



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 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulte de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en la letra h) del número 4.1 del presente decreto, 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, 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, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley.

4.3 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 del presente decreto 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, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

4.4 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen la DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo a este 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, Jorge Bunster Betteley, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
División de Infraestructura y Regulación
Subdivisión Jurídica

Cursa con alcance el decreto N° 105, de 2012, del Ministerio de Energía

N° 74.460.- Santiago, 29 de noviembre de 2012.

Esta Contraloría General ha dado curso al documento del epígrafe, que fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos; pero cumple con precisar que lo informado por la Comisión Nacional de Energía mediante el oficio N° 376, de 2012, a que se alude en el numeral 9 de los vistos del acto administrativo en examen, fue corregido por dicha repartición a través del oficio N° 435, del mismo año.

Saluda atentamente a Ud., Ramiro Mendoza Zúñiga, Contralor General de la República.

Al señor
Ministro de Energía
Presente.

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTÍCULO 158° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Núm. 106.- Santiago, 30 de octubre de 2012.- Vistos:

1. Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República;
2. Lo dispuesto en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales;
3. Lo dispuesto en el decreto con fuerza de ley N° 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 N° 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 10 de septiembre de 2008, modificado mediante decreto supremo N° 160, de 9 de junio de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación;

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”, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica;

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° 42, de 27 de abril de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 42”, que fija precios de nudo para suministros de electricidad;

8. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 98, de 11 de septiembre de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 98”, que fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central;

9. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, en su oficio CNE Of. Ord. N° 389, de fecha 12 de octubre de 2012; y

10. Lo establecido en la resolución N° 1.600, 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 los concesionarios de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las “concesionarias”, deben 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 de la ley, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172° de la ley;

3. Que se ha constatado que el día 1° de septiembre de 2012, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes a los procesos licitatorios del Sistema Interconectado Central, que se individualizan en el Informe Técnico de “Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, septiembre 2012”, en adelante e indistintamente “Informe Técnico”, alcanzaron una variación acumulada a la baja superior al 10% respecto de sus valores vigentes, de acuerdo a lo establecido en el decreto 98, resultado procedente la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra c) de la ley;

4. 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

5. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 389, de fecha 12 de octubre de 2012, el Informe Técnico que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo promedio para cada empresa concesionaria de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la ley.

Decreto:

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 2012, de acuerdo a lo dispuesto en el 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 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 concesionarias, ponderando cada precio por el volumen de suministro correspondiente.
En el caso que una concesionaria, 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.

2 PRECIOS DE NUDO PROMEDIO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE LAS RESPECTIVAS CONCESIONARIAS

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 las concesionarias, 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 respectivo, considerando la siguiente clasificación:

Concesionaria	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III REGIÓN, IV REGIÓN 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, MARCHIGÜE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGIÓN y VII REGIÓN
EMELECTRIC	3	VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	1	VI REGIÓN, VII REGIÓN y REGIÓN METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCIÓN	2	LOS ANGELES, 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, PEÑAFLO, 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 CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

La modelación de los contratos de suministro, elaborada por la Comisión con ocasión de la realización de su Informe Técnico, considera los índices disponibles al momento en que realiza el cálculo. Lo anterior, sin perjuicio del pago que deban realizar las concesionarias a sus suministradores, de acuerdo a lo establecido en sus respectivos contratos.

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:

$$Pe = PNEP + \sum_{i=1}^n [Re_i \times PNEP + Ke_i] + AR$$
$$Pp = PNPP + \sum_{i=1}^n [Rp_i \times PNPP + Kp_i]$$
$$PNPT = PNPP$$

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].
AR: Ajuste o recargo aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, 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 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].
Re_i: 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.
Rp_i: 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.
Ke_i: 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.
Kp_i: 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 el caso particular de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén pertenecientes a la zona de concesión de Saesa, no será aplicable el cargo correspondiente al parámetro AR.

Para cada concesionaria y sector de nudo, los precios de nudo promedio de energía y potencia, los valores de los parámetros Re_i, Rp_i, Ke_i, Kp_i y los AR asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte, son los siguientes:

COD	Concesionaria	Sector de Nudo	S/E Troncal	PNEP	PNPP	Re _i	Rp _i	Ke _i	Kp _i	AR
Dx				[\$/kWh]	[\$/kW/mes]	[%]	[%]	[\$/kWh]	[\$/kW/mes]	[\$/kWh]
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	44,205	4.095,81	17,60%	14,00%	12,575	7.664,45	7,153
4	EMELAT	1	Cardones 220	44,474	4.080,81	3,07%	2,53%	3,708	2.261,20	4,770
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	44,474	4.080,81	0,66%	0,55%	0,410	439,53	4,770
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	44,474	4.080,81	0,61%	0,51%	0,738	449,87	4,770
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	44,474	4.080,81	0,08%	0,06%	0,058	35,07	4,770
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	43,080	4.203,32	0,46%	0,52%	0,431	219,74	-1,180
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	43,080	4.203,32	0,79%	0,89%	0,677	345,19	-1,180
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	43,080	4.203,32	2,10%	2,31%	3,061	1.552,22	-1,180
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	48,681	5.004,28	0,56%	0,48%	0,642	390,27	-2,533
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	48,681	5.004,28	3,09%	2,79%	4,827	2.929,02	-2,533
7	CONAFE A	1	Quillota 220	48,681	5.004,28	1,74%	1,40%	1,401	854,00	-2,533
7	CONAFE B	1	Quillota 220	48,681	5.004,28	2,60%	2,89%	3,492	1.762,63	-2,465
8	EMELCA	1	Quillota 220	47,490	4.243,27	7,18%	7,99%	15,280	7.686,44	-6,105
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	43,253	4.216,96	1,13%	1,27%	1,359	689,39	-1,166
9	LITORAL	1	Quillota 220	43,253	4.216,96	4,99%	5,55%	9,988	5.026,69	-1,166
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	32,188	3.907,66	0,32%	0,36%	0,715	368,33	6,141
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	32,188	3.907,66	0,41%	0,46%	0,977	503,44	6,141
10	CHILECTRA	1	Chena 220	32,188	3.907,66	0,22%	0,24%	0,516	265,65	6,141
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	32,188	3.907,66	0,02%	0,03%	0,053	27,45	6,141
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	32,188	3.907,66	0,00%	0,00%	0,007	3,41	6,141
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	32,606	3.945,72	1,28%	1,42%	3,797	2.956,93	6,160
13	TILITIL	1	Cerro Navia 220	32,005	3.869,71	2,19%	2,41%	3,950	2.796,69	6,338
13	TILITIL	1	Quillota 220	32,005	3.869,71	2,02%	2,23%	4,054	2.083,43	6,338
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	34,524	3.895,67	1,69%	1,88%	3,054	1.565,04	6,185
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	31,608	3.850,29	1,03%	1,17%	4,965	4.993,40	6,144
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	39,498	4.021,10	12,06%	15,12%	3,411	2.029,09	2,945
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	39,498	4.021,10	0,01%	0,01%	0,016	9,67	2,870
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	39,498	4.021,10	4,18%	5,28%	1,403	845,56	2,870
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	39,498	4.021,10	1,28%	1,73%	2,015	1.237,36	2,870
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	39,498	4.021,10	3,49%	4,60%	3,363	2.062,42	2,870
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	39,498	4.021,10	0,26%	0,34%	0,286	173,38	2,870
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	39,498	4.021,10	4,63%	5,42%	5,410	3.154,95	2,750
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	48,836	4.071,24	0,18%	0,23%	0,227	136,53	-9,029
18	CGED	1	Itahue 154	48,836	4.071,24	0,64%	0,85%	0,914	556,98	-9,029
18	CGED	1	Paine 154	48,836	4.071,24	0,23%	0,29%	0,257	155,27	-9,029
18	CGED	1	Punta Cortés 154	48,836	4.071,24	0,47%	0,61%	0,543	327,80	-9,029
18	CGED	1	Rancagua 154	48,836	4.071,24	0,63%	0,82%	0,728	439,32	-9,029
18	CGED	1	San Fernando 154	48,836	4.071,24	0,69%	0,90%	0,715	434,72	-9,029
18	CGED	2	Charrúa 220	48,836	4.071,24	2,97%	3,25%	4,338	2.462,82	-9,040
18	CGED	3	Charrúa 220	48,836	4.071,24	3,77%	3,26%	3,404	1.744,67	-9,110
18	CGED	4	Temuco 220	48,836	4.071,24	3,09%	3,06%	4,197	2.230,11	-9,050
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	48,836	4.071,24	0,44%	0,49%	0,930	477,47	-8,881
18	CGED	5	Cerro Navia 220	48,836	4.071,24	0,04%	0,05%	0,111	57,21	-8,881
18	CGED	5	Chena 220	48,836	4.071,24	0,47%	0,53%	1,141	588,02	-8,881
18	CGED	5	Paine 154	48,836	4.071,24	0,21%	0,27%	0,215	130,68	-8,881
18	CGED	6	Itahue 154	48,836	4.071,24	2,98%	3,90%	3,810	2.317,01	-9,046
18	CGED	6	Teno 154	48,836	4.071,24	0,07%	0,08%	0,093	55,67	-9,046
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	42,021	3.922,61	3,07%	2,83%	3,612	1.865,53	-5,363
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	39,372	4.106,73	4,83%	4,63%	4,106	2.090,26	-2,367
22	FRONTEL	1	Temuco 220	39,372	4.106,73	1,72%	1,71%	1,765	909,08	-2,367



COD	Concesionaria	Sector de Nudo	S/E Troncal	PNEP	PNPP	Re _i	Rp _i	Ke _i	Kp _i	AR
Dx				[\$/kWh]	[\$/kW/mes]	[%]	[%]	[\$/kWh]	[\$/kW/mes]	[\$/kWh]
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	41,289	4.501,54	0,34%	0,34%	0,708	384,11	-1,823
23	SAESA	1	Cochamó	41,289	4.501,54	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	41,289	4.501,54	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	41,289	4.501,54	1,51%	1,16%	1,656	923,00	-1,823
23	SAESA	1	Temuco 220	41,289	4.501,54	0,37%	0,36%	0,593	321,22	-1,823
23	SAESA	1	Valdivia 220	41,289	4.501,54	0,20%	0,21%	0,518	281,12	-1,823
23	SAESA	1	Los Ciruelos 220	41,289	4.501,54	0,02%	0,02%	0,052	28,39	-1,823
26	CODINER	1	Temuco 220	39,994	4.513,35	3,17%	3,18%	3,877	2.028,21	-2,371
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	44,175	4.176,48	0,02%	0,03%	0,064	33,16	-2,522
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	44,175	4.176,48	7,00%	7,79%	14,842	7.466,25	-2,522
29	COOP. CURICÓ	1	Itahue 154	36,775	4.049,79	1,84%	2,39%	1,932	1.171,86	5,170
29	COOP. CURICÓ	1	San Fernando 154	36,775	4.049,79	0,45%	0,58%	0,459	279,10	5,170
29	COOP CURICÓ	1	Teno 154	36,775	4.049,79	0,53%	0,68%	0,760	456,00	5,170
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	39,363	3.866,45	2,60%	3,25%	0,189	113,40	2,363
30	EMETAL	1	Itahue 154	39,363	3.866,45	3,61%	4,72%	3,983	2.425,99	2,363
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	43,471	4.245,31	0,73%	0,94%	0,654	391,72	-2,289
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	43,471	4.245,31	1,93%	2,60%	3,864	2.361,96	-2,289
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	45,317	4.258,75	3,60%	4,88%	6,959	4.265,64	-8,806
33	COPELEC	1	Charrúa 220	37,966	3.923,68	3,82%	5,02%	4,679	2.853,45	-1,193
34	COELCHA	1	Charrúa 220	46,516	3.947,81	2,46%	2,49%	2,641	1.374,49	-9,937
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	39,612	4.504,22	3,04%	2,98%	5,370	2.910,78	-0,380
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	42,488	4.469,17	2,78%	2,72%	4,995	2.707,30	-3,583
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	42,078	4.477,04	1,44%	1,44%	3,953	2.594,76	-3,120
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	42,078	4.477,04	0,02%	0,02%	0,047	26,96	-3,120
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	46,030	4.367,97	1,15%	1,17%	3,325	2.114,41	-7,013
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	38,995	4.204,53	11,94%	10,29%	12,706	7.717,36	6,808

Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las concesionarias, determinados para cada una de ellas e incorporando el cargo AR, son los que se indican a continuación:

COD	Empresa	Sector	Sistema	Pe	Pp
Dx	Distribuidora	de Nudo	Eléctrico	\$/kWh	\$/kW/mes
3	ELECDA	2	SIC	71,713	12.333,67
4	EMELAT	1	SIC	56,124	7.415,43
6	CHILQUINTA	1	SIC	47,512	6.476,83
7	CONAFE A	1	SIC	55,642	9.411,27
7	CONAFE B	1	SIC	50,974	6.911,53
8	EMELCA	1	SIC	60,075	12.268,75
9	LITORAL	1	SIC	56,081	10.220,64
10	CHILECTRA	1	SIC	40,909	5.118,53
12	COLINA	1	SIC	42,980	6.958,68
13	TILTIL	1	SIC	47,694	8.929,38
14	PUENTE ALTO	1	SIC	44,346	5.533,95
15	LUZANDES	1	SIC	43,043	8.888,74
17	EMELECTRIC	1	SIC	50,617	6.658,18
17	EMELECTRIC	2	SIC	53,093	8.830,41
17	EMELECTRIC	3	SIC	49,487	7.393,99
18	CGED	1	SIC	44,578	8.272,50
18	CGED	2	SIC	45,584	6.666,38
18	CGED	3	SIC	44,971	5.948,63
18	CGED	4	SIC	45,492	6.425,93
18	CGED	5	SIC	42,918	5.379,17
18	CGED	6	SIC	45,182	6.605,96
21	COOPELAN	1	SIC	41,560	5.899,15
22	FRONTEL	1	SIC	45,455	7.366,44
23	SAESA	1	SIC	44,000	6.533,46
26	CODINER	1	SIC	42,768	6.685,08
28	E. CASABLANCA	1	SIC	59,660	12.002,49
29	COOP. CURICÓ	1	SIC	46,133	6.104,57
30	EMETAL	1	SIC	48,342	6.714,00
31	LUZLINARES	1	SIC	46,856	7.149,27
32	LUZPARRAL	1	SIC	45,101	8.732,22
33	COPELEC	1	SIC	42,902	6.974,10
34	COELCHA	1	SIC	40,364	5.420,60
35	SOCOEPA	1	SIC	45,806	7.549,23
36	COOPREL	1	SIC	45,081	7.298,03
39	LUZOSORNO	1	SIC	43,572	7.164,12
40	CRELL	1	SIC	42,871	6.533,49
42	ENELSA	1	SIC	63,165	12.354,54

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 cualquiera 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 establecidas en el 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. A ese efecto, 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 del factor 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 concesionaria por ajuste o recargo, en [\$].
AR_i: Ajuste o recargo establecido en el artículo 157° de la ley, aplicable a los clientes sujetos a fijación de precios del sector de nudo “i” de la concesionaria, 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 concesionaria, en [kWh].
EFACTBT_i: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector “i” de la concesionaria, 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 concesionaria.

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 concesionaria, 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 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) La VTRS deberá ser transferida a las concesionarias con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las concesionarias 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 VTRS sea superior a la de la VTAS, el monto total que deberán transferir las concesionarias que aplican recargos, será igual a la VTAS.

- e) Las 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 respectiva DP deberá contabilizar en cuentas individuales por concesionaria 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 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 esta 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 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 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulte de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en la letra h) del número 4.1 del presente decreto, 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, 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, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la ley.

4.3 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 del presente decreto 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, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

4.4 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen la DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo a este 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, Jorge Bunster Betteley, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

DIARIO OFICIAL
DE LA REPUBLICA DE CHILE

Los derechos de Propiedad Industrial comprenden:
Las marcas, patentes de invención, los modelos de utilidad, los dibujos y diseños industriales, los esquemas de trazado o topografías de circuitos integrados, indicaciones geográficas y denominaciones de origen

INAPI
Instituto Nacional de Propiedad Industrial

Presentada y aceptada a tramitación una solicitud de registro, un extracto de ésta deberá ser publicada en el Diario Oficial
Infórmese sobre la Ley de Propiedad Industrial

UNA IMAGEN VALE MAS QUE MIL PALABRAS

FIJA PRECIOS DE REFERENCIA PARA COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y DETERMINA EL COMPONENTE VARIABLE PARA EL CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS ESPECÍFICOS ESTABLECIDOS EN LA LEY N° 18.502

Núm. 484 exento.- Santiago, 4 de diciembre de 2012.- Vistos: Lo dispuesto en la Ley N° 20.402, que Crea el Ministerio de Energía; en la Ley N° 18.502, que Establece impuestos a combustibles que señala; en la Ley N° 20.493; el Decreto Supremo N° 332, de 2011, del Ministerio de Hacienda, que Aprueba Reglamento para la aplicación del Sistema de Protección al Contribuyente ante las variaciones en los precios internacionales de los combustibles, creado por el Título II de la Ley N° 20.493, y otras materias; en la Ley N° 20.663; el Oficio Ordinario N° 460/2012, de la Comisión Nacional de Energía; y en la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Decreto:

1.- Fijanse los Precios de Referencia de los siguientes combustibles derivados del petróleo:

COMBUSTIBLE	Precios de Referencia		
	Inferior	Intermedio	Superior
(todos en dólares de los Estados Unidos de América/m³)			
Gasolina Automotriz	723,6	804,0	884,4
Petróleo Diesel	738,5	820,5	902,6
Gas Licuado de Petróleo de Consumo Vehicular	281,6	312,9	344,2

De acuerdo a lo establecido en el artículo 2° y en los artículos cuarto y quinto transitorios de la Ley N° 20.493, el valor de los parámetros “n”, “m” y “s” corresponderán para Gasolina Automotriz a 19 semanas, 6 meses y 51 semanas, para Petróleo Diesel a 19 semanas, 6 meses y 47 semanas y para Gas Licuado de Petróleo de Consumo Vehicular a 8 semanas, 6 meses y 8 semanas.

2.- Los precios establecidos en el numeral precedente entrarán en vigencia el día jueves 6 de diciembre de 2012.

3.- Determinanse los siguientes componentes variables de los impuestos específicos establecidos en la Ley N° 18.502, en virtud de los artículos 2° y 3° de la Ley N° 20.493:

COMBUSTIBLE	Componente Variable
Gasolina Automotriz (en UTM/m³)	0,0
Petróleo Diesel (en UTM/m³)	0,0
Gas Licuado del Petróleo de Consumo Vehicular (en UTM/m³)	0,0
Gas Natural Comprimido de Consumo Vehicular (en UTM/1000m³)	0,00

4.- Los componentes variables establecidos en el numeral precedente entrarán en vigencia el día jueves 6 de diciembre de 2012.

5.- De conformidad con lo señalado en los numerales anteriores, determinanse las tasas de los Impuestos Específicos a los Combustibles establecidos en la Ley N°18.502, los cuales serán iguales a su componente base, considerando además el componente variable que puede ser sumado o restado según lo previsto en el artículo 3° de la Ley N° 20.493.

Para la semana que comienza el día jueves 6 de diciembre de 2012, determinanse las referidas tasas en los siguientes valores: