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 déficits 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 déficits 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 la cual disponga, los montos de excedentes o déficits 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 82.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

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

Donde:

MFAC : Monto facturado por la empresa distribuidora, en [$].
AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del Artículo 27º transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 82, en [$/kWh], correspondiente a 6,733 [$/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.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República.- Ricardo Raineri Bernain, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda a Ud., Jimena Bronfman C., Subsecretaria de Energía.

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LA INDEXACIÓN DE PRECIOS CONTENIDOS EN LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO QUE INDICA

Núm. 263.- Santiago, 29 de octubre de 2010.- Visto:

1. Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
2. 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;
3. 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 157°, 158°, 161°, 171° y 172°;
4. 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;
5. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 385";
6. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 79, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 79";
7. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 82, de 30 de abril de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 82";
8. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 83, de 30 de abril de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 83";
9. Lo dispuesto en la Resolución Exenta Nº 465 de 2 de agosto de 2010, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión";
10. Lo informado por la Comisión, en su Oficio ORD. CNE Nº 555 de fecha 13 de septiembre de 2010, al Ministerio de Energía; y
11. Lo establecido en la Resolución Nº 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República; y

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, de la aplicación de lo dispuesto en el número 2.2 del artículo primero del Decreto 83, se constata que el día 1° de septiembre de 2010, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes al proceso licitatorio EMEL-SIC 2006/01-2, según se individualizan en el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, Septiembre 2010," en adelante e indistintamente "Informe Técnico", alcanzaron una variación acumulada al alza, superior al 10% respecto de sus valores vigentes;

4. Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 171º de la Ley, los Precios de Nudo de Corto Plazo fijados en el Decreto 82, han sido actualizados por la Resolución Exenta Nº 465 de la Comisión de fecha 2 de agosto de 2010, en virtud de la fórmula de indexación dispuesta en el número 1.2, letra b), del artículo primero del Decreto señalado;
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. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante Oficio ORD. CNE Nº 555, de fecha 13 de septiembre de 2010, 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:

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 157° y siguientes de la Ley.

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 septiembre 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.

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 de 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 obtendrá 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 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 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 Comprendidas
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III, IV y V REGION EXCEPTO VALPARAÍSO, QUILPUÉ y VIÑA DEL MAR
CONAFE B	1	VALPARAÍSO, QUILPUÉ 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 REGIÓN y VII REGIÓN
EMELECTRIC	3	VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	1	VI, VII REGIÓN y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCIÓN	2	LOS ÁNGELES, MULCHÉN, 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, PEÑAFLOR, SAN BERNARDO, CALERA DE TANGO, CURACAVÍ, ISLA DE MAIPO, SAN JOSÉ DE MAIPO, TALAGANTE (EX RÍO MAIPO SECTOR DE NUDO 1).
CGE DISTRIBUCIÓN	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 en nivel de distribución para cada concesionaria y sector de nudo, se calcularán de la siguiente forma:

$$Pe = PNEP + \sum_{i=1}^{n} \left[\mathrm{Re}_i \times PNEP + Ke_i \right] + AC + AR$$

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

$$PNPT = PNPP$$

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 27º transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 82, en [$/kWh], correspondiente a 6,733 [$/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.

A continuación se indican, para cada concesionaria y sector de nudo, los precios de nudo de energía y potencia promedio y 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	46,685	4.202,65	17,84%	14,18%	11,534	7.029,62	8,719
4	EMELAT	1	Cardones 220	47,032	4.184,34	3,44%	2,83%	3,694	2.252,35	7,724
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	47,032	4.184,34	0,29%	0,24%	0,223	134,34	7,724
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	47,032	4.184,34	0,59%	0,49%	0,638	389,32	7,724
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	47,032	4.184,34	0,07%	0,06%	0,051	31,20	7,724
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	60,067	4.327,42	0,50%	0,56%	0,420	214,95	-6,671
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	60,067	4.327,42	0,73%	0,82%	0,563	288,70	-6,671
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	60,067	4.327,42	2,08%	2,29%	2,699	1.373,49	-6,671
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	46,248	4.845,09	0,55%	0,47%	0,575	349,08	7,804
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	46,248	4.845,09	3,24%	2,92%	4,522	2.742,84	7,804
7	CONAFE A	1	Quillota 220	46,248	4.845,09	1,69%	1,35%	1,229	749,08	7,804
7	CONAFE B	1	Quillota 220	46,248	4.845,09	2,62%	2,91%	3,185	1.611,68	7,593
8	EMELCA	1	Quillota 220	73,713	4.364,62	7,18%	7,99%	13,878	6.984,66	-22,201
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	59,785	4.343,48	1,15%	1,29%	1,250	636,00	-6,338
9	LITORAL	1	Quillota 220	59,785	4.343,48	4,93%	5,49%	8,936	4.500,90	-6,338
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	42,612	4.772,21	0,30%	0,34%	0,611	311,39	7,470
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	42,612	4.772,21	0,42%	0,47%	0,896	460,56	7,470
10	CHILECTRA	1	Chena 220	42,612	4.772,21	0,22%	0,24%	0,472	242,79	7,470
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	42,612	4.772,21	0,02%	0,02%	0,044	22,64	7,470
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	42,612	4.772,21	0,00%	0,00%	0,005	2,48	7,470
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	42,429	4.885,48	1,28%	1,42%	3,701	2.505,27	7,493
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	38,503	4.480,19	2,14%	2,35%	3,716	2.438,60	7,712
13	TILTIL	1	Quillota 220	38,503	4.480,19	2,10%	2,31%	3,828	1.963,63	7,712
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	33,338	3.997,31	1,67%	1,86%	2,731	1.394,93	7,523
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	43,975	4.726,49	1,03%	1,17%	5,643	4.423,23	7,475
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	41,490	4.122,50	12,39%	15,56%	3,074	1.840,99	8,316
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	41,490	4.122,50	0,01%	0,01%	0,014	8,30	8,088
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	41,490	4.122,50	4,22%	5,33%	1,292	776,76	8,088
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	41,490	4.122,50	1,71%	2,31%	2,416	1.476,66	8,088
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	41,490	4.122,50	3,16%	4,17%	2,789	1.702,35	8,088
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	41,490	4.122,50	0,21%	0,27%	0,207	125,18	8,088
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	41,490	4.122,50	4,33%	5,03%	4,731	2.745,77	7,719
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	65,051	4.179,53	0,19%	0,24%	0,209	125,72	-16,203
18	CGED	1	Itahue 154	65,051	4.179,53	0,56%	0,74%	0,727	441,69	-16,203
18	CGED	1	Paine 154	65,051	4.179,53	0,18%	0,23%	0,186	112,35	-16,203
18	CGED	1	Punta Cortés 154	65,051	4.179,53	0,46%	0,59%	0,492	296,43	-16,203
18	CGED	1	Rancagua 154	65,051	4.179,53	0,74%	0,95%	0,741	446,70	-16,203
18	CGED	1	San Fernando 154	65,051	4.179,53	0,70%	0,91%	0,665	402,57	-16,203
18	CGED	2	Charrúa 220	65,051	4.179,53	3,11%	3,34%	3,964	2.232,21	-16,247
18	CGED	3	Charrúa 220	65,051	4.179,53	3,82%	3,30%	3,126	1.602,63	-16,360
18	CGED	4	Temuco 220	65,051	4.179,53	2,98%	2,96%	3,638	1.931,71	-16,228
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	65,051	4.179,53	0,37%	0,41%	0,712	364,85	-15,953
18	CGED	5	Cerro Navia 220	65,051	4.179,53	0,03%	0,04%	0,081	41,44	-15,953
18	CGED	5	Chena 220	65,051	4.179,53	0,51%	0,57%	1,096	563,31	-15,953
18	CGED	5	Paine 154	65,051	4.179,53	0,32%	0,42%	0,309	186,85	-15,953
18	CGED	6	Itahue 154	65,051	4.179,53	2,97%	3,88%	3,442	2.086,63	-16,238
18	CGED	6	Teno 154	65,051	4.179,53	0,08%	0,10%	0,101	60,34	-16,238
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	36,551	4.042,51	3,02%	2,79%	3,224	1.674,12	7,623
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	46,044	4.245,02	5,04%	4,84%	3,880	1.984,60	1,302
22	FRONTEL	1	Temuco 220	46,044	4.245,02	1,51%	1,51%	1,461	756,45	1,302
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	40,263	4.627,68	0,38%	0,38%	0,721	391,29	7,580
23	SAESA	1	Cochamó	40,263	4.627,68	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	40,263	4.627,68	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	40,263	4.627,68	1,52%	1,23%	1,676	917,71	7,580
23	SAESA	1	Temuco 220	40,263	4.627,68	0,37%	0,35%	0,530	287,64	7,580
23	SAESA	1	Valdivia 220	40,263	4.627,68	0,17%	0,18%	0,396	214,95	7,580
26	CODINER	1	Temuco 220	39,265	4.607,63	3,27%	3,28%	3,571	1.867,90	7,641
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	60,819	4.259,36	0,03%	0,03%	0,069	35,22	-8,369
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	60,819	4.259,36	6,99%	7,78%	13,470	6.779,58	-8,369
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	39,786	4.160,64	1,81%	2,35%	1,731	1.047,23	6,954
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	39,786	4.160,64	0,58%	0,75%	0,536	324,86	6,954
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	39,786	4.160,64	0,49%	0,63%	0,640	384,14	6,954
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	41,017	3.949,44	2,16%	2,70%	0,143	85,57	5,761
30	EMETAL	1	Itahue 154	41,017	3.949,44	3,78%	4,94%	3,756	2.280,31	5,761
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	62,799	4.353,79	0,74%	0,95%	0,603	361,28	-16,928
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	62,799	4.353,79	2,02%	2,72%	3,552	2.162,38	-16,928
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	66,242	4.361,79	3,59%	4,88%	6,375	3.889,40	-20,055
33	COPELEC	1	Charrúa 220	31,793	4.018,24	3,75%	4,92%	4,245	2.576,88	7,676
34	COELCHA	1	Charrúa 220	41,597	4.079,65	2,46%	2,49%	2,400	1.251,69	5,415
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	37,402	4.607,31	3,00%	2,94%	4,827	2.618,80	7,621
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	51,007	4.542,34	2,78%	2,73%	4,541	2.463,91	-3,136
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	49,743	4.566,14	1,43%	1,43%	3,580	2.191,89	-1,815
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	49,743	4.566,14	0,13%	0,13%	0,239	134,27	-1,815
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	41,180	4.601,56	1,09%	1,12%	2,910	1.835,90	7,187
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	35,889	4.310,73	11,98%	10,34%	11,628	7.061,31	8,285

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	82,000	11.828,21
4	EMELAT	1	68,160	7.143,02
6	CHILQUINTA	1	65,799	6.363,38
7	CONAFE A	1	69,645	8.915,75
7	CONAFE B	1	64,971	6.597,76
8	EMELCA	1	77,416	11.698,01
9	LITORAL	1	74,001	9.774,87
10	CHILECTRA	1	59,252	5.863,13
12	COLINA	1	60,899	7.460,12
13	TILTIL	1	62,125	9.091,20
14	PUENTE ALTO	1	50,882	5.466,59
15	LUZANDES	1	64,279	9.205,02
17	EMELECTRIC	1	64,754	6.604,95
17	EMELECTRIC	2	66,892	8.710,16
17	EMELECTRIC	3	62,470	7.075,63
18	CGED	1	60,442	6.157,96
18	CGED	2	61,524	6.551,34
18	CGED	3	61,035	5.920,08
18	CGED	4	61,133	6.234,95
18	CGED	5	58,829	5.396,17
18	CGED	6	61,073	6.492,85
21	COOPELAN	1	55,235	5.829,42
22	FRONTEL	1	62,436	7.255,63
23	SAESA	1	58,881	6.538,30
26	CODINER	1	58,494	6.626,66
28	E. CASABLANCA	1	76,991	11.406,82
29	COOP. CURICO	1	57,526	6.072,06
30	EMETAL	1	59,846	6.617,06
31	LUZLINARES	1	58,492	7.037,23
32	LUZPARRAL	1	61,673	8.464,05
33	COPELEC	1	51,639	6.792,82
34	COELCHA	1	57,168	5.432,92
35	SOCOEPA	1	57,705	7.361,56
36	COOPREL	1	60,563	7.130,26
39	LUZOSORNO	1	59,256	6.963,53
40	CRELL	1	58,459	6.489,00
42	ENELSA	1	66,835	11.817,77

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 lo establecido en el Informe Técnico, que la Comisión comunicó al Ministerio de Energía con fecha 13 de septiembre de 2010 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 referido Informe Técnico de fijación de precios de nudo promedio.

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:

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

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 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 déficits 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 déficits 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 la cual disponga, los montos de excedentes o déficits 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 82.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

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

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 27º transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 82, en [$/kWh], correspondiente a 6,733 [$/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.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República.- Ricardo Raineri Bernain, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda a Ud., Jimena Bronfman C., Subsecretaria de Energía.

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 264.- Santiago, 29 de octubre de 2010.- Visto: Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República; lo señalado 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 los artículos transitorios 16º y 27°, en los artículos 102°, 131º, 134º, 135º, 147º, 155º, 162º, 168º y 171º del 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"; lo señalado en los numerales 9.3 y 10.5.1 letra a) del artículo segundo del Decreto Supremo N° 320 de 2008, modificado por el Decreto Supremo N° 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 320"; lo establecido en el artículo primero del Decreto Supremo N° 385, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2008, en adelante, "Decreto 385"; lo dispuesto mediante Resolución Exenta N°716 de fecha 29 de octubre de 2010, de la Comisión Nacional de Energía; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en su Oficio ORD. CNE Nº 590, de fecha 15 de octubre de 2010 al Ministerio de Energía, complementado mediante Oficio ORD. CNE Nº 604, de fecha 22 de octubre de 2010; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en su Oficio ORD. CNE Nº 618, de fecha 29 de octubre de 2010 al Ministerio de Energía; y lo establecido en la Resolución Nº 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República,

Decreto:

Artículo primero: Fíjanse los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147º de la Ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. 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, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 171° de la Ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del mismo artículo.

1 PRECIOS DE NUDO

1.1. Precios básicos de nudo en subestaciones troncales.

A continuación se detallan los precios básicos por potencia de punta y por energía que se aplicarán a los suministros servidos en las subestaciones denominadas troncales, y para los niveles de tensión que se indican.

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [$/kWh]
Crucero	220	4.373,28	43,894
Encuentro	220	4.390,84	43,938

b) Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [$/kWh]
Diego de Almagro	220	4.964,22	50,943
Carrera Pinto	220	4.929,87	50,212
Cardones	220	4.659,60	47,827
Maitencillo	220	4.438,80	45,504
Pan de Azúcar	220	4.759,92	48,372
Los Vilos	220	4.639,90	46,523
Quillota	220	4.435,14	45,094
Polpaico	220	4.580,81	45,775
Lampa	220	4.824,51	45,784
Cerro Navia	220	4.805,27	47,971
Chena	220	4.767,71	47,651
Alto Jahuel	220	4.715,49	47,254
Paine	154	4.793,82	48,192
Rancagua	154	4.799,77	47,773
Punta de Cortés	154	4.768,62	48,151
Tilcoco	154	4.770,00	47,583
San Fernando	154	4.354,52	42,916
Teno	154	4.285,35	42,627
Itahue	154	4.205,64	41,964
Ancoa	220	4.231,75	41,054
Charrúa	220	3.895,52	40,864
Temuco	220	3.921,63	41,698
Los Ciruelos	220	3.915,22	41,883
Valdivia	220	3.927,59	42,461
Barro Blanco	220	3.854,75	42,167
Puerto Montt	220	3.883,15	42,483

1.2. Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo son las siguientes:

$$Pbpot \cdot \left[\frac{DOL}{DOL_o} \cdot \frac{1+d}{1+d_o} \cdot \left(coef1 \cdot \frac{PPIturb}{PPIturb_o} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_o} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_o} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_o} \right]$$

Sistema	Barra	Potencia [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
SING	Encuentro	70	0,48594	0,12174	0,10054	0,29178
SIC	Polpaico	70	0,44193	0,14030	0,13707	0,28070

Precio de la energía en la más alta tensión de la subestación troncal:

$$Precio\ Básico\ de\ Energía\ SING \cdot \left(\frac{PMM_{1i}}{PMM_{10}} \right)$$

$$Precio\ Básico\ de\ Energía\ SIC \cdot \left(\frac{PMM_{2i}}{PMM_{20}} \right)$$

En estas fórmulas:

DOL : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al que aplique la indexación, publicado por el Banco Central.

d : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en º/1.
Para el SIC, la tasa arancelaria a utilizar es la aplicable en el país, exceptuando la zona franca de extensión de Iquique.
Para el SING, la tasa arancelaria a utilizar es la aplicable en la zona franca de extensión de Iquique.

IPC e IPM : Índices de precios al consumidor y de precios al por mayor publicados por el INE para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

PPIturb : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.

PPI : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.

DOL_o : Dólar observado EEUU promedio del mes de septiembre de 2010 publicado por el Banco Central (493,93 [$/US$]).

d_o : Tasa arancelaria aplicable a equipos electromecánicos en el mes de octubre de 2010. Para el SIC, ésta corresponde a la aplicable en el país (6%), exceptuando la zona franca de extensión de Iquique. Para el SING, la tasa arancelaria corresponde a la aplicable en la zona franca de extensión de Iquique (6%).

IPC_o e IPM_o : Valores de IPC y de IPM correspondientes a agosto de 2010 (100,86 y 288,67 respectivamente).

$PPIturb_o$: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg correspondiente al mes de abril de 2010 (209,3).

PPI_o : Producer Price Index - Commoditie correspondiente al mes de abril de 2010 (184,4).

PMM_{1i},PMM_{2i} : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres informados a la