



excedentes o déficit de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario a realizarse con motivo de las fijaciones de precios de nudo de corto plazo señaladas en el artículo 171°.

4.3 Recaudación del Abono o Cargo por diferencia entre precio de nudo y costo marginal

En la oportunidad que las concesionarias de servicio público de distribución informen a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles las facturaciones correspondientes a cada mes, éstas deberán informar a la DP del CDEC respectivo los montos facturados por el abono o cargo por diferencia entre el precio de nudo y el costo marginal a que se refiere el número 1.3 del artículo primero del Decreto 264.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

$$MFAC = AC \times (EFACTAT \times PEAT + EFACTBT \times PEAT \times PEBT)$$

Donde:

- MFAC : Monto facturado por la empresa distribuidora, en [\$]
 AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del Artículo 27° transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 264, en [\$/kWh], correspondiente a 8,173 [\$/kWh].
 EFACTAT : Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución, en [kWh]
 EFACTBT : Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución, 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.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos cargos o abonos, resultantes de la aplicación del Artículo 27° transitorio de la Ley, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o abono que en cada caso corresponda.

La DP del CDEC respectivo deberá establecer un balance que permita distribuir los montos recaudados conforme al presente número, entre las empresas suministradoras que corresponda.

4.4 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 por parte de la DP del CDEC respectivo, 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.

4.5 Intereses y reajustes

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

Artículo segundo: Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de noviembre de 2010, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso final del artículo 158° de la Ley, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171° de la Ley.

Anótese, publíquese y tómese razón.- Por orden del Presidente de la República, Laurence Golborne Riveros, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Sergio del Campo, Subsecretario de Energía.

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON OCASIÓN DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE NUEVOS CONTRATOS E INDEXACIÓN DE PRECIOS CONTENIDOS EN LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO QUE SE INDICA

Núm. 23.- Santiago, 28 de enero de 2011.- Vistos: Lo dispuesto en la Ley Nº 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. Nº 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales; en el Decreto con Fuerza de Ley Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la "Ley", especialmente lo establecido en sus artículos 157°, 158°, 161°, 171° y 172°; en el Decreto Supremo Nº 320, de 10 de septiembre de 2008, modificado mediante Decreto Supremo Nº 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; en el Decreto Supremo Nº 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 385"; en el Decreto Supremo Nº 79, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 79"; en el Decreto Supremo Nº 264, de 29 de octubre de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 264"; lo resuelto por la Contraloría General de la República con fecha 5 de noviembre de 2010, a través de Resolución Exenta Nº 4151 de la misma fecha; lo informado por la Comisión, en su Oficio Ord. CNE Nº 0005, de fecha 05 de enero de 2011, al Ministerio de Energía; y lo establecido en la Resolución Nº 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 Energía 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 motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley, con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131° y siguientes, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172°;
- 3.- Que con fecha 1° de enero de 2011 entran en vigencia nuevos contratos de suministro licitado de las concesionarias Chilectra S.A. y Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda., correspondientes a los procesos licitatorios 2006/02 y 2006/02-2;
- 4.- Que, de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra c) de la Ley, se constata que el día 1° de enero de 2011, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes a los procesos licitatorios 2008/01 y 2008/01-2, según se individualizan en el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, Enero 2011," en adelante e indistintamente "Informe Técnico", alcanzaron una variación acumulada a la baja superior al 10% respecto de sus valores vigentes;
- 5.- Que con fecha 29 de octubre de 2010 el Ministerio de Energía ha dictado el Decreto 264 que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° de la Ley;
- 6.- 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";
- 7.- Que mediante Oficio Nº 1.441, de 2010, la Contraloría General de la República comunicó la Resolución Exenta Nº 4.151 de 2010, por la que autorizó que los decretos supremos que fijan los precios de nudo promedio señalados en el artículo 158° de la Ley, se cumplan antes de su toma de razón, y
- 8.- Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante Oficio Ord. CNE Nº 0005, de fecha 5 de enero de 2011, el Informe Técnico que contiene el cálculo de los nuevos Precios de Nudo Promedio para cada empresa concesionaria de distribución según lo dispuesto en el artículo 157° de la Ley.

Decreto:

Artículo primero: Fíjense los siguientes Precios de Nudo Promedio 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 Ley.

**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 a los artículos 131° y siguientes de la Ley.

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 Ley.

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, en la elaboración de su Informe Técnico, 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	VALPARAÍSO, QUILPUÉ y VIÑA DEL MAR
EMELECTRIC	1	V REGIÓN, REGIÓN METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHIDEGUA, PICHILEMU, LA ESTRELLA, LITUECHE, MARCHIGUE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGIÓN y VII REGIÓN
EMELECTRIC	3	VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCION	1	VI, VII REGIÓN y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCION	2	LOS ÁNGELES, MULCHÉN, CHILLÁN, CHILLÁN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLÁS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCION	3	RESTO DE LA VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCION	4	IX REGIÓN
CGE DISTRIBUCION	5	EL BOSQUE, LA PINTANA, PUENTE ALTO, PADRE HURTADO, PEÑAFLO, 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, RIO 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 en nivel de distribución para cada concesionaria y sector de nudo, se calcularán de la siguiente forma:

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

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

$$PNPT = PNPP$$

Donde:

- 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 a los clientes regulados, resultante de la aplicación del Artículo 27° transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 264, en [\$/kWh], correspondiente a 8,173 [\$/kWh].
AR : Ajuste o recargo aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria en el Sistema Interconectado Central, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley, 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.

Para el caso particular de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén pertenecientes a la zona de concesión de SAESA, no son aplicables los cargos correspondientes a los parámetros AC y AR.

A continuación se indican, para cada concesionaria y sector de nudo, los Precios de Nudo Promedio de energía y potencia, los valores de los parámetros Rei, Rpi, Kei, Kpi y los 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	45,429	3.996,59	17,84%	14,18%	11,544	7.054,93	4,861
4	EMELAT	1	Cardones 220	45,724	3.984,68	3,52%	2,90%	3,762	2.297,09	0,697
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	45,724	3.984,68	0,32%	0,26%	0,238	143,54	0,697
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	45,724	3.984,68	0,57%	0,47%	0,613	374,04	0,697
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	45,724	3.984,68	0,07%	0,06%	0,048	29,56	0,697
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	51,804	4.073,29	0,50%	0,56%	0,425	216,23	-8,061
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	51,804	4.073,29	0,87%	0,98%	0,678	345,51	-8,061
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	51,804	4.073,29	2,03%	2,23%	2,647	1.342,75	-8,061
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	47,133	4.641,51	0,56%	0,48%	0,595	361,90	-1,359
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	47,133	4.641,51	3,23%	2,86%	4,257	2.586,71	-1,359
7	CONAFE A	1	Quillota 220	47,133	4.641,51	2,00%	1,60%	1,453	887,98	-1,359
7	CONAFE B	1	Quillota 220	47,133	4.641,51	2,62%	2,91%	3,200	1.616,80	-1,319
8	EMELCA	1	Quillota 220	61,395	4.147,78	7,18%	7,99%	13,951	7.011,74	-18,791
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	50,071	4.091,57	1,20%	1,34%	1,311	664,06	-6,001
9	LITORAL	1	Quillota 220	50,071	4.091,57	4,90%	5,46%	8,946	4.499,00	-6,001
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	31,616	4.326,93	0,29%	0,33%	0,608	310,77	8,733
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	31,616	4.326,93	0,43%	0,48%	0,931	478,43	8,733
10	CHILECTRA	1	Chena 220	31,616	4.326,93	0,22%	0,24%	0,473	243,20	8,733
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	31,616	4.326,93	0,02%	0,02%	0,044	22,62	8,733
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	31,616	4.326,93	0,00%	0,00%	0,005	2,54	8,733
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	31,616	4.322,48	1,28%	1,42%	3,437	2.575,06	8,760
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	31,693	4.180,87	1,99%	2,18%	3,327	2.315,72	9,022
13	TILTIL	1	Quillota 220	31,693	4.180,87	2,31%	2,54%	4,233	2.172,56	9,022
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	33,294	3.801,33	1,68%	1,87%	2,789	1.423,42	8,796
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	31,617	4.322,43	1,03%	1,17%	4,754	4.563,46	8,739
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	40,348	3.930,20	12,42%	15,60%	3,089	1.848,50	4,596
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	40,348	3.930,20	0,01%	0,01%	0,010	6,08	4,459
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	40,348	3.930,20	4,49%	5,67%	1,369	824,82	4,459
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	40,348	3.930,20	1,67%	2,25%	2,373	1.453,44	4,459
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	40,348	3.930,20	2,67%	3,51%	2,358	1.440,44	4,459
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	40,348	3.930,20	0,25%	0,32%	0,250	151,33	4,459
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	40,348	3.930,20	4,48%	4,98%	4,618	2.629,73	4,271



COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kWh]	Rei [%]	Rpi [%]	Kei [\$/kWh]	Kpi [\$/kWh]	AR [\$/kWh]
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	53,094	3.983,55	0,19%	0,24%	0,211	126,44	-11,112
18	CGED	1	Itahue 154	53,094	3.983,55	0,47%	0,62%	0,607	369,47	-11,112
18	CGED	1	Paine 154	53,094	3.983,55	0,21%	0,27%	0,220	133,00	-11,112
18	CGED	1	Punta Cortes 154	53,094	3.983,55	0,46%	0,59%	0,492	296,52	-11,112
18	CGED	1	Rancagua 154	53,094	3.983,55	0,73%	0,94%	0,725	437,74	-11,112
18	CGED	1	San Fernando 154	53,094	3.983,55	0,83%	1,08%	0,783	474,70	-11,112
18	CGED	2	Charrúa 220	53,094	3.983,55	3,09%	3,34%	3,978	2.247,78	-11,135
18	CGED	3	Charrúa 220	53,094	3.983,55	3,85%	3,32%	3,167	1.623,72	-11,217
18	CGED	4	Temuco 220	53,094	3.983,55	3,15%	3,12%	3,917	2.087,87	-11,141
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	53,094	3.983,55	0,36%	0,40%	0,703	359,81	-10,938
18	CGED	5	Cerro Navia 220	53,094	3.983,55	0,04%	0,05%	0,106	54,49	-10,938
18	CGED	5	Chena 220	53,094	3.983,55	0,50%	0,56%	1,100	564,93	-10,938
18	CGED	5	Paine 154	53,094	3.983,55	0,36%	0,47%	0,345	209,22	-10,938
18	CGED	6	Itahue 154	53,094	3.983,55	2,76%	3,61%	3,127	1.896,99	-11,119
18	CGED	6	Teno 154	53,094	3.983,55	0,18%	0,23%	0,235	140,90	-11,119
21	COPELAN	1	Charrúa 220	35,806	3.849,30	3,01%	2,78%	3,215	1.671,26	4,062
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	42,693	4.027,36	5,03%	4,86%	3,946	2.017,30	-2,820
22	FRONTEL	1	Temuco 220	42,693	4.027,36	1,43%	1,43%	1,371	706,55	-2,820
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	40,628	4.388,40	0,35%	0,35%	0,677	368,15	0,949
23	SAESA	1	Cochamó	40,628	4.388,40	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	40,628	4.388,40	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	40,628	4.388,40	1,80%	1,44%	1,913	1.050,51	0,949
23	SAESA	1	Temuco 220	40,628	4.388,40	0,37%	0,36%	0,538	292,75	0,949
23	SAESA	1	Valdivia 220	40,628	4.388,40	0,15%	0,16%	0,352	191,58	0,949
26	CODINER	1	Temuco 220	38,277	4.380,07	3,18%	3,18%	3,665	1.925,10	2,356
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	48,633	4.011,70	0,02%	0,02%	0,046	23,53	-5,106
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	48,633	4.011,70	7,05%	7,85%	13,668	6.869,65	-5,106
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	39,680	3.977,77	2,09%	2,72%	2,008	1.215,49	1,177
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	39,680	3.977,77	0,68%	0,89%	0,638	387,10	1,177
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	39,680	3.977,77	0,31%	0,39%	0,400	240,00	1,177
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	39,823	3.756,19	1,70%	2,13%	0,113	67,63	1,001
30	EMETAL	1	Itahue 154	39,823	3.756,19	3,82%	5,00%	3,764	2.287,71	1,001
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	53,410	4.137,31	0,75%	0,97%	0,614	367,98	-13,959
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	53,410	4.137,31	1,94%	2,62%	3,498	2.133,31	-13,959
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	52,938	4.089,39	3,81%	5,16%	6,432	3.933,01	-13,692
33	COPELEC	1	Charrúa 220	32,948	3.828,60	3,69%	4,85%	4,250	2.584,71	7,052
34	COELCHA	1	Charrúa 220	42,383	3.906,34	2,44%	2,47%	2,395	1.248,65	-2,698
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	42,930	4.329,84	3,02%	2,96%	4,862	2.646,62	-1,676
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	49,377	4.306,82	2,78%	2,73%	4,551	2.477,02	-8,591
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	49,509	4.300,40	1,41%	1,41%	3,688	2.340,16	-8,623
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	49,509	4.300,40	0,14%	0,14%	0,253	142,83	-8,623
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	41,462	4.357,10	1,15%	1,17%	3,029	1.936,07	-0,139
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	36,221	4.075,86	11,92%	10,26%	11,486	6.988,69	9,681

Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central, 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 [\$/kWh/mes]
3	ELECDA	2	78,112	11.618,24
4	EMELAT	1	61,303	6.975,94
6	CHILQUINTA	1	57,427	6.131,34
7	CONAFE A	1	62,981	8.707,39
7	CONAFE B	1	58,422	6.393,38
8	EMELCA	1	69,136	11.490,93
9	LITORAL	1	65,554	9.532,86
10	CHILECTRA	1	50,887	5.430,79
12	COLINA	1	52,391	6.958,92
13	TILTIL	1	57,811	8.866,49
14	PUENTE ALTO	1	53,611	5.295,83
15	LUZANDES	1	53,609	8.936,46
17	EMELECTRIC	1	61,217	6.391,81
17	EMELECTRIC	2	63,008	8.268,50
17	EMELECTRIC	3	59,218	6.755,65
18	CGED	1	54,727	5.970,40
18	CGED	2	55,751	6.364,38
18	CGED	3	55,261	5.739,52
18	CGED	4	55,715	6.195,71
18	CGED	5	53,252	5.230,96
18	CGED	6	55,071	6.174,41
21	COPELAN	1	52,334	5.627,57
22	FRONTEL	1	56,121	7.004,53
23	SAESA	1	54,315	6.392,76
26	CODINER	1	53,688	6.444,46
28	E. CASABLANCA	1	68,852	11.220,60
29	COOP. CURICO	1	53,298	5.979,47
30	EMETAL	1	55,072	6.379,35

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe [\$/kWh]	Pp [\$/kWh/mes]
31	LUZLINARES	1	53,173	6.787,13
32	LUZPARRAL	1	55,868	8.233,41
33	COPELEC	1	53,639	6.599,00
34	COELCHA	1	51,287	5.251,48
35	SOCOEPA	1	55,585	7.104,62
36	COOPREL	1	54,883	6.901,42
39	LUZOSORNO	1	53,767	6.850,05
40	CRELL	1	53,002	6.344,15
42	ENELSA	1	69,879	11.482,73

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

Los Precios de Nudo Promedio de energía y potencia fijados mediante el presente Decreto, serán actualizados con ocasión de la indexación de alguno de los contratos de suministro modelados conforme lo establecido en el Informe Técnico, que la Comisión comunicó al Ministerio de Energía con fecha 05 de enero de 2011, por medio del Of. Ord. N° 0005, y que da origen a los cálculos de dichos precios.

Las fórmulas de indexación y los rezagos de los índices de los contratos de suministro modelados, son los contenidos en dicho Informe Técnico.

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 Ley. 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 número 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 número 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_i : 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_i : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la empresa distribuidora, en [kWh]
- EFACTBT_i : 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 incluido 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:

$$\begin{aligned} VA &= |MFAR|, \text{ si } MFAR < 0 \\ VR &= MFAR, \text{ si } MFAR \geq 0 \end{aligned}$$

- 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 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), según corresponda.
- 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 con ocasión de dicha reliquidación 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 Combustible, 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 inciso final Artículo 134° de la Ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el número 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 a que se refiere la letra h) del número 4.1, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 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 señalados en la letra h) del número 4.1 valorizados 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 Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficit de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período.

4.3 Recaudación del Abono o Cargo por diferencia entre precio de nudo y costo marginal

En la oportunidad que las concesionarias de servicio público de distribución informen a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles las facturaciones correspondientes a cada mes, éstas deberán informar a la DP del CDEC respectivo los montos facturados por el abono o cargo por diferencia entre el precio de nudo y el costo marginal a que se refiere el número 1.3 del artículo primero del Decreto 264.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

$$MFAC = AC \times (EFACTAT \times PEAT + EFACTBT \times PEAT \times PEPT)$$

Donde:

MFAC	:	Monto facturado por la empresa distribuidora, en [\$]
AC	:	Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del Artículo 27° transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 264, en [\$/kWh], correspondiente a 8,173 [\$/kWh].
EFACTAT	:	Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución, en [kWh]
EFACTBT	:	Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución, 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.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos cargos o abonos, resultantes de la aplicación del Artículo 27° transitorio de la Ley, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o abono que en cada caso corresponda.

La DP del CDEC respectivo deberá establecer un balance que permita distribuir los montos recaudados conforme al presente número, entre las empresas suministradoras que corresponda.

4.4 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 por parte de la DP del CDEC respectivo, 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.

4.5 Intereses y reajustes

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

Artículo Segundo: Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de enero de 2011, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso final del artículo 158° de la Ley, y de las reliquidaciones que sean necesarias, según el artículo 171° de la Ley.

Anótese, publíquese y tómese razón.- Por orden del Presidente de la República.- Laurence Golborne Riveros, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Sergio del Campo, Subsecretario de Energía.