



Empresas Individuales de Responsabilidad Limitada Ley N° 19.857	F	R	M	C
<b>Constituciones</b>	Felipe Alonso Sims Boccanegra Asesorías Legales y Judiciales E.I.R.L. .... P.138	Renán Alejandro Peralta Vásquez, Diseño, Arquitectura, Comunicación E.I.R.L. .... P.140	Mario Francisco Díaz Manzo Distribución, Comercialización de Repuestos, Maquinarias, Accesorios, Importación y Exportación de Bienes, Servicios de Asesoría y Capacitación, Compra, Venta y Alquiler de Bienes Propios o Arrendador E.I.R.L. .... P.141	Comercial More Limitada / Comercial e Industrial Fungrisa S.A. / Compañía Minera Punitaqui SCM / Constructora Cerro Nielol Ltda. / Constructora Nazareth Limitada y Corporación de Fútbol Profesional de la Universidad de Chile ..... P.142
<b>A</b>	<b>I</b> Importadora y Exportadora Claudio Valero Trujeda E.I.R.L. / Inversiones Agustín E.I.R.L. e Inversiones y Asesorías Financieras José Tomás Zuloaga Empresa Individual de Responsabilidad Limitada ..... P.138	<b>S</b> Sebastián Irrázaval Arquitecto E.I.R.L. y Servicios Educativos Jova Verónica Caro Bazán Empresa Individual de Responsabilidad Limitada ..... P.140	<b>O</b> Organismo Técnico de Capacitación Andrea Nérida Soto Carvallo Empresa Individual de Responsabilidad Limitada ..... P.141	<b>D</b> Diseño y Muebles Miráble S.A. .... P.142
<b>C</b> Catalina José Ramírez Vieira, Yoga E.I.R.L. / Centro de Salud Dental, Milka Mikaela Villegas Gorena, Empresa Individual de Responsabilidad Limitada / Claudio Alejandro Gómez Villaseca Comercial Polifast E.I.R.L. y Claudio Rodrigo Palma Barreto Eventos Publicitarios E.I.R.L. .... P.136 Comercial Francisco Javier Flores Mancini E.I.R.L. / Comercial Reinaldo Segundo Bórquez Barrientos E.I.R.L. / Comercial Soledad Phillips Mardones E.I.R.L. / Comercializadora Camila Edith Vivanco Molina Empresa Individual de Responsabilidad Limitada / Comercializadora e Importadora Jorge Felipe Esper Menares E.I.R.L. / Comercializadora y Distribuidora Erij Redlich Klenner E.I.R.L. / Comercializadora y Productora Paula Labra E.I.R.L. / Constructora Boris Poblete Aguayo E.I.R.L. / Constructora Juan Henry Soto Agüero E.I.R.L. y Constructora Marcelo Cristián Miranda Zamorano E.I.R.L. .... P.137	<b>J</b> Jacqueline Beatriz Jaque Colipán Transportes E.I.R.L. y Jaime Cristian Tobar Vargas Comercialización y Servicios Eléctricos E.I.R.L. .... P.138 Jimmy Campillay Corvetto, Producción Integral e Investigación Cultural E.I.R.L. y Jorge Luis Carrasco Zúñiga Transportes Empresa Individual de Responsabilidad Limitada ..... P.139	<b>T</b> Transportes Eugenio Arancibia E.I.R.L. .... P.140	<b>S</b> Susana Alejandra Gómez Contreras E.I.R.L. .... P.141	<b>O</b> Olivares Guzmán - Romero Guerrero ..... P.142
<b>D</b> Daniel Nicolás Almeyda Jabalquinto, Construcciones E.I.R.L. .... P.138	<b>L</b> Luis Hernán Moreno Torres Servicios de Hidrología Empresa Individual de Responsabilidad Limitada ..... P.139	<b>Modificaciones</b>	<b>T</b> Tatiana Isbej M. Propiedades E.I.R.L. .... P.141	<b>S</b> Sociedad González Hermanos y Compañía Limitada ..... P.142
<b>E</b> Esteban Andrés Álvarez Hervia Gastronomía E.I.R.L. .... P.138	<b>M</b> Marcela Álvarez Salas, Cafetería y Pastería E.I.R.L. / Marcelo Alejandro Bascuro Soto Ingeniería, Construcciones y Proyectos E.I.R.L. / Marcelo Andrés Díaz Bahamóndez Subdistribuidor de Gas E.I.R.L. / Marcos Salgado Gaete Transportes E.I.R.L. / María Inés Leal Salazar E.I.R.L. y María Soledad Flores Agudo, Corretaje de Propiedades, Empresa Individual de Responsabilidad Limitada ..... P.139	<b>C</b> Comercializadora Renato Saavedra López E.I.R.L. / Constructora Boris Poblete Aguayo E.I.R.L. y César Aldana Norambuena Transportes E.I.R.L. .... P.140	<b>Otras Sociedades</b>	<b>Muerte presunta de:</b> Pérez Claudio Igor ..... P.142
	<b>P</b> Patricio Rojas Alfaro Inversiones Empresa Individual de Responsabilidad Limitada ..... P.140	<b>E</b> Empresa de Capacitación y Consultoría Miguel Ángel Machuca Muñoz E.I.R.L. .... P.141	<b>Modificaciones</b>	<b>Cemento Polpaico S.A.</b> - Balances Generales Consolidados resumidos al 31 de diciembre de 2009 y 2008 ..... P.143
		<b>F</b> Francisco Fajardo, Capacitaciones E.I.R.L. .... P.141	<b>O</b> Organismo Técnico Intermedio para Capacitación Indupan ..... P.141	<b>Avisos de:</b> Casino de Juego de Talca S.A. .... P.46 Consejo Nacional de Televisión .... P.106 Formuebles S.A. .... P.45 Inmobiliaria Altué S.A. .... P.100 Inmobiliaria e Inversiones Puyehue S.A. .... P.104 Instituto Tecnológico de Computación S.A. .... P.102 Ministerio de Obras Públicas ..... P.103 Sportsman Club S.A. .... P.101 Viña San Rafael S.A. .... P.105
		<b>G</b> Gerardo Tejada Henríquez Capacitación E.I.R.L. .... P.141	<b>PUBLICACIONES JUDICIALES</b>	
		<b>I</b> Importadora y Exportadora Marcos Alexandre Candia Manqueo Empresa Individual de Responsabilidad Limitada e Inversiones David William Prins E.I.R.L. .... P.141	<b>Convenios</b>	
			<b>F</b> Fábrica de Papeles Carrascal S.A. .... P.141	
			<b>Juicios de Quiebras</b>	
			<b>A</b> Aluman S.A. .... P.142	

## Normas Generales

### PODER EJECUTIVO

### Ministerio de Educación

#### RECTIFICACIÓN

En la edición del Diario Oficial N° 39.632 de 10 de abril del 2010, se publicó decreto Núm. 517 que “**DECLARA SANTUARIO DE LA NATURALEZA EL PREDIO DENOMINADO “ALTOS DE CANTILLANA-HORCÓN DE PIEDRA Y ROBLERÍA CAJÓN DE LISBOA” UBICADO EN LAS COMUNAS DE MELIPILLA Y ALHUÉ, PROVINCIA DE MELIPILLA, REGIÓN METROPOLITANA**”, con el error que se salva a continuación: página cinco, segunda columna, donde dice: “... considerada como uno de los 35 lugares más significativos del mundo, para concentrar esfuerzos de conservación de la biodiversidad (“hot spot”). ...” debe decir “... considerada como uno de los 35 lugares más significativos del mundo, para concentrar esfuerzos de conservación de la biodiversidad (“hot spot”). ...”.

### Ministerio de Energía

#### FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD, CON OCASIÓN DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE CONTRATOS DE SUMINISTRO LICITADOS CONFORME AL ARTÍCULO 131° Y SIGUIENTES, DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Núm. 1.- Santiago, 8 de enero de 2010.- Vistos: Lo dispuesto en los artículos 131°, 134°, 135°, 156°, 157°, 158° y 161° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, del Ministerio de Economía, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la “Ley” o “LGSE”; lo establecido en el Decreto Supremo N° 320, de 2008 modificado mediante Decreto Supremo N° 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Decreto Supremo N° 281, de 30 de octubre de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 281”; Decreto Supremo N° 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 385”; Decreto Supremo N° 79, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 79”, y lo establecido en la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158° de la Ley, corresponde fijar por decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción los precios promedio que las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente “concesionarias”, deban traspasar a sus clientes regulados;

2. Que dicho decreto debe ser dictado con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131° y siguientes de la Ley;

3. Que con fecha 1° de enero de 2010 entran en vigencia contratos de suministro de las concesionarias CGE Distribución S.A., Chilectra S.A., Eepa Ltda., Chilquinta S.A., Edecta S.A., Litoral S.A., Luzlinares S.A. y LuzParral S.A., Emelca S.A., Elecda S.A., Emelat S.A., Emelectric S.A., Emelat S.A., Cec Ltda., Codiner Ltda., Coelcha Ltda., Coopelan Ltda., Copelec Ltda., Crell Ltda., Enelsa Ltda., Frontel, Luz Osorno S.A., Saesa y Socopa Ltda.;

4. Que con fecha 1 de abril de 2010 entran en vigencia los contratos de suministro de la empresa concesionaria Cooprel Ltda.;

5. Que de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 157° de la Ley, las reliquidaciones entre empresas concesionarias deberán ser calculadas por la Dirección de Peajes, en adelante e indistintamente “DP”, del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante “CDEC”; y

6. El oficio CNE.OF.ORD.N° 1394, de 29 de diciembre de 2009, mediante el cual se adjunta Informe Técnico sobre Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, de Diciembre 2009,

Decreto:

#### Artículo Primero:

Fíjense los siguientes Precios Promedios de Nudo y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad destinados a clientes sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente “clientes regulados” o “clientes”, en virtud de lo señalado en los artículos 157° y siguientes de la LGSE.

Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del inicio del suministro, conforme se indica en los contratos respectivos, esto es el 1° de enero de 2010, todo ello de acuerdo a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 158° de la LGSE, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171° de la LGSE.

### 1 DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES

#### 1.1 Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia

Son aquellos precios que debe pagar una empresa concesionaria a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas en conformidad con el artículo 131° y siguientes de la LGSE.

#### 1.2 Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia de punta

Son aquellos precios fijados semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año, conforme a lo establecido en el artículo 160° de la LGSE.

#### 1.3 Consideraciones Generales

Para los efectos del presente decreto, el Precio de Nudo Promedio corresponderá al promedio de los Precios de Nudo de Largo Plazo para los suministros, conforme a la modelación de los contratos de las empresas concesionarias de distribución, ponderando cada precio por el volumen de suministro correspondiente.

En el caso que una empresa concesionaria de distribución, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, tenga suministros sujetos a Precio de Nudo de Corto Plazo, el Precio de Nudo Promedio se obtiene considerando esos suministros con criterios similares a los contratos licitados, constituyéndose entonces como un contrato recogido en el cálculo del Precio de Nudo Promedio.



La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en la elaboración de su Informe Técnico de Precios de Nudo Promedio, modela los contratos de suministro considerando los índices disponibles al momento en que realiza el cálculo. Lo anterior, sin perjuicio del pago que deban realizar las empresas concesionarias de distribución a sus suministradores, de acuerdo a lo establecido en sus respectivos contratos.

## 2 PRECIOS DE NUDO PROMEDIO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

### 2.1 Precio de nudo promedio aplicables a clientes regulados

Para efectos de la determinación de los precios de nudo promedio a utilizar en las fórmulas tarifarias de empresas concesionarias de servicio público de distribución, según se establece en el Decreto 385, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionaria y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Comunas Compreendidas
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III, IV y V REGION EXCEPTO VALPARAISO, QUILPUE y VIÑA DEL MAR
CONAFE B	1	VALPARAISO, QUILPUE y VIÑA DEL MAR
EMELECTRIC	1	V REGION, REGION METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHIDEGUA, PICHILEMU, LA ESTRELLA, LITUECHE, MARCHIGUE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGION y VII REGION
EMELECTRIC	3	VIII REGION
CGE DISTRIBUCION	1	VI, VII REGION y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCION	2	LOS ANGELES, MULCHEN, CHILLAN, CHILLAN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLAS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCION	3	RESTO DE LA VIII REGION
CGE DISTRIBUCION	4	IX REGION
CGE DISTRIBUCION	5	EL BOSQUE, LA PINTANA, PUENTE ALTO, PADRE HURTADO, PEÑAFLORES, SAN BERNARDO, CALERA DE TANGO, CURACAVÍ, ISLA DE MAIPO, SAN JOSÉ DE MAIPO, TALAGANTE ( EX RIO MAIPO SECTOR DE NUDO 1).
CGE DISTRIBUCION	6	CURICÓ, LINARES, LONGAVÍ, MOLINA, ROMERAL, SAGRADA FAMILIA, SAN JAVIER, TENO, VILLA ALEGRE, YERBAS BUENAS, PELARCO, RAUCO, RÍO CLARO (EX CONAFE B SECTOR DE NUDO 2).
RESTO EMPRESAS CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

Los precios de nudo de energía y potencia promedio para cada concesionaria y sector de nudo, se calcularán de la siguiente forma:

$$Pe = PNEP + \sum_{i=1}^n [Re_i \times PNEP + Ke_i] + AC + AR$$

$$Pp = PNPP + \sum_{i=1}^n [Rp_i \times PNPP + Kp_i]$$

$$PNPT = PNPP$$

En que:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central, en adelante "SIC", a los clientes regulados, resultante de la aplicación del Artículo 27º transitorio de la LGSE, y determinados en el Decreto 281, en [\$/kWh].
- AR : Ajuste o recargo aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria en el SIC, resultante de la aplicación del Artículo 157º de la LGSE, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].
- PNPT : Precio de nudo de potencia a nivel troncal, en [\$/kW/mes].
- Rei : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- Rpi : Factor de recargo en el precio de la potencia de punta por concepto de pérdidas de potencia desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- Kei : Cargo adicional, en [\$/kWh], en el precio de la energía por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- Kpi : Cargo adicional, en [\$/kW/mes], en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- n : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp.

Para efectos de la determinación de los peajes de distribución establecidos en el Decreto 79, el valor del abono o cargo en la determinación del término Pe, será igual a cero.

A continuación se indican, para cada concesionaria y sector de nudo, precios de nudo de energía y potencia promedio, los valores de los parámetros Rei, Rpi, Kei, Kpi y AR asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación- transporte.

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Rei [%]	Rpi [%]	Kei [\$/kWh]	Kpi [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	41,132	4399,31	17,84%	14,18%	11,855	7.198,39	1,163
4	EMELAT	1	Cardones 220	41,376	4386,63	3,20%	2,65%	3,592	2.186,04	1,031
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	41,376	4386,63	0,58%	0,48%	0,457	275,95	1,031
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	41,376	4386,63	0,57%	0,47%	0,629	383,16	1,031
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	41,376	4386,63	0,08%	0,06%	0,054	32,87	1,031
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	39,293	4777,57	0,53%	0,59%	0,455	232,10	1,020
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	39,293	4777,57	0,85%	0,96%	0,677	345,51	1,020
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	39,293	4777,57	2,00%	2,20%	2,666	1.349,45	1,020
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	40,809	4863,44	0,53%	0,45%	0,576	349,31	1,044
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	40,809	4863,44	3,51%	3,13%	4,746	2.874,94	1,044
7	CONAFE A	1	Quillota 220	40,809	4863,44	1,74%	1,40%	1,308	794,84	1,044
7	CONAFE B	1	Quillota 220	40,809	4863,44	2,61%	2,90%	3,274	1.644,78	1,013
8	EMELCA	1	Quillota 220	49,526	4548,50	7,18%	7,99%	14,282	7.180,85	-8,914
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	39,999	4877,72	1,37%	1,53%	1,524	772,91	1,047
9	LITORAL	1	Quillota 220	39,999	4877,72	4,74%	5,28%	8,838	4.439,28	1,047
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	38,204	4740,45	0,29%	0,33%	0,577	297,75	0,996
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	38,204	4740,45	0,43%	0,48%	0,904	465,20	0,996
10	CHILECTRA	1	Chena 220	38,204	4740,45	0,21%	0,24%	0,460	236,74	0,996
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	38,204	4740,45	0,02%	0,02%	0,043	22,05	0,996
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	38,204	4740,45	0,00%	0,00%	0,006	3,17	0,996
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	38,490	4783,39	1,28%	1,42%	3,656	2.649,43	0,999
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	35,620	4443,95	1,85%	2,04%	3,237	2.185,08	1,030
13	TILTIL	1	Quillota 220	35,620	4443,95	2,50%	2,75%	4,670	2.390,75	1,030
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	33,013	4184,35	1,72%	1,91%	2,736	1.401,40	1,004
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	38,325	4756,87	1,03%	1,17%	5,156	4.519,12	0,997
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	36,673	4323,21	12,52%	15,72%	3,182	1.903,34	1,110
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	36,673	4323,21	0,01%	0,01%	0,013	7,72	1,078
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	36,673	4323,21	4,62%	5,83%	1,440	867,77	1,078
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	36,673	4323,21	1,10%	1,48%	1,687	1.029,39	1,078
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	36,673	4323,21	3,20%	4,21%	2,904	1.776,56	1,078
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	36,673	4323,21	0,29%	0,38%	0,298	180,43	1,078
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	36,673	4323,21	4,43%	5,05%	4,809	2.771,32	1,031
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	42,827	4417,98	0,20%	0,26%	0,232	139,60	-2,252
18	CGED	1	Itahue 154	42,827	4417,98	0,49%	0,65%	0,653	396,23	-2,252
18	CGED	1	Paine 154	42,827	4417,98	0,19%	0,25%	0,202	122,25	-2,252
18	CGED	1	Punta Cortes 154	42,827	4417,98	0,46%	0,59%	0,505	304,53	-2,252
18	CGED	1	Rancagua 154	42,827	4417,98	0,70%	0,90%	0,736	444,61	-2,252
18	CGED	1	San Fernando 154	42,827	4417,98	0,78%	1,02%	0,762	462,66	-2,252
18	CGED	2	Charrúa 220	42,827	4417,98	3,13%	3,36%	4,076	2.292,54	-2,259
18	CGED	3	Charrúa 220	42,827	4417,98	3,87%	3,34%	3,227	1.665,35	-2,275
18	CGED	4	Temuco 220	42,827	4417,98	3,06%	3,04%	3,970	2.103,55	-2,258
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	42,827	4417,98	0,34%	0,38%	0,657	337,45	-2,218
18	CGED	5	Cerro Navia 220	42,827	4417,98	0,04%	0,05%	0,093	47,89	-2,218
18	CGED	5	Chena 220	42,827	4417,98	0,52%	0,59%	1,100	566,01	-2,218
18	CGED	5	Paine 154	42,827	4417,98	0,34%	0,44%	0,332	201,47	-2,218
18	CGED	6	Itahue 154	42,827	4417,98	2,82%	3,69%	3,292	1.996,90	-2,256
18	CGED	6	Teno 154	42,827	4417,98	0,17%	0,22%	0,227	135,88	-2,256
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	33,450	4246,34	3,12%	2,87%	3,391	1.762,81	1,018
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	38,337	4425,39	4,95%	4,78%	3,946	2.030,12	0,079
22	FRONTEL	1	Temuco 220	38,337	4425,39	1,41%	1,41%	1,389	717,27	0,079
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	36,842	4848,84	0,36%	0,36%	0,699	378,37	1,013
23	SAESA	1	Cochamó	36,842	4848,84	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	36,842	4848,84	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	36,842	4848,84	1,73%	1,38%	1,902	1.035,12	1,013
23	SAESA	1	Temuco 220	36,842	4848,84	0,37%	0,36%	0,556	299,75	1,013
23	SAESA	1	Valdivia 220	36,842	4848,84	0,16%	0,16%	0,374	160,28	1,013
26	CODINER	1	Temuco 220	36,946	4819,41	3,20%	3,20%	3,698	1.936,40	1,018
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	39,005	4748,91	0,02%	0,03%	0,052	26,86	1,057
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	39,005	4748,91	7,05%	7,84%	13,934	6.997,65	1,057
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	35,014	4350,28	2,04%	2,65%	2,001	1.212,85	1,017
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	35,014	4350,28	0,68%	0,89%	0,652	396,36	1,017
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	35,014	4350,28	0,33%	0,42%	0,441	264,65	1,017
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	36,193	4134,28	2,10%	2,62%	0,142	85,29	1,044
30	EMETAL	1	Itahue 154	36,193	4134,28	3,73%	4,88%	3,800	2.310,68	1,044
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	48,106	4626,90	0,65%	0,83%	0,541	323,90	-9,906
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	48,106	4626,90	2,11%	2,83%	3,819	2.319,90	-9,906
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	48,919	4619,66	3,78%	5,13%	6,618	4.029,16	-11,183
33	COPELEC	1	Charrúa 220	31,076	4206,10	3,61%	4,72%	4,371	2.649,47	1,023
34	COELCHA	1	Charrúa 220	36,371	4279,01	2,43%	2,46%	2,427	1.267,69	1,011
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	35,652	4821,82	1,74%	1,73%	3,277	1.773,07	1,004
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	38,365	4294,99	2,65%	2,60%	4,489	2.425,82	1,013
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	41,732	4747,59	1,42%	1,42%	3,625	2.378,08	-2,380
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	41,732	4747,59	0,13%	0,13%	0,237	133,90	-2,380
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	36,588	4819,02	1,47%	1,47%	4,784	3.741,51	1,001
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	31,867	4445,44	11,80%	10,14%	11,632	7.051,50	1,103



Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central, en adelante "SIC", los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución determinados para cada concesionaria, incorporando los cargos AC y AR son los que se indican a continuación:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
3	ELECDA	2	68,919	12.221,52
4	EMELAT	1	56,403	7.425,20
6	CHILQUINTA	1	52,870	6.883,79
7	CONAFE A	1	58,273	9.124,73
7	CONAFE B	1	53,592	6.649,26
8	EMELCA	1	65,881	12.092,78
9	LITORAL	1	61,283	10.422,08
10	CHILECTRA	1	48,984	5.816,08
12	COLINA	1	51,069	7.500,74
13	TILITIL	1	53,537	9.232,65
14	PUENTE ALTO	1	44,752	5.665,67
15	LUZANDES	1	52,304	9.331,65
17	EMELECTRIC	1	52,987	6.906,16
17	EMELECTRIC	2	54,905	8.699,97
17	EMELECTRIC	3	51,569	7.312,85
18	CGED	1	52,304	6.450,00
18	CGED	2	53,415	6.858,96
18	CGED	3	52,867	6.230,89
18	CGED	4	53,281	6.655,84
18	CGED	5	50,753	5.635,30
18	CGED	6	52,802	6.723,50
21	COPELAN	1	46,334	6.131,02
22	FRONTEL	1	53,620	7.446,71
23	SAESA	1	49,782	6.831,94
26	CODINER	1	50,275	6.910,03
28	E. CASABLANCA	1	64,237	12.147,16
29	COOP. CURICO	1	47,624	6.396,41
30	EMETAL	1	50,720	6.840,32
31	LUZLINARES	1	51,319	7.440,04
32	LUZPARRAL	1	53,634	8.885,81
33	COPELEC	1	45,023	7.054,10
34	COELCHA	1	48,124	5.651,96
35	SOCOEPA	1	47,984	6.678,31
36	COOPREL	1	52,315	6.832,48
39	LUZSORNO	1	51,292	7.333,16
40	CRELL	1	50,342	8.631,37
42	ENELSA	1	55,793	11.947,71

## 2.2 Indexación de precios de nudo promedio en subestaciones de generación transporte

Los precios de nudo de energía y potencia promedio fijados mediante el presente Decreto, serán actualizados con ocasión de la indexación de alguno de los contratos de suministro modelados conforme se estableció en el informe técnico de Precio de Nudo Promedio de diciembre 2009 y que dieron origen a los cálculos de los precios aludidos.  
Las fórmulas de indexación y los rezagos de los índices de los contratos de suministro modelados, son las contenidas en el informe técnico de precios de nudo promedio de diciembre 2009.

## 3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

## 4 RELIQUIDACIONES

### 4.1 Mecanismo de reliquidación de la DP

La DP del CDEC respectivo determinará las reliquidaciones entre concesionarias producto de la aplicación del Artículo 157° de la LGSE. Para estos efectos, para cada concesionaria deberá reliquidar, a más tardar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, respecto del mes anterior, los montos asociados a la aplicación de la componente AR del precio traspasado al cliente final, establecido en el punto 2.1 del presente Decreto, considerando lo siguiente :

- a) Para cada concesionaria y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de clientes regulados, deberá calcular el monto asociado a la valorización producto de la aplicación del factor AR correspondiente, señalado en el punto 2.1 del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$MFAR = \sum_{i=1}^{NSN} (AR_i \times (EFACTAT_i \times PEAT + EFACTBT_i \times PEAT \times PEBT))$$

Donde

MFAR: Monto facturado por la empresa distribuidora por ajuste o recargo, en [\\$]  
AR<sub>i</sub>: Ajuste o recargo aplicable a los clientes sujetos a fijación de precios del sector de nudo "i" de la empresa, en conformidad con lo establecido en el número 2.1 [\$/kWh]

EFACTAT<sub>i</sub>: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la empresa distribuidora, en [kWh]  
EFACTBT<sub>i</sub>: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la empresa distribuidora, en [kWh]  
PEAT: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385  
PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385  
NSN: Cantidad de sectores de nudo de la empresa distribuidora.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluidos distintos ajustes o recargos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo que en cada caso corresponda.

- b) La valorización de dicho monto (MFAR) se denominará, para cada empresa, Valorización del Ajuste (VA) o bien Valorización del Recargo (VR), según lo siguiente:

$$VA = |MFAR|, \text{ si } MFAR < 0$$

$$VR = MFAR, \text{ si } MFAR \geq 0$$

- c) La DP del CDEC respectivo deberá validar la información entregada por las empresas concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR del respectivo sistema eléctrico obtenidos según la letra anterior, deberá determinar la valorización total de ajustes del sistema (VTAS) y la valorización total de recargos del sistema (VTRS) respectivamente.  
d) El VTRS deberá ser transferido a las empresas con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las empresas que hayan aplicado recargos en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivos VR.  
Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la valorización de los recargos (VTRS) sea superior a la de los ajustes (VTAS), el monto total que deberán transferir las empresas que aplican recargos, será igual a VTAS.  
e) Las empresas concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por la DP. Asimismo deberán informar a esta última los pagos recibidos o realizados por estos efectos conforme al formato que para ello establezca la DP.  
f) La DP deberá contabilizar en cuentas individuales por empresa los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de la reliquidación, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúe.  
g) La DP deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los 25 primeros días corridos de cada mes, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra d) y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a).  
h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, la DP deberá informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro referidos a nivel troncal, de acuerdo a los formatos que ésta establezca.

### 4.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

En virtud de lo establecido en el Artículo 134° de la LGSE, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el punto 4.1 del presente Decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación del presente decreto con respecto a los contratos de suministro modelados con información actualizada.

Los excedentes o déficit de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente Decreto sobre los volúmenes de energía y potencia establecidos en la letra h) del punto 4.1, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del punto 4.1, y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulta de considerar los volúmenes de energía y potencia determinados en la letra h) del punto 4.1 valorizadas a los precios calculados por la Comisión para los contratos de suministros, debidamente indexados con los índices definitivos del mes correspondiente.

La Comisión deberá considerar en la elaboración del informe técnico de cada fijación semestral de Precio de Nudo Promedio, esto es de abril y octubre, los montos de excedentes o déficit de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período.

### 4.3 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación por parte de la DP del CDEC a que hace referencia el numeral 4.1, las concesionarias deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca y a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

### 4.4 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen la DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones, que correspondan de acuerdo a este punto 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

### Artículo Segundo:

Las disposiciones contenidas en el Decreto 281 que contravengan lo establecido en el presente decreto, se entenderán derogadas tácitamente.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Jean-Jacques Duhart Saurel, Ministro (S) de Economía, Fomento y Reconstrucción.  
Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Subsecretario de Energía (S).