al precio de nudo en nivel troncal establecido en los Decretos de precios de nudo fijados semestralmente semestralmente y los precios de nudo de largo plazo que se establezcan conforme a la Ley.

9.2 Cargo único por uso del sistema troncal (CU)

Cargo único por concepto de uso del sistema troncal, al que se refieren los Artículos 102° a), 155° y 181° de la Ley del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada en el Diario Oficial con fecha 13 de marzo de 2004. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

9.3 Factores de expansión de pérdidas

Conforme a los parámetros presentados en el punto 5 del Capítulo I, los factores de expansión de pérdidas se establecen de la siguiente forma:

- $PPAT = PMPAG$

AVDA. LIBERTADOR BERNARDO O'HIGGINS 1449-PISO13, DOWNTOWN II-SANTIAGO-CHILE-FONO (56-2) 365 6800-
FAX (56-2) 365 6888

CLASIFICADOR 14 - CORREO 21 - E-MAIL aeelectrica@cne.cl - WEB <http://www.cne.cl>



- PEAT = PMEA
- PPBT = PMPBG
- PEBT = PMEB
- PMPBT = PMPBD

Donde:

- PPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
- PMPAG : Factor de expansión de pérdidas ponderado de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta del sistema eléctrico.
- PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.
- PMEA : Factor de expansión de pérdidas ponderado de energía en alta tensión.
- PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
- PMPBG : Factor de expansión de pérdidas ponderado de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta del sistema eléctrico.
- PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
- PMEB : Factor de expansión de pérdidas ponderado 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.
- PMPBD : Factor de expansión de pérdidas ponderado de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.

Así, los factores de expansión de pérdida se establecen de la siguiente forma:

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

9.4 Cargos fijos

Los cargos fijos sectorizados de clientes se determinan de la siguiente forma:

$$CFES = FSTCF \times FCFE \times CFE = FSTCF \times FCFE \times \text{Index (CFEo)}$$

$$CFDS = FSTCF \times CFD = FSTCF \times \text{Index (CFDo)}$$

$$CFHS = FSTCF \times CFH = FSTCF \times \text{Index (CFHo)}$$

Donde:

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



- FSTCF : Factor de asignación de cargos fijos sectorizados. Se expresa por comuna y en valor propio.
- FCFE : Factor de reasignación de cargos fijos de cliente con medidor de energía. Se expresa por empresa y en valor propio.
- CFE : Cargo fijo indexado de cliente con medidor de energía. Equivale al valor indexado a partir de CFEo (Index (CFEo)). Se expresa \$/cliente/mes.
- CFD : Cargo fijo indexado de cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Equivale al valor indexado a partir de CFDo (Index (CFDo)). Se expresa en \$/cliente/mes.
- CFH : Cargo fijo indexado de cliente con medidor de energía y medidor horario. Equivale al valor indexado a partir de CFHo (Index (CFHo)). Se expresa en \$/cliente/mes.
- CFEo : Cargo fijo base para medidor de energía, \$/cliente/mes.
- CFDo : Cargo fijo base para medidor de energía y medidor demanda, \$/cliente/mes.
- CFHo : Cargo fijo base para medidor de energía y medidor horario, \$/cliente/mes.

Los cargos fijos CFE, CFD y CFH se establecen mediante la utilización de las respectivas fórmulas de indexación señaladas en el punto 2 del Capítulo IV, las que se aplican directamente sobre los valores base obtenidos como costos fijos ponderados de los estudios, según la siguiente tabla:

ÁREA TÍPICA	CFEo \$/cl/mes	CFDo \$/cl/mes	CFHo \$/cl/mes
1	598,96	839,33	873,13
2	788,97	1279,06	1310,39
3	876,23	1355,67	1511,42
4	970,22	1400,97	1509,61
5	1075,77	1505,97	1623,72
6	1330,9	1754,04	1858,02

9.5 Costos de distribución

Los costos de distribución en alta y baja tensión, CDAT y CDBT respectivamente, corresponden a las variables que otorgan el nivel tarifario de distribución propiamente tal, quedando determinados en función de los valores agregados de distribución ponderados para cada Área Típica. Estos costos se determinan en función de las siguientes expresiones:

$$\text{CDAT} = \text{FSTCD} \times \text{FVAD} \times \text{Index (CDATo)}$$

$$\text{CDBT} = \text{FSTCD} \times \text{FVAD} \times \text{Index (CDBTo)}$$

Donde:

- CDAT : Costo de distribución sectorizado en alta tensión. Se determina a partir de la indexación del valor base CDATo (Index (CDATo)), de la sectorización y de la reasignación del costo fijo correspondiente. Se expresa en \$/kW/mes.
- CDBT : Costo de distribución sectorizado en baja tensión. Se determina a partir de la indexación del valor base CDBTo (Index (CDBTo)), de la sectorización y de la reasignación del costo fijo correspondiente. Se expresa en \$/kW/mes.
- FSTCD : Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados. Se expresa por comuna y en valor propio.
- FVAD : Factor de corrección por reasignación de costos fijos asociado a cliente con medidor de energía. Se expresa por empresa y en valor propio.
- CDATo : Costo de distribución base en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes y se establece como valor base de las fórmulas de indexación. Se determina como $\text{CDATo} = \text{VADAT}$.



CDBTo : Costo de distribución base en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes y se establece como valor base de las fórmulas de indexación. Se determina como $CDBTo = VADAT \times PMPBT + VADBT$.

VADAT : Valor agregado de distribución ponderado de alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

PMPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia ponderado en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

VADBT : Valor agregado de distribución ponderado de baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

Los valores de estas variables son los siguientes:

ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/mes	VADBT \$/kW/mes	PMPBT	CDATo \$/KW/mes	CDBTo \$/KW/mes
1	1.551,20	4.264,00	1,0554	1.551,20	5.901,16
2	2.064,48	4.226,39	1,0617	2.064,48	6.418,14
3	3.121,81	5.898,61	1,0634	3.121,81	9.218,27
4	3.677,87	6.458,74	1,0608	3.677,87	10.360,30
5	7.165,78	11.278,94	1,0728	7.165,78	18.966,54
6	14.809,61	11.435,60	1,0726	14.809,61	27.319,78

9.6 Factores de asignación de costos sectorizados

Como se indicó en el punto 2 de este Capítulo, los niveles tarifarios dados por las áreas típicas a las cuales fueron asignadas las empresas concesionarias, han sido sectorizados, conforme los Artículos 185° de la Ley y 295° del Decreto N° 327, de modo de reconocer la diversidad de costos unitarios al interior de la zona de concesión. Como criterio de sectorización se utilizó el criterio de segmentación comunal establecido en las tarifas vigentes.

Para reconocer la diferenciación de costos se mantuvo la desviación relativa considerada en la fijación del año 2004, la que correlaciona los costos unitarios comunales con indicadores que dan cuenta de la densidad de carga en cada zona. De esta forma, y manteniendo el nivel tarifario general dado por el área típica correspondiente al presente proceso de fijación tarifaria, se sectorizó a nivel comunal los costos de distribución y costos fijos, valores que se muestran en Anexo N°3. Los factores de asignación de costos sectorizados FSTCF y FSTCD corresponden a coeficientes adimensionales que multiplican a los cargos fijos y costos de distribución respectivamente.

9.7 Factores de reasignación de cargos fijos

Conforme lo señalado, se definen y determinan los factores de reasignación de cargos fijos FCFE y FVAD, de modo tal que el cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía, no experimente alzas respecto a los valores vigentes por empresa tomando como referencia los valores vigentes al 31 de diciembre de 2007.

Los factores de reasignación a utilizar son los que se detallan en la siguiente tabla:



EMPRESA	FCFE	FVAD
EMELARI	1,0000	1,0000
ELIQSA	0,8772	1,0158
ELECDA	0,9742	1,0039
EMELAT	0,9742	1,0041
CONAFE A	1,0000	1,0000
CHILQUINTA	1,0000	1,0000
CONAFE B	0,9742	1,0033
EMELCA	0,9657	1,0058
LITORAL	0,9047	1,0164
CHILECTRA	0,9126	1,0078
EEC	1,0000	1,0000
TIL-TIL	0,9047	1,0176

EMPRESA	FCFE	FVAD
EEPA	0,9742	1,0049
LUZ ANDES	0,8772	1,0057
EMELECTRIC	1,0000	1,0000
CGED	0,9742	1,0045
COOPERSOL	0,7806	1,0510
COPELAN	0,9657	1,0034
FRONTEL	0,8159	1,0332
SAESA	0,9544	1,0065
EDELAYSEN	0,9352	1,0098
EDELMAG	1,0000	1,0000
CODINER	0,7806	1,0219
EDECSA	0,9544	1,0018

EMPRESA	FCFE	FVAD
CEC	0,8772	1,0099
EMETAL	0,8159	1,0199
LUZLINARES	0,8159	1,0232
LUZPARRAL	0,9657	1,0049
COPELEC	0,9657	1,0044
COELCHA	0,7806	1,0321
SOCOEPA	0,9657	1,0029
COOPREL	0,9657	1,0024
LUZ OSORNO	0,8159	1,0152
CRELL	0,8159	1,0173
ENELSA	1,0000	1,0000

9.8 Horas de uso y factores de coincidencia

Los parámetros horas de uso y factores de coincidencia que forman parte de las fórmulas presentadas en el punto 1 de este Capítulo, son los siguientes:

- 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 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.
- DFFPB : 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.
- DFFPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.



Los valores de estos parámetros, para cada empresa son los siguientes:

EMPRESA NOMBRE	HORAS DE USO					FACTORES DE COINCIDENCIA									
	NHUDB	NHUNB	NHUDI	NHUNI	NHUDV	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDPPB	FDFPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	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	270	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



9.9 Factores de modulación de costos subterráneos

En orden a reconocer el mayor costo que significa el abastecimiento efectuado mediante instalaciones o redes subterráneas, se mantuvo lo señalado en el DS N°276/2004 vigente en cuanto a distinguir un tipo de tarifa aplicable a clientes con este tipo de suministro. De esta forma, se conservaron las condiciones de tipificación o caracterización de clientes con suministro subterráneo establecidas en dicho Decreto, distinguiendo el tipo de alimentación aérea o subterránea que reciben en alta y/o baja tensión. La aplicación se definió para dos situaciones: Clientes con suministro subterráneo a la fecha de entrada en vigencia del Decreto (noviembre de 2008), abastecidos desde desarrollos subterráneos consolidados, y clientes abastecidos por instalaciones subterráneas asociadas a nuevos desarrollos, habilitadas con posterioridad al Decreto, producto de nuevos desarrollos inmobiliarios y/o de la imposición de disposiciones municipales.

En el caso de las instalaciones subterráneas consolidadas, los factores se determinaron para las áreas típicas 1, 2 y 3, que son aquellas donde actualmente se registra este tipo de suministros. Particularmente para la empresa LUZ ANDES no se aplicaron los factores señalados, siendo estos iguales a uno (1,0000), debido a que la zona de concesión de la empresa está compuesta sólo por una comuna y la totalidad de sus consumos son abastecidos con redes subterráneas. Para los nuevos desarrollos los factores aplican sobre todas las áreas típicas.

En base a lo anterior, los factores determinados que multiplican los FSTCD definidos son los siguientes:

a) Factores para suministros actuales

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

b) Factores para clientes asociados a desarrollos subterráneos futuros

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

10. 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:



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

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 fijados semestralmente.



III. VERIFICACIÓN DE RENTABILIDAD DE LA INDUSTRIA

Conforme se establece en el Artículo 185° de la Ley, se procedió a efectuar la verificación de rentabilidad de la industria. Según se establece en el Artículo 302° del Decreto N° 327, la Superintendencia comunicó a la CNE, mediante Oficio ORD. N° 2141 del 07 de mayo de 2008 y Oficio ORD. N° 5779 del 28 de octubre de 2008, los valores del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones eléctricas (VNR) y de los Costos de Explotación fijados por ella o considerando lo resuelto por el Panel de Expertos, respectivamente, en base a la entrega de los siguientes antecedentes:

- Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2006 fijado por SEC y Panel de Expertos:
 - Alta Tensión;
 - Subestaciones de distribución;
 - Baja Tensión;
 - Empalmes y Medidores;
 - Bienes Muebles e Inmuebles;
 - Bienes intangibles; y
 - Capital de explotación.

- Costos de explotación 2007 fijados por SEC y Panel de Expertos:
 - Compras de Energía;
 - Compras por Demanda en Punta;
 - Compras por Demanda fuera de Punta;
 - Costos asociados a la compra de energía y potencia;
 - Distribución AT;
 - Distribución BT;
 - Atención Clientes;
 - Gastos en Empalmes incluido en chequeo;
 - Desconexión y Reconexión de Servicios; y
 - Gastos en Equipos de Medida incluido en chequeo.

Conforme a lo anterior, los valores considerados en el chequeo de rentabilidad se componen de la siguiente forma:

a) Valor nuevo de reemplazo (VNR), en M\$ del 31 de diciembre de 2007

EMPRESA	VNR	EMPRESA	VNR	EMPRESA	VNR
EMELARI	15.327.346	LUZ ANDES	2.884.556	EMETAL	16.432.439
ELIQSA	21.502.825	EMELECTRIC	73.954.903	LUZLINARES	13.902.076
ELECDA	39.586.257	CGED	332.181.813	LUZPARRAL	16.245.840
EMELAT	30.865.377	COOPERSOL	1.701.208	COPELEC	29.944.305
CHILQUINTA	125.531.699	COPELAN	15.002.389	COELCHA	13.877.478
CONAFE (*)	90.089.828	FRONTEL	139.795.457	SOCOEP A	8.488.249
EMELCA	1.060.810	SAESA	138.395.310	COOPREL	6.399.771
LITORAL	13.789.947	EDELAYSEN	16.572.256	LUZ OSORNO	19.318.566
CHILECTRA	518.251.348	EDELMAG	17.281.047	CRELL	8.164.615
EEC	3.021.884	CODINER	9.085.193	ENELSA	7.743.764
TIL-TIL	1.090.640	EDECSA	5.763.370	TOTAL EMPRESAS	1.769.997.919
EEPA	11.646.824	CEC	5.098.531		

(*): Corresponde al VNR de CONAFE A y CONAFE B juntos.



b) Costos de explotación, en M\$ del 31 de diciembre de 2007

EMPRESA	Costos Explotación	EMPRESA	Costos Explotación	EMPRESA	Costos Explotación
EMELARI	13.660.743	LUZ ANDES	612.902	EMETAL	5.587.488
ELIQSA	23.538.894	EMELECTRIC	65.878.618	LUZLINARES	5.123.240
ELECDA	40.556.196	CGED	415.730.663	LUZPARRAL	3.352.211
EMELAT	36.873.784	COOPERSOL	22.199	COPELEC	6.334.538
CHILQUINTA	131.160.998	COPELAN	3.412.370	COELCHA	2.215.378
CONAFE (*)	91.314.183	FRONTEL	53.115.434	SOCOEPA	3.086.284
EMELCA	773.671	SAESA	117.431.984	COOPREL	2.273.514
LITORAL	6.570.101	EDELAYSAN	11.577.354	LUZ OSORNO	8.077.656
CHILECTRA	686.218.089	EDELMAG	11.794.116	CRELL	3.515.034
EEC	4.029.599	CODINER	3.647.405	ENELSA	3.424.286
TIL-TIL	618.072	EDECSA	3.035.099	TOTAL EMPRESAS	1.782.933.028
EEPA	13.827.850	CEC	4.543.075		

(*): Corresponde a los Costos de Explotación de CONAFE A y CONAFE B juntos.

c) Ingresos de explotación, en M\$ del 31 de diciembre de 2007

Con las tarifas preliminares comunicadas por la CNE a las empresas mediante cartas CNE N° 1752 del 26 de septiembre de 2008, CNE N°C08/0044 del 9 de octubre de 2008, CNE N°C08/0068 del 16 de octubre de 2008, CNE N°C08/0089 del 21 de octubre de 2008 y CNE N°C08/0115 del 27 de octubre de 2008, se establecen los ingresos que las empresas concesionarias hubieran percibido durante el ejercicio del año anterior al de la fijación (2007). Estos ingresos se obtienen como resultado de aplicar las tarifas preliminares a la totalidad de los suministros efectuados desde las instalaciones de distribución de las empresas, es decir, incluyen los ingresos que resultan de aplicar las tarifas a los suministros efectuados a clientes libres³.

De esta forma los ingresos de explotación considerados en el chequeo de rentabilidad son los siguientes:

- Ingresos por ventas reguladas en Alta Tensión de distribución.
- Ingresos por ventas reguladas en Baja Tensión de distribución.
- Ingresos por ventas a clientes libres en nivel de distribución valorados a tarifa regulada.
- Ingresos por ventas a otras distribuidoras en nivel de distribución.
- Ingresos por recargo en mediciones en baja tensión de suministros en alta tensión de distribución.
- Ingresos por servicios del Artículo 193° de la Ley.

Conforme lo comunicado por las concesionarias, la adición de los ingresos señalados en M\$ del 31 de diciembre de 2007, son los siguientes:

³ Los ingresos se determinan con independencia del aporte de terceros a que se refiere el Artículo 186° de la Ley.



EMPRESA	Ingresos Explotación
EMELARI	16.320.031
ELIQSA	27.556.042
ELECDA	46.648.541
EMELAT	39.853.061
CHILQUINTA	143.941.070
CONAFE (*)	102.736.204
EMELCA	1.251.775
LITORAL	8.477.209
CHILECTRA	723.679.650
EEC	4.733.772
TIL-TIL	1.041.700
EEPA	15.195.374

EMPRESA	Ingresos Explotación
LUZ ANDES	849.503
EMELECTRIC	72.790.650
CGED	440.440.940
COOPERSOL	0
COOPELAN	4.665.853
FRONTEL	63.319.613
SAESA	127.253.089
EDELAYSEN	12.775.840
EDELMAG	14.467.044
CODINER	4.190.534
EDECSA	3.351.486
CEC	4.824.367

EMPRESA	Ingresos Explotación
EMETAL	7.041.172
LUZLINARES	6.127.100
LUZPARRAL	4.172.585
COPELEC	10.071.744
COELCHA	2.575.365
SOCOEPA	2.239.896
COOPREL	3.117.844
LUZ OSORNO	9.467.629
CRELL	4.310.422
ENELSA	3.557.148
TOTAL EMPRESAS	1.933.044.253

(*): Corresponde a los Ingresos de Explotación de CONAFE A y CONAFE B juntos.

d) Verificación de rentabilidad de la industria

Visto lo señalado en el punto precedente, se efectúa la verificación de rentabilidad del conjunto agregado de instalaciones de distribución de las empresas concesionarias a que se refiere el Artículo 185° de la Ley, considerando los siguientes valores agregados de la industria expresados en M\$ del 31 de diciembre de 2007:

Ítems	Monto (M\$)
Valor Nuevo de Reemplazo	1.769.997.919
Costo de Explotación	1.782.933.028
Ingreso de Explotación	1.933.044.253

Respecto del VNR considerado en la presente fijación, se señala que se ha considerado convencionalmente el inventario físico al 31 de diciembre del año 2006, el cual resulta además ser el valor determinado por el Panel de Expertos, conforme a lo establecido en el Artículo 195° de la Ley. Al respecto se señala que, si bien esta consideración sobreestima la tasa de rentabilidad debido a que los activos físicos que sustentan la operación del año de operación son mayores producto de las adiciones de instalaciones efectuadas durante dicho año, los procedimientos implementados por SEC para el seguimiento regular del valor del VNR establecen observaciones de esta variable con inventarios cerrados al final de cada año calendario. Sin perjuicio de señalar que un VNR determinado con inventarios cerrados al año 2007 tampoco refleja correctamente la rentabilidad, pues la subestima, la revisión anual de la tasa de rentabilidad podrá efectuarse dentro de los plazos que la Ley establece sólo si considera el desfase convencional señalado.

De este modo, considerando que las empresas presentan durante 30 años los ingresos y costos señalados en forma constante, y considerando un valor residual nulo para las instalaciones, se obtiene la siguiente tasa de rentabilidad económica agregada de la industria:

Tasa de rentabilidad económica de la industria (%): 7,5 %

Por lo tanto, como la tasa se ubica dentro de la banda del +/- 4% en torno al 10% que establece la Ley, las tarifas preliminares que dan origen a los ingresos deben ser aceptadas⁴.

⁴ Respecto a la verificación de rentabilidad efectuada, se señala que no han sido considerados en ella ni los ingresos por aplicación de recargos por mal factor de potencia, ni los costos derivados de pagos por consumo reactivo de las distribuidoras al segmento aguas arriba, visto que la forma de determinar los pagos por este concepto, efectuados tanto por los clientes a la distribuidoras como por las distribuidoras al segmento generación, se establecerán periódicamente a través de los decretos de precios de nudo, dando origen a un margen de operación que a partir de esta fijación no se regula a través de esta verificación de rentabilidad.



IV. OTROS PARÁMETROS A CONSIDERAR EN EL DECRETO TARIFARIO

Efectuada la verificación de rentabilidad, corresponde determinar el resto de parámetros tarifarios a incluir en el Decreto correspondiente:

- Factor de corrección por aporte de terceros.
- Fórmulas de indexación, coeficientes e indicadores.
- Factores de economías de escala.

1. Factor de corrección por aporte de terceros

Conforme lo establecido en el Artículo 302° del Decreto N° 327, la SEC comunicó a la CNE, mediante Oficio ORD. N° 5778 del 28 de noviembre de 2008, la proporción de aporte de terceros que cada concesionaria tenía en relación a su VNR total en 1982. Este factor corrige la componente de costo de inversión en la estructura tarifaria de cada empresa de modo de descontar dicho aporte, pero agregando el costo de reposición de estas inversiones a 30 años, según esto se establece en el Artículo 186° de la Ley.

La fórmula de cálculo del factor de corrección, factor “ β ”, es la siguiente:

$$\beta = 1 - a + a \cdot \frac{fas}{frc}$$

En que:

a : Proporción de aporte de terceros en por unidad

$$fas = \frac{r}{(1+r)^{n-1}}$$

$$frc = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^{n-1}}$$

De este modo, el término $\frac{fas}{frc}$ resulta igual a $\frac{1}{(1+r)^n}$

Así, con $r = 0,1$ y $n = 30$, y para cada proporción “ a ” se obtienen los siguientes valores de “ β ”, ambos en por unidad:



EMPRESA	a	β
EMELARI	0,0173	0,984
ELIQSA	0,0241	0,977
ELECDA	0,0185	0,983
EMELAT	0,0201	0,981
CONAFE A	0,0383	0,964
CHILQUINTA	0,0395	0,963
CONAFE B	0,0864	0,919
EMELCA	0,0002	1,000
LITORAL	0,0427	0,960
CHILECTRA	0,0496	0,953
EEC	0,0132	0,988
TIL-TIL	0,0000	1,000

EMPRESA	a	β
EEPA	0,0330	0,969
LUZ ANDES	0,0076	0,993
EMELECTRIC	0,0124	0,988
CGED	0,0313	0,971
COOPERSOL	0,0000	1,000
COPELAN	0,0000	1,000
FRONTEL	0,0086	0,992
SAESA	0,0163	0,985
EDELAYSEN	0,0101	0,990
EDELMAG	0,0555	0,948
CODINER	0,0000	1,000
EDECESA	0,0000	1,000

EMPRESA	a	β
CEC	0,0000	1,000
EMETAL	0,0000	1,000
LUZLINARES	0,0000	1,000
LUZPARRAL	0,0000	1,000
COPELEC	0,0000	1,000
COELCHA	0,0000	1,000
SOCOEPA	0,0000	1,000
COOPREL	0,0000	1,000
LUZ OSORNO	0,0000	1,000
CRELL	0,0000	1,000
ENLSA	0,0000	1,000

El factor β se aplica sobre la componente de inversión de las estructuras tarifarias según se muestra en el punto siguiente.

2. Coeficientes y fórmulas de indexación

Según se establece en el Artículo 187° de la Ley, los valores agregados y/o costos de distribución deben expresarse en términos tales que permitan su indexación con los principales indicadores de la economía que se correlacionen con dichos costos.

Para ello se efectuó un análisis de los costos de distribución obtenidos de los estudios de la CNE y de las empresas de modo de identificar los indexadores propuestos en estos estudios, así como las partidas de costo asociadas y su peso relativo en el costo total.

Efectuando una homologación de indicadores y ponderando las proporciones de costo en relación de 2/3 para los estudios determinados por la CNE y 1/3 para los estudios determinados por las empresas concesionarias, se obtuvo para cada área típica los siguientes indexadores y proporciones de costo asociadas:

a) Indexadores definidos

IPC : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

IPMN : Índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, publicado por el INE.

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".

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

T_c : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado".

T_a : Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico.

Concordantemente con lo anterior, se han determinado los valores base que se muestran en la tabla siguiente:



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

b) **Indexadores y proporción del costo asociada en costo de distribución AT (CDAT)**

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

En que:

- 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.

c) **Indexadores y proporción del costo asociada en costo de distribución BT (CDBT)**

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

En que:

- 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 mantenimiento 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 mantenimiento y operación de los costos de distribución de baja tensión según índice de precios al por mayor por origen, total productos nacionales, IPMN.

d) Indexadores y proporción del costo asociada a cargos fijos

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

En que:

- 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.

e) Fórmulas de indexación

En las siguientes fórmulas de indexación los parámetros denominados IA, OA, IB y OB corresponden a las proporciones de costos asociadas a cada indicador de inversión y operación en alta y baja tensión respectivamente. En base a lo anterior, se definen las siguientes fórmulas de indexación asociadas a los costos de distribución:

Costos de distribución en AT

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



Costos de distribución en BT

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

En estas fórmulas, los valores CDAT y CDBT quedan expresados a través del tiempo en función de indexadores corrientes, indexadores base y costos de distribución base (CDATo y CDBTo), expresados en pesos de diciembre de 2007. Adicionalmente, la aplicación supone la inclusión de los factores de sectorización y de reasignación de costos fijos correspondiente.

Análogamente a los costos de distribución, se plantean las fórmulas de indexación asociadas a los cargos fijos, las que quedan definidas de la siguiente manera:

Medidor de energía

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

Medidor de energía y medidor de demanda

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

Medidor de energía y medidor horario

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

3. Factores de economías de escala

Los factores de economías de escala representan la evolución de los costos medios de distribución a través del tiempo, costos que deben experimentar un descenso en el tiempo dado el crecimiento del consumo y la existencia de economías de escala en la actividad. En consistencia con el método de clasificación de áreas típicas utilizado en la presente fijación, se determinan estos factores efectuando una correlación entre las componentes del valor agregado (VADAT, VADBT y Costos fijos) y las potencias y número de clientes respectivos, utilizando los antecedentes del estudio de la CNE.

Los factores obtenidos son los siguientes:

CDAT	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año
Área Típica 1	1,0000	0,9885	0,9662	0,9445
Área Típica 2	1,0000	0,9880	0,9646	0,9418
Área Típica 3	1,0000	0,9879	0,9645	0,9416
Área Típica 4	1,0000	0,9822	0,9482	0,9154
Área Típica 5	1,0000	0,9847	0,9552	0,9266
Área Típica 6	1,0000	0,9896	0,9693	0,9494



CDBT	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año
Área Típica 1	1,0000	0,9943	0,9832	0,9723
Área Típica 2	1,0000	0,9943	0,9833	0,9724
Área Típica 3	1,0000	0,9940	0,9822	0,9706
Área Típica 4	1,0000	0,9920	0,9766	0,9617
Área Típica 5	1,0000	0,9923	0,9776	0,9632
Área Típica 6	1,0000	0,9938	0,9817	0,9699

Costos Fijos	Primer Año	Segundo Año	Tercer Año	Cuarto Año
Área Típica 1	0,9986	0,9971	0,9956	0,9940
Área Típica 2	0,9983	0,9965	0,9947	0,9928
Área Típica 3	0,9916	0,9831	0,9742	0,9652
Área Típica 4	0,9895	0,9784	0,9666	0,9543
Área Típica 5	0,9794	0,9579	0,9353	0,9116
Área Típica 6	0,9994	0,9987	0,9980	0,9972



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

ANEXO N°1

BASES PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

ANEXO N°2

DEFINICIÓN DE ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN TÍPICAS



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

ANEXO N°3

FACTORES DE SECTORIZACIÓN (FTSCD Y FTCF)



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	Paiguano	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
CHILQUINTA	05102	Casablanca	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05702	Catemu	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05103	Concón	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05605	El Tabo	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05503	Hijuelas	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05502	La Calera	3	1,036	0,924
CHILQUINTA	05504	La Cruz	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05401	La Ligua	3	1,817	1,523
CHILQUINTA	05505	Limache	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05703	Llaillay	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05301	Los Andes	3	1,036	0,924
CHILQUINTA	05506	Nogales	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05507	Olmué	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05704	Panquehue	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05705	Putendo	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05501	Quillota	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05106	Quilpué	3	0,914	0,815
CHILQUINTA	05107	Quintero	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05303	Rinconada	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05601	San Antonio	3	1,036	0,924
CHILQUINTA	05304	San Esteban	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05701	San Felipe	3	1,036	0,924
CHILQUINTA	05706	Santa María	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	3	1,043	1,278
CHILQUINTA	05101	Valparaíso	3	0,914	0,815
CHILQUINTA	05108	Villa Alemana	3	1,036	0,924
CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	3	0,914	0,815
CONAFE B	05106	Quilpué	2	0,965	0,881
CONAFE B	05101	Valparaíso	2	0,965	0,881
CONAFE B	05109	Viña del Mar	2	0,965	0,881
EMELCA	05102	Casablanca	5	1,000	1,000
LITORAL	05602	Algarrobo	4	1,000	1,000
LITORAL	05603	Cartagena	4	1,000	1,000
LITORAL	05102	Casablanca	4	1,000	1,000
LITORAL	05604	El Quisco	4	1,000	1,000
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	Llaillay	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	Navidad	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08408	Ninhue	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	08409	Ñiquén	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	0711	San Rafael	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	0631	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	0842	Treguaco	3	0,991	0,869
EMELECTRIC	07309	Vichuquén	3	1,008	1,285
EMELECTRIC	07408	Yerbas Buenas	3	1,008	1,285
CGED	13402	Buin	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	Coinco	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	Olivar	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	Requínoa	2	1,013	1,247
CGED	07108	Río Claro	2	1,013	1,801
CGED	07306	Romeral	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	0711	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	0811	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	0912	Villarrica	2	1,013	1,247
CGED	07408	Yerbas Buenas	2	0,990	1,209
COOPERSOL	15201	Putre	6	1,000	1,000
COPELAN	08304	Laja	5	0,983	0,632
COPELAN	08301	Los Ángeles	5	1,000	1,004
COPELAN	08305	Mulchén	5	1,000	1,004
COPELAN	08309	Quilleco	5	1,000	1,004
COPELAN	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	Buines	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	09111	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	Pitrufulquén	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	Toltén	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	Cochamó	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	Futrono	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	Mauñín	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	Toltén	4	1,002	1,558
SAESA	14101	Valdivia	4	0,980	0,761
SAESA	0912	Villarrica	4	1,002	1,558
EDELAYSÉN	11201	Aysén	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	10401	Chaitén	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	11401	Chile Chico	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	11202	Cisnes	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	11301	Cochrane	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	11101	Coihaique	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	10402	Futaleufú	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	11102	Lago Verde	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	10404	Palena	5	1,000	1,000
EDELAYSÉN	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	Pitrufuén	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	Ñiquén	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	Coelemu	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	Ñiquén	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	Treguaco	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
SOCOEPA	14202	Futroneo	5	0,972	0,853
SOCOEPA	14201	La Unión	5	0,972	0,853
SOCOEPA	14104	Los Lagos	5	0,972	0,853
SOCOEPA	14105	Máfil	5	0,990	1,219
SOCOEPA	14107	Paillaco	5	0,990	1,219
SOCOEPA	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



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

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



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

ANEXO N°4

CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS



1. 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.

1.1 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 más adelante, sea superior a dos coma cinco.

1.2 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 la vigencia de dicha potencia contratada.

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

1.3 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.

1.4 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.

1.5 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.

1.6 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.

1.7 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.

2. CARGOS TARIFARIOS

2.1 Tarifa BT1

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



El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 350 kWh, con 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%. 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.

Tanto el límite de aplicación de 430 kWh/mes como la energía base de 350 kWh considerada en el cargo por energía adicional de invierno, corresponden a un análisis técnico-económico que ha permitido actualizar los parámetros preexistentes, conforme a los niveles y composición del consumo de potencia en invierno y verano que mejor representan la situación actual.

2.1.2 Caso b

La tarifa BT1b 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
- d) Cargo por potencia base
- e) 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 (meses de invierno), y se obtendrá multiplicando el consumo de energía del mes de invierno respectivo por su precio unitario.

2.2 Tarifa BT2

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



- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) 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.

2.3 Tarifa BT3

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) 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.

2.4 Tarifa BT4

2.4.1 Tarifa BT4.1

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta



- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

2.4.2 Tarifa BT4.2

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

2.4.3 Tarifa BT4.3

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- e) 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 por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo 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.

2.5 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.

2.6 Recargos tarifarios

2.6.1 Recargo por consumo reactivo

Las empresas concesionarias 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.

2.6.2 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.

2.7 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%.

3. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

3.1 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.

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.

Será obligación de la empresa concesionaria comunicar al cliente durante los tres últimos meses del período en que rija la tarifa y con frecuencia mensual, la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente, el monto de la potencia contratada para aquellas opciones con contratación de potencia, y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro. Al menos una de estas comunicaciones deberá anexarse o



incluirse en la última boleta o factura a emitir con anterioridad a la fecha de término de vigencia de la opción tarifaria correspondiente. Estas obligaciones no serán exigibles en el caso de las opciones BT1.

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, quien resolverá oyendo a las partes.

3.2 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.

3.3 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.

3.4 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.

3.5 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 distribidora 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.

3.6 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas

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

Se aplicará a los clientes ubicados en áreas típicas 1, 2 y 3, que a la fecha de entrada en vigencia del 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 del 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 del 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 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 del 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 del 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 del 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 del 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.

3.6.2 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 3.6.1 precedente, que adquirieran la condición de tales en virtud del desarrollo de redes subterráneas habilitadas con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia del 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 3.6.1.

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”.

4 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

4.1 Cargo único por uso del sistema troncal

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.