

Para tales efectos, las organizaciones de pescadores artesanales antes indicadas deberán remitir una carta firmada por la directiva respectiva, adjuntando el listado oficial de los afiliados inscritos y de sus embarcaciones, en caso de los armadores, que participarán por la respectiva organización en el Régimen para el año 2013.

Asimismo, y dentro del mismo plazo indicado en el inciso primero del presente numeral, las organizaciones de pescadores artesanales que no se encuentren sometidas al Régimen y que desearan incorporarse al mismo, deberán comunicar por escrito a la Subsecretaría su intención en tal sentido, mediante carta firmada por la directiva respectiva y adjuntando al efecto todos los antecedentes a que se refieren los artículos 7 inciso 2° y 9 del DS N° 296, de 2004, modificado mediante DS N° 223, de 2010, antes individualizados.”

Valparaíso, 8 de octubre de 2012.- Pablo Galilea Carrillo, Subsecretario de Pesca y Acuicultura.

**MODIFICA RESOLUCIÓN N° 3.599 EXENTA, DE 2012, QUE ESTABLECIÓ DISTRIBUCIÓN DE LA FRACCIÓN ARTESANAL DE PESQUERÍA DE ANCHOVETA Y JUREL EN LA IV REGIÓN**

Por resolución exenta N° 2.672, de 8 de octubre de 2012, de esta Subsecretaría, modificase la resolución exenta N° 3.599, de 2011, de esta Subsecretaría, que estableció la distribución de las fracciones artesanales de las pesquerías artesanales de Anchoveta y Jurel en la IV Región, sometidas al Régimen Artesanal de Extracción por organizaciones de pescadores artesanales, en el sentido de incorporar el siguiente numeral 7° nuevo:

“7°.- Fijase el día 5 de noviembre de 2012, inclusive, como plazo fatal para que todas las organizaciones de pescadores artesanales sometidas al Régimen Artesanal de Extracción establecido mediante decreto exento N° 991, de 2011, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, comuniquen por escrito a esta Subsecretaría las variaciones o modifica-

ciones que en el número de pescadores o embarcaciones experimentarán para el año 2013.

Para tales efectos, las organizaciones de pescadores artesanales antes indicadas deberán remitir una carta firmada por la directiva respectiva, adjuntando el listado oficial de los afiliados inscritos y de sus embarcaciones, en caso de los armadores, que participarán por la respectiva organización en el Régimen para el año 2013.

Asimismo, y dentro del mismo plazo indicado en el inciso primero del presente numeral, las organizaciones de pescadores artesanales que no se encuentren sometidas al Régimen y que desearan incorporarse al mismo, deberán comunicar por escrito a la Subsecretaría su intención en tal sentido, mediante carta firmada por la directiva respectiva y adjuntando al efecto todos los antecedentes a que se refieren los artículos 7 inciso 2° y 9 del DS N° 296, de 2004, modificado mediante DS N° 223, de 2010, antes individualizados.”

Valparaíso, 8 de octubre de 2012.- Pablo Galilea Carrillo, Subsecretario de Pesca y Acuicultura.

**Ministerio de Energía**

**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. 98.- Santiago, 11 de septiembre de 2012.- Vistos:

1. Lo dispuesto en el artículo 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 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° 42, de 27 de abril de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante “decreto 42”, que fija Precios de Nudo para Suministro de Electricidad;
8. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 82, de 9 de agosto de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante “decreto 82”, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande;
9. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, en su oficio CNE Of. Ord. N° 282, de fecha 31 de julio de 2012; y
10. Lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158° de la ley, corresponde fijar por decreto del Ministerio de Energía los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las “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° de la ley;

3. Que, de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra c) de la ley, se constata que el día 1° de julio 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, julio 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 82;

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° 282, de fecha 31 de julio de 2012, 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:

Fijanse 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 julio 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 obtiene considerando esos suministros con criterios similares a los contratos licitados, constituyéndose entonces como un contrato recogido en el cálculo del precio de nudo promedio.

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

### 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 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 de la concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Concesionaria	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
ELECDA	1	ANTOFAGASTA, MEJILLONES, SIERRA GORDA, CALAMA, TOCOPILLA
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, 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 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 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].

Re<sub>i</sub>: 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<sub>i</sub>: 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<sub>i</sub>: 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<sub>i</sub>: 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.

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 Re<sub>i</sub>, Rp<sub>i</sub>, Ke<sub>i</sub>, Kp<sub>i</sub> y los AR asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte.

COD Dx	Concesionaria	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re <sub>i</sub> [%]	Rp <sub>i</sub> [%]	Ke <sub>i</sub> [\$/kWh]	Kp <sub>i</sub> [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	48,779	4.095,81	17,60%	14,00%	12,575	7.664,22	2,681
4	EMELAT	1	Cardones 220	49,008	4.080,03	2,98%	2,46%	3,639	2.218,62	0,318
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	49,008	4.080,03	0,70%	0,57%	0,429	465,50	0,318
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	49,008	4.080,03	0,60%	0,50%	0,734	447,62	0,318
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	49,008	4.080,03	0,08%	0,06%	0,059	35,69	0,318
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	43,045	4.202,40	0,46%	0,52%	0,432	220,46	-0,909
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	43,045	4.202,40	0,78%	0,88%	0,670	341,76	-0,909
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	48,652	5.002,34	1,61%	1,29%	1,299	791,78	-2,264
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	48,652	5.002,34	2,99%	2,72%	4,804	2.914,46	-2,264
7	CONAFE A	1	Quillota 220	48,652	5.002,34	1,61%	1,29%	1,299	791,78	-2,264
7	CONAFE B	1	Quillota 220	48,652	5.002,34	2,60%	2,89%	3,492	1.762,43	-2,209
8	EMELCA	1	Quillota 220	47,490	4.243,27	7,18%	7,99%	15,280	7.686,44	-5,863
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	43,127	4.214,10	1,14%	1,27%	1,361	690,64	-0,791
9	LITORAL	1	Quillota 220	43,127	4.214,10	4,98%	5,55%	9,981	5.023,10	-0,791
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	32,181	3.906,98	0,33%	0,37%	0,734	377,99	6,484
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	32,181	3.906,98	0,40%	0,45%	0,962	495,44	6,484
10	CHILECTRA	1	Chena 220	32,181	3.906,98	0,22%	0,24%	0,517	266,16	6,484
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	32,181	3.906,98	0,02%	0,03%	0,053	27,50	6,484
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	32,181	3.906,98	0,00%	0,00%	0,006	3,22	6,484
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	32,606	3.945,72	1,28%	1,42%	3,797	2.956,93	6,504
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	32,010	3.870,29	2,21%	2,42%	3,971	2.811,72	6,693
13	TILTIL	1	Quillota 220	32,010	3.870,29	2,01%	2,21%	4,022	2.066,74	6,693
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	34,524	3.895,67	1,67%	1,86%	3,038	1.556,64	6,530
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	31,608	3.850,29	1,03%	1,17%	4,965	4.993,40	6,488
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	43,459	4.016,49	12,05%	15,11%	3,414	2.030,73	-1,315
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	43,459	4.016,49	0,01%	0,02%	0,017	10,05	-1,282
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	43,459	4.016,49	4,11%	5,19%	1,381	832,25	-1,282
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	43,459	4.016,49	1,31%	1,77%	2,065	1.268,10	-1,282
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	43,459	4.016,49	3,46%	4,56%	3,339	2.048,19	-1,282
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	43,459	4.016,49	0,27%	0,35%	0,294	177,96	-1,282
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	43,459	4.016,49	4,62%	5,41%	5,402	3.150,78	-1,228
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	48,878	4.071,73	0,18%	0,23%	0,221	132,84	-8,846
18	CGED	1	Itahue 154	48,878	4.071,73	0,65%	0,86%	0,930	566,88	-8,846
18	CGED	1	Paine 154	48,878	4.071,73	0,22%	0,28%	0,248	150,01	-8,846
18	CGED	1	Punta Cortés 154	48,878	4.071,73	0,49%	0,63%	0,562	339,44	-8,846
18	CGED	1	Rancagua 154	48,878	4.071,73	0,64%	0,83%	0,739	446,33	-8,846
18	CGED	1	San Fernando 154	48,878	4.071,73	0,64%	0,84%	0,669	406,52	-8,846
18	CGED	2	Charrúa 220	48,878	4.071,73	2,96%	3,25%	4,336	2.462,62	-8,858
18	CGED	3	Charrúa 220	48,878	4.071,73	3,75%	3,24%	3,391	1.738,28	-8,926
18	CGED	4	Temuco 220	48,878	4.071,73	3,08%	3,05%	4,176	2.218,13	-8,868
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	48,878	4.071,73	0,45%	0,50%	0,950	488,11	-8,702
18	CGED	5	Cerro Navia 220	48,878	4.071,73	0,04%	0,05%	0,106	54,54	-8,702
18	CGED	5	Chena 220	48,878	4.071,73	0,47%	0,53%	1,132	583,10	-8,702
18	CGED	5	Paine 154	48,878	4.071,73	0,20%	0,26%	0,207	125,42	-8,702
18	CGED	6	Itahue 154	48,878	4.071,73	3,00%	3,92%	3,810	2.317,07	-8,866
18	CGED	6	Teno 154	48,878	4.071,73	0,06%	0,08%	0,091	54,46	-8,866
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	42,074	3.921,55	3,04%	2,80%	3,581	1.849,85	-5,212
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	39,330	4.107,21	4,84%	4,65%	4,120	2.097,71	-2,111
22	FRONTEL	1	Temuco 220	39,330	4.107,21	1,71%	1,71%	1,760	906,45	-2,111
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	41,325	4.503,95	0,35%	0,35%	0,737	399,67	-1,610
23	SAESA	1	Cochamó	41,325	4.503,95	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	41,325	4.503,95	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	41,325	4.503,95	1,47%	1,13%	1,628	908,03	-1,610
23	SAESA	1	Temuco 220	41,325	4.503,95	0,37%	0,36%	0,591	320,17	-1,610
23	SAESA	1	Valdivia 220	41,325	4.503,95	0,21%	0,21%	0,536	290,97	-1,610

COD Dx	Concesionaria	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re [%]	Rpi [%]	Kei [\$/kWh]	Kp [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
23	SAESA	1	Los Ciruelos 220	41,325	4.503,95	0,01%	0,01%	0,030	16,42	-1,610
26	CODINER	1	Temuco 220	39,995	4.513,35	3,13%	3,14%	3,830	2.003,06	-2,161
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	43,901	4.170,75	0,03%	0,03%	0,078	39,93	-1,980
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	43,901	4.170,75	6,97%	7,76%	14,772	7.430,77	-1,980
29	COOP. CURICÓ	1	Itahue 154	36,763	4.048,38	1,92%	2,49%	2,018	1.223,64	5,403
29	COOP. CURICÓ	1	San Fernando 154	36,763	4.048,38	0,47%	0,62%	0,485	294,85	5,403
29	COOP. CURICÓ	1	Teno 154	36,763	4.048,38	0,48%	0,61%	0,687	412,46	5,403
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	43,342	3.866,50	2,61%	3,26%	0,190	113,66	-1,625
30	EMETAL	1	Itahue 154	43,342	3.866,50	3,65%	4,77%	4,009	2.442,12	-1,625
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	43,448	4.242,35	0,67%	0,86%	0,599	358,98	-2,021
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	43,448	4.242,35	1,99%	2,69%	4,000	2.444,78	-2,021
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	45,162	4.252,54	3,57%	4,84%	6,942	4.254,95	-8,436
33	COPELEC	1	Charrúa 220	37,468	3.922,13	3,79%	4,99%	4,676	2.851,19	-0,469
34	COELCHA	1	Charrúa 220	46,630	3.948,15	2,45%	2,49%	2,636	1.370,19	-9,849
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	39,612	4.504,22	3,04%	2,98%	5,372	2.911,39	-0,162
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	42,823	4.460,24	2,78%	2,72%	4,992	2.705,75	-3,711
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	42,238	4.476,55	1,46%	1,47%	3,975	2.599,65	-3,070
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	42,238	4.476,55	0,02%	0,02%	0,046	26,51	-3,070
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	45,461	4.382,24	1,15%	1,17%	3,317	2.114,41	-6,223
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	39,108	4.213,32	11,94%	10,29%	12,711	7.720,39	7,189

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 Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Sistema Eléctrico	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
3	ELEEDA	2	SIC	72,620	12.333,44
4	EMELAT	1	SIC	56,324	7.393,93
6	CHILQUINTA	1	SIC	47,745	6.476,27
7	CONAFE A	1	SIC	55,643	9.323,36
7	CONAFE B	1	SIC	51,200	6.909,34
8	EMELCA	1	SIC	60,317	12.268,75
9	LITORAL	1	SIC	56,317	10.215,24
10	CHILECTRA	1	SIC	41,249	5.119,88
12	COLINA	1	SIC	43,324	6.958,68
13	TILITIL	1	SIC	48,047	8.927,94
14	PUENTE ALTO	1	SIC	44,669	5.524,77
15	LUZANDES	1	SIC	43,387	8.888,74
17	EMELECTRIC	1	SIC	50,795	6.654,11
17	EMELECTRIC	2	SIC	53,254	8.830,60
17	EMELECTRIC	3	SIC	49,641	7.384,56
18	CGED	1	SIC	44,779	6.263,18
18	CGED	2	SIC	45,803	6.666,68
18	CGED	3	SIC	45,176	5.941,93
18	CGED	4	SIC	45,691	6.414,05
18	CGED	5	SIC	43,138	5.377,46
18	CGED	6	SIC	45,409	6.606,13
21	COOPELAN	1	SIC	41,722	5.881,20
22	FRONTEL	1	SIC	45,675	7.372,59
23	SAESA	1	SIC	44,233	6.531,99
26	CODINER	1	SIC	42,916	6.658,13
28	E. CASABLANCA	1	SIC	59,844	11.966,35
29	COOP. CURICÓ	1	SIC	46,411	6.129,93
30	EMETAL	1	SIC	48,629	6.732,76
31	LUZLINARES	1	SIC	47,182	7.196,71
32	LUZPARRAL	1	SIC	45,280	8.713,31
33	COPELEC	1	SIC	43,095	6.969,03
34	COELCHA	1	SIC	40,559	5.416,65
35	SOCOEPA	1	SIC	46,026	7.549,84
36	COOPREL	1	SIC	45,294	7.287,31
39	LUZOSORNO	1	SIC	43,814	7.169,41
40	CRELL	1	SIC	43,078	6.547,92
42	ENELSA	1	SIC	63,677	12.367,26

## 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 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. 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 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<sub>i</sub>: 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 empresa, en conformidad con lo establecido en el número 2.1 [\$/kWh].  
 EFACTAT<sub>i</sub>: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].  
 EFACTBT<sub>i</sub>: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la 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 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 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 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 valorización de los recargos (VTRS) sea superior a la de los ajustes (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 DP respectiva 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 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 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 resulta 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 Bruzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

**MAS FACILIDAD DE LECTURA  
Y BUSQUEDA DE INFORMACION**

**DIARIO OFICIAL  
DE LA REPUBLICA DE CHILE**

Para una mayor facilidad de búsqueda, lectura y archivo de nuestros usuarios, el Diario Oficial brinda una forma de diagramación y ordenamiento más expedita de sus materias principales:

**I CUERPO**  
Leyes, reglamentos y decretos de orden general

**II CUERPO**  
Decretos y normas de interés particular  
Publicaciones judiciales y Avisos destacados

**PLATAFORMA INTERNET:**  
Extractos de escrituras sociales

Además:  
Todos los viernes, publicación de solicitud de registro de marcas comerciales y patentes del Instituto Nacional de Propiedad Industrial.

