

Ministerio de Energía

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON OCASIÓN DE LA INDEXACIÓN DE PRECIOS CONTENIDOS EN LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO QUE SE INDICAN

Núm. 38.- Santiago, 8 de abril de 2011.- Vistos:

- Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
- 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;
- Lo dispuesto 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 materia de Energía Eléctrica, en adelante e indistintamente la “Ley”, especialmente lo establecido en sus artículos 157º, 158º, 161º, 171º y 172º;
- Lo establecido en el decreto supremo Nº 320, de 2008, modificado mediante decreto supremo Nº 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
- Lo dispuesto en el decreto supremo Nº 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 385”;
- Lo dispuesto en el decreto supremo Nº 79, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 79”;
- Lo dispuesto en el decreto supremo Nº 264, de 29 de octubre de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 264”;
- Lo dispuesto en el decreto supremo Nº 23, de 28 de enero de 2011, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 23”;
- Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, en su oficio CNE Of. Ord. Nº 114 de fecha 31 de marzo de 2011, al Ministerio de Energía; y
- Lo establecido en la resolución Nº 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

- Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158º 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;
- Que dicho decreto debe ser dictado con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171º de la Ley, con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131º y siguientes de la Ley, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161º y 172º de la Ley;
- Que se ha constatado que el día 1º de abril de 2011, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes a los procesos licitatorios que se individualizan en el Informe Técnico de “Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, abril 2011,” en adelante e indistintamente “Informe Técnico”, alcanzaron una variación acumulada al alza superior al 10% respecto de sus valores vigentes, de acuerdo a lo establecido en el decreto 23, resultando procedente la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158º letra c) de la Ley;
- Que con fecha 29 de octubre de 2010, el Ministerio de Energía dictó el decreto 264, que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171º de la Ley;
- Que de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 157º 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 e indistintamente “CDEC”; y
- Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158º de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante CNE OF. Ord. Nº 0114, de fecha 31 de marzo 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 157º de la Ley.

Decreto:

Artículo primero: Fíjanse 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 157º 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 131º 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 160º 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, tuviere suministros sujetos a Precio de Nudo de Corto Plazo, el Precio de Nudo Promedio se obtendrá considerando esos suministros con criterios similares a los de 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 Precios 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 fórmulas que se señalan más adelante, 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 Comprendidas
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III, IV y V REGIÓN EXCEPTO VALPARAÍSO, QUILPUÉ 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 DISTRIBUCIÓN	1	VI, VII REGIÓN y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCIÓN	2	LOS ANGELES, MÚLCHEN, CHILLÁN, CHILLÁN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLÁS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCIÓN	3	RESTO DE LA VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	4	IX REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	5	EL BOSQUE, LA PINTANA, PUENTE ALTO, PADRE HURTADO, PEÑAFLO, SAN BERNARDO, CALERA DE TANGO, CURACAVI, ISLA DE MAIPO, SAN JOSÉ DE MAIPO, TALAGANTE (EX RÍO MAIPO SECTOR DE NUDO 1).
CGE DISTRIBUCIÓN	6	CURICÓ, LINARES, LONGAVÍ, MOLINA, RÓMERAL, 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 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
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	50,570	3.996,59	17,84%	14,18%	11,544	7.054,93	3,922
4	EMELAT	1	Cardones 220	50,810	3.980,78	3,32%	2,74%	3,629	2.215,74	-0,379
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	50,810	3.980,78	0,35%	0,29%	0,262	158,03	-0,379
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	50,810	3.980,78	0,57%	0,47%	0,623	380,52	-0,379
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	50,810	3.980,78	0,08%	0,06%	0,055	33,54	-0,379
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	58,059	4.069,19	0,48%	0,54%	0,405	206,01	-10,533
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	58,059	4.069,19	0,78%	0,88%	0,610	310,67	-10,533
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	58,059	4.069,19	2,08%	2,29%	2,708	1.373,43	-10,533
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	47,119	4.640,23	0,59%	0,50%	0,601	365,73	2,881
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	47,119	4.640,23	3,20%	2,85%	4,336	2.634,26	2,881
7	CONAFE A	1	Quillota 220	47,119	4.640,23	1,79%	1,43%	1,306	797,83	2,881
7	CONAFE B	1	Quillota 220	47,119	4.640,23	2,62%	2,91%	3,201	1.617,63	2,801
8	EMELCA	1	Quillota 220	70,699	4.147,78	7,18%	7,99%	13,951	7.011,74	-24,641
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	56,593	4.090,78	1,09%	1,22%	1,190	602,63	-8,824
9	LITORAL	1	Quillota 220	56,593	4.090,78	4,99%	5,55%	9,095	4.574,19	-8,824
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	32,388	3.814,92	0,30%	0,34%	0,618	315,74	11,591
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	32,388	3.814,92	0,42%	0,47%	0,916	470,40	11,591
10	CHILECTRA	1	Chena 220	32,388	3.814,92	0,22%	0,24%	0,480	246,57	11,591
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	32,388	3.814,92	0,02%	0,02%	0,044	22,41	11,591
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	32,388	3.814,92	0,00%	0,00%	0,005	2,69	11,591
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	32,388	3.814,92	1,28%	1,42%	3,457	2.572,92	11,628
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	32,449	3.803,11	2,03%	2,23%	3,420	2.368,27	11,972
13	TILTIL	1	Quillota 220	32,449	3.803,11	2,25%	2,48%	4,126	2.115,79	11,972
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	35,358	3.801,33	1,67%	1,86%	2,777	1.417,34	11,673
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	32,388	3.814,92	1,03%	1,17%	4,812	4.563,46	11,599
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	44,750	3.925,81	12,35%	15,51%	3,083	1.845,86	3,916
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	44,750	3.925,81	0,01%	0,01%	0,011	6,60	3,799
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	44,750	3.925,81	4,20%	5,31%	1,282	772,10	3,799
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	44,750	3.925,81	1,61%	2,17%	2,259	1.383,94	3,799
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	44,750	3.925,81	2,95%	3,89%	2,601	1.589,33	3,799
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	44,750	3.925,81	0,24%	0,31%	0,239	144,80	3,799
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	44,750	3.925,81	4,43%	4,99%	4,652	2.664,95	3,639
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	60,378	3.979,25	0,18%	0,23%	0,199	119,37	-14,914
18	CGED	1	Itahue 154	60,378	3.979,25	0,50%	0,66%	0,652	396,75	-14,914

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Rei [%]	Rpi [%]	Kei [\$/kWh]	Kpi [\$/kW/mes]	AR
18	CGED	1	Paine 154	60,378	3.979,25	0,21%	0,27%	0,216	130,29	-14,914
18	CGED	1	Punta Cortés 154	60,378	3.979,25	0,47%	0,60%	0,502	302,58	-14,914
18	CGED	1	Rancagua 154	60,378	3.979,25	0,72%	0,93%	0,722	435,68	-14,914
18	CGED	1	San Fernando 154	60,378	3.979,25	0,77%	1,00%	0,733	444,68	-14,914
18	CGED	2	Charrúa 220	60,378	3.979,25	3,10%	3,34%	3,971	2.239,48	-14,951
18	CGED	3	Charrúa 220	60,378	3.979,25	3,83%	3,30%	3,155	1.618,06	-15,057
18	CGED	4	Temuco 220	60,378	3.979,25	2,99%	2,97%	3,673	1.953,48	-14,934
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	60,378	3.979,25	0,38%	0,42%	0,733	375,41	-14,686
18	CGED	5	Cerro Navia 220	60,378	3.979,25	0,04%	0,05%	0,097	49,79	-14,686
18	CGED	5	Chena 220	60,378	3.979,25	0,49%	0,55%	1,070	549,46	-14,686
18	CGED	5	Paine 154	60,378	3.979,25	0,37%	0,48%	0,352	213,46	-14,686
18	CGED	6	Itahue 154	60,378	3.979,25	2,84%	3,71%	3,213	1.949,15	-14,933
18	CGED	6	Teno 154	60,378	3.979,25	0,14%	0,18%	0,188	112,52	-14,933
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	39,406	3.851,02	3,01%	2,78%	3,215	1.671,14	3,942
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	47,505	4.026,71	5,02%	4,85%	3,926	2.007,98	-4,193
22	FRONTEL	1	Temuco 220	47,505	4.026,71	1,45%	1,45%	1,397	719,86	-4,193
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	44,636	4.389,71	0,36%	0,36%	0,692	376,19	0,524
23	SAESA	1	Cochamó	44,636	4.389,71	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	44,636	4.389,71	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	44,636	4.389,71	1,60%	1,28%	1,743	957,08	0,524
23	SAESA	1	Temuco 220	44,636	4.389,71	0,37%	0,36%	0,534	290,85	0,524
23	SAESA	1	Valdivia 220	44,636	4.389,71	0,17%	0,17%	0,381	206,94	0,524
26	CODINER	1	Temuco 220	42,582	4.380,52	3,13%	3,13%	3,567	1.871,00	1,581
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	53,354	4.001,57	0,03%	0,03%	0,064	32,81	-6,043
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	53,354	4.001,57	7,01%	7,80%	13,586	6.628,71	-6,043
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	44,631	3.978,90	2,05%	2,66%	1,967	1.190,91	-0,237
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	44,631	3.978,90	0,69%	0,90%	0,644	391,07	-0,237
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	44,631	3.978,90	0,33%	0,41%	0,423	254,02	-0,237
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	44,215	3.756,34	1,82%	2,27%	0,120	72,15	0,143
30	EMETAL	1	Itahue 154	44,215	3.756,34	3,89%	5,09%	3,813	2.318,22	0,143
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	58,653	4.101,89	0,56%	0,73%	0,462	276,53	-15,777
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	58,653	4.101,89	2,15%	2,89%	3,872	2.361,49	-15,777
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	58,571	4.069,14	3,65%	4,95%	6,365	3.891,66	-15,897
33	COPELEC	1	Charrúa 220	36,294	3.828,75	3,68%	4,83%	4,247	2.582,44	7,194
34	COELCHA	1	Charrúa 220	48,044	3.904,22	2,47%	2,51%	2,440	1.268,56	-4,929
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	48,205	4.329,84	2,98%	2,92%	4,810	2.618,11	-3,379
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	56,274	4.308,58	2,79%	2,73%	4,560	2.481,71	-11,985
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	60,804	4.267,51	1,37%	1,37%	3,898	2.350,79	-16,435
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	60,804	4.267,51	0,15%	0,15%	0,267	148,83	-16,435
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	45,927	4.360,46	1,12%	1,14%	3,031	1.898,30	-0,990
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	39,298	4.086,23	11,86%	10,17%	11,270	6.859,18	12,843

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 \$/kW/mes
3	ELECDA	2	83,231	11.618,24
4	EMELAT	1	65,368	6.910,33
6	CHILQUINTA	1	61,361	6.110,27
7	CONAFE A	1	67,045	8.659,85
7	CONAFE B	1	62,529	6.392,89
8	EMELCA	1	73,258	11.490,93
9	LITORAL	1	69,668	9.544,55
10	CHILECTRA	1	54,526	4.913,55
12	COLINA	1	56,061	6.442,01
13	TILTIL	1	61,529	8.466,30
14	PUENTE ALTO	1	58,571	5.289,37
15	LUZANDES	1	57,306	8.423,01
17	EMELECTRIC	1	65,449	6.380,56
17	EMELECTRIC	2	67,146	8.281,51
17	EMELECTRIC	3	63,196	6.786,66
18	CGED	1	58,382	5.955,43
18	CGED	2	59,443	6.351,64
18	CGED	3	58,961	5.728,63
18	CGED	4	59,095	6.050,91
18	CGED	5	56,890	5.227,06
18	CGED	6	58,818	6.195,71
21	COOPELAN	1	55,922	5.629,22
22	FRONTEL	1	59,882	7.008,23
23	SAESA	1	57,799	6.316,03
26	CODINER	1	57,236	6.388,63
28	E. CASABLANCA	1	72,890	11.176,41
29	COOP. CURICÓ	1	56,971	5.972,86
30	EMETAL	1	58,989	6.423,18
31	LUZLINARES	1	56,972	6.888,40
32	LUZPARRAL	1	59,350	8.162,22
33	COPELEC	1	57,244	6.596,12
34	COELCHA	1	54,915	5.270,78
35	SOCOEPA	1	59,246	7.074,38
36	COOPREL	1	58,592	6.905,86
39	LUZOSORNO	1	57,631	6.832,00
40	CRELL	1	56,655	6.308,47
42	ENELSA	1	76,245	11.360,98

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, el cual 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 decreto 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:

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

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

- 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 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, dentro de los 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por la DP respectiva. 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 respectiva.
- f) La respectiva 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 respectiva 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) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a) de este número.
- h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, la respectiva 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 del artículo 134° de la Ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme al 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 siguiente Informe Técnico de Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, de acuerdo a la información de que disponga, los montos de excedentes o déficit de recaudación, para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley.

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 numeral, 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 respectiva 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 abril de 2011, 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 F., Subsecretario de Energía.

OTRAS ENTIDADES

Tribunal Constitucional

SENTENCIA RECAÍDA EN REQUERIMIENTO DE INCONSTITUCIONALIDAD DEL DECRETO SUPREMO N°264, DEL MINISTERIO DE TRANSPORTES Y TELECOMUNICACIONES, DE 6 DE OCTUBRE DE 2010

Santiago, doce de mayo de dos mil once.

Vistos:

Con fecha 5 de noviembre de 2010, 36 señores Diputados, que constituyen más de la cuarta parte de los miembros en ejercicio de la Corporación a que pertenecen, han deducido un requerimiento de inconstitucionalidad respecto del Decreto Supremo N° 264, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, publicado en el Diario Oficial de 6 de octubre de 2010, que *“Fija normas complementarias al Decreto N° 136 de 14 de septiembre de 2009”*.

Sostienen los Diputados que el Decreto impugnado corresponde al ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución, lo que los habilita, conforme al artículo 93, N° 16°, de la Constitución Política de la República, para interponer su requerimiento, agregando que el artículo primero del Decreto expresamente señala que se establece en *“conformidad con el inciso final del Artículo 15 de la Ley General de Telecomunicaciones”*.

En un primer capítulo del requerimiento, indican que el DS N° 264 se enuncia como complementario del Decreto N° 136 y precisan los contenidos de ambos. Así, sostienen que el Decreto N° 136, que fijó la tecnología japonesa ISDB-T con el sistema de compresión MPEG-4 como norma técnica oficial que se utilizará en Chile para las transmisiones en tecnología digital del servicio de radiodifusión televisiva de libre recepción, ordenó que sería la Subsecretaría de Telecomunicaciones la que establecería las *“especificaciones técnicas”* de dicha norma oficial; y creó transitoriamente *“un período de exposición pública y*

abierta de seis meses, renovable por una sola vez”, dentro del cual se podrían otorgar permisos para efectuar transmisiones demostrativas, de conformidad con el inciso final del artículo 15 de la Ley General de Telecomunicaciones.

Indican que el DS N° 264 fijó períodos anuales de exposición pública y abierta, hasta por cinco años, en los cuales se podrían otorgar permisos para efectuar transmisiones demostrativas, conforme al inciso final del artículo 15 de la citada ley; estableció que se podían renovar los permisos otorgados bajo la vigencia del DS N° 136; que mediante resolución de la Subsecretaría se determinarían las frecuencias dentro de la banda que se indica del Plan General de Uso del Espectro Radioeléctrico, en las que se podrían efectuar asignaciones para nuevas estaciones de radiodifusión televisiva digital, conforme a la ley; que se establecería un calendario de disponibilidad para dichos efectos; y, finalmente, que los permisos que se otorgaran *“a los concesionarios de radiodifusión televisiva de libre recepción, constituirán las frecuencias de reemplazo que en su caso correspondan”*.

Sostienen que el contenido del DS N° 264 está lejos de ser un *“complemento”* del DS N° 136, toda vez que este último se abocó a la fijación de la norma técnica en materia digital y sólo estableció períodos acotados para la exhibición demostrativa y experimental, en circunstancias que el DS N° 264 incorpora al patrimonio de los actuales concesionarios de radiodifusión televisiva el establecimiento de frecuencias de reemplazo obtenidas indirectamente a través de permisos demostrativos.

Además, el DS N° 136 mantenía la prohibición de asignación de nuevas frecuencias, entendiéndose que la única forma de disponerlos era por ley. En cambio, el DS N° 264 levanta dicha prohibición respecto de la banda UHF y autoriza su asignación bajo criterios no reglados y fijados exclusivamente por el Administrador.

Agregan que el DS N° 264 organiza la transición digital y prepara el apagón analógico, consolidando en los actuales canales de libre recepción televisiva el

acceso a la televisión digital, amparado en decisiones administrativas enteramente discrecionales y que terminarán con el respeto de la asignación de frecuencias de reemplazo.

En un segundo capítulo del requerimiento, señalan que el DS N° 264 vulnera la reserva legal *“clásica”*, al exceder y no ejecutar la ley que le sirve de sustento. Agregan, apoyados en jurisprudencia de esta Magistratura (sentencias roles N°s 312, 373, 235, 718 y 325) y en doctrina que citan, que la regla general es la aceptación de la colaboración reglamentaria, pudiendo un decreto supremo *“desarrollar o complementar la ley”*, pero estándole proscrito sobrepasar al legislador e innovar normativamente.

Aducen, luego, que el DS N° 264 se presenta como potestad reglamentaria de ejecución del inciso final del artículo 15 de la Ley General de Telecomunicaciones, precepto que dispone que: *“Sin perjuicio de las disposiciones anteriores, el Ministro podrá otorgar permisos provisorios para el funcionamiento temporal, sin carácter comercial y a título experimental o demostrativo, para instalar servicios de telecomunicaciones en ferias o exposiciones. El permiso no podrá exceder del plazo de duración de la feria o exposición”*.

Contrastan los elementos del acto administrativo, siguiendo a la doctrina española, en relación con este precepto legal, señalando que, en cuanto al elemento subjetivo del acto, en el DS N° 264 el titular de la competencia es innominado y la atribución verdadera no reside en el establecimiento de permisos demostrativos por parte del Ministro, sino que en la asignación definitiva de frecuencias de reemplazo por la Subsecretaría de Telecomunicaciones, vulnerándose de ese modo el artículo 7° de la Constitución.

En cuanto a los elementos objetivos del acto, sostienen que se vulnera la reserva legal porque el supuesto de hecho de la Ley General de Telecomunicaciones es la autorización de permisos provisorios para ferias o exposiciones, lo que no tiene que ver con la asignación de frecuencias de reemplazo, además de que no existe concatenación de actos; por otra parte,