

Ministerio de Energía

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

Núm. 82.- Santiago, 9 de agosto 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 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;
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 suministros de electricidad;
8. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en su oficio CNE Of. Ord. N° 229, de fecha 29 de junio de 2012;
9. 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", 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, con fecha 27 de abril de 2012, el Ministerio de Energía dictó el decreto 42, que fija los precios de nudo de corto plazo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° 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° 229, de fecha 29 de junio 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:

Fíjense los siguientes precios de nudo promedio y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad destinados a clientes sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente "clientes regulados" o "clientes", en virtud de lo señalado en los artículos 157° y siguientes de la Ley. 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 mayo 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.

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.

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 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, PEÑAFLORES, 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

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_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.

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, Rp, Ke, Kp 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 [%]	Rp [%]	Ke [\$/kWh]	Kp [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
1	EMELARI	1	Crucero 220	38,676	4.404,47	4,53%	4,94%	7,431	3.404,89	0,000
2	ELIQSA	1	Crucero 220	38,676	4.404,47	2,89%	3,10%	4,379	2.040,82	0,000
3	ELECDA	1	Crucero 220	38,719	4.385,83	1,10%	1,14%	2,038	957,92	0,000
3	ELECDA	1	Encuentro 220	38,719	4.385,83	1,30%	1,37%	2,465	1.147,47	0,000
20	COOPERSOL	1	Crucero 220	39,665	4.170,80	12,48%	13,43%	8,079	3.708,56	0,000
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	48,704	4.095,81	17,60%	14,00%	12,573	7.663,52	4,404
4	EMELAT	1	Cardones 220	49,066	4.079,64	2,96%	2,44%	3,616	2.204,64	1,661
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	49,066	4.079,64	0,71%	0,59%	0,436	477,41	1,661
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	49,066	4.079,64	0,60%	0,50%	0,735	448,25	1,661
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	49,066	4.079,64	0,08%	0,06%	0,060	36,84	1,661
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	43,054	4.202,88	0,46%	0,52%	0,432	220,49	0,267
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	43,054	4.202,88	0,80%	0,89%	0,680	347,04	0,267
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	43,054	4.202,88	2,09%	2,30%	3,051	1.546,64	0,267
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	48,641	5.001,66	0,57%	0,48%	0,651	395,51	-0,941
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	48,641	5.001,66	2,97%	2,71%	4,803	2.913,90	-0,941
7	CONAFE A	1	Quillota 220	48,641	5.001,66	1,59%	1,28%	1,285	783,36	-0,941
7	CONAFE B	1	Quillota 220	48,641	5.001,66	2,60%	2,89%	3,492	1.762,39	-0,918
8	EMELCA	1	Quillota 220	47,490	4.243,27	7,18%	7,99%	15,280	7.686,44	-4,637
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	43,116	4.213,76	1,13%	1,27%	1,355	687,28	0,444
9	LITORAL	1	Quillota 220	43,116	4.213,76	4,99%	5,56%	10,001	5.033,34	0,444
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	32,179	3.906,84	0,33%	0,37%	0,737	379,79	7,529
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	32,179	3.906,84	0,40%	0,45%	0,958	493,67	7,529
10	CHILECTRA	1	Chena 220	32,179	3.906,84	0,22%	0,24%	0,518	266,79	7,529
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	32,179	3.906,84	0,02%	0,03%	0,054	27,65	7,529
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	32,179	3.906,84	0,00%	0,00%	0,006	3,18	7,529
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	32,606	3.945,72	1,28%	1,42%	3,797	2.956,93	7,552
13	TILITIL	1	Cerro Navia 220	31,968	3.864,95	2,10%	2,31%	3,786	2.681,15	7,774
13	TILITIL	1	Quillota 220	31,968	3.864,95	2,15%	2,37%	4,312	2.215,15	7,774
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	34,524	3.895,67	1,67%	1,86%	3,038	1.556,64	7,582
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	31,608	3.850,29	1,03%	1,17%	4,965	4.993,40	7,534
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	43,457	4.015,67	12,03%	15,09%	3,409	2.028,08	-0,034
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	43,457	4.015,67	0,01%	0,02%	0,017	9,98	-0,033
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	43,457	4.015,67	4,12%	5,20%	1,383	833,78	-0,033
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	43,457	4.015,67	1,29%	1,75%	2,039	1.252,51	-0,033
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	43,457	4.015,67	3,41%	4,49%	3,296	2.021,53	-0,033
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	43,457	4.015,67	0,28%	0,37%	0,308	186,99	-0,033
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	43,457	4.015,67	4,60%	5,41%	5,411	3.160,09	-0,031
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	53,084	4.072,94	0,18%	0,23%	0,222	133,12	-12,120
18	CGED	1	Itahue 154	53,084	4.072,94	0,65%	0,85%	0,917	559,27	-12,120

COD Dx	Concesionaria	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re [%]	Rp [%]	Ke [\$/kWh]	Kp [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
18	CGED	1	Paine 154	53,084	4.072,94	0,22%	0,28%	0,247	149,19	-12,120
18	CGED	1	Punta Cortés 154	53,084	4.072,94	0,50%	0,64%	0,570	344,35	-12,120
18	CGED	1	Rancagua 154	53,084	4.072,94	0,65%	0,84%	0,748	451,92	-12,120
18	CGED	1	San Fernando 154	53,084	4.072,94	0,63%	0,82%	0,661	401,65	-12,120
18	CGED	2	Charrúa 220	53,084	4.072,94	2,96%	3,25%	4,336	2.462,77	-12,136
18	CGED	3	Charrúa 220	53,084	4.072,94	3,75%	3,24%	3,391	1.738,12	-12,229
18	CGED	4	Temuco 220	53,084	4.072,94	3,06%	3,04%	4,149	2.203,46	-12,148
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	53,084	4.072,94	0,45%	0,50%	0,951	488,39	-11,923
18	CGED	5	Cerro Navia 220	53,084	4.072,94	0,04%	0,05%	0,106	54,85	-11,923
18	CGED	5	Chena 220	53,084	4.072,94	0,47%	0,52%	1,129	581,69	-11,923
18	CGED	5	Paine 154	53,084	4.072,94	0,20%	0,26%	0,211	127,90	-11,923
18	CGED	6	Itahue 154	53,084	4.072,94	3,00%	3,92%	3,793	2.306,36	-12,148
18	CGED	6	Teno 154	53,084	4.072,94	0,06%	0,08%	0,090	54,16	-12,148
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	42,139	3.921,01	3,02%	2,79%	3,566	1.841,76	-4,239
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	39,395	4.105,22	4,87%	4,68%	4,150	2.112,30	-1,101
22	FRONTEL	1	Temuco 220	39,395	4.105,22	1,70%	1,69%	1,748	900,34	-1,101
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	41,209	4.504,92	0,35%	0,35%	0,730	395,97	-0,428
23	SAESA	1	Cochamó	41,209	4.504,92	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	41,209	4.504,92	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	41,209	4.504,92	1,44%	1,10%	1,596	890,46	-0,428
23	SAESA	1	Temuco 220	41,209	4.504,92	0,37%	0,36%	0,591	320,45	-0,428
23	SAESA	1	Valdivia 220	41,209	4.504,92	0,21%	0,21%	0,535	290,45	-0,428
23	SAESA	1	Los Ciruelos 220	41,209	4.504,92	0,01%	0,02%	0,049	26,75	-0,428
26	CODINER	1	Temuco 220	39,962	4.513,35	3,13%	3,13%	3,839	2.008,76	-1,063
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	43,878	4.170,75	0,03%	0,03%	0,079	40,81	-0,729
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	43,878	4.170,75	6,97%	7,75%	14,760	7.425,08	-0,729
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	36,758	4.047,85	1,97%	2,56%	2,070	1.255,12	6,582
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	36,758	4.047,85	0,50%	0,66%	0,515	313,08	6,582
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	36,758	4.047,85	0,44%	0,57%	0,635	380,97	6,582
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	43,349	3.865,58	2,44%	3,06%	0,178	106,60	-0,434
30	EMETAL	1	Itahue 154	43,349	3.865,58	3,70%	4,84%	4,048	2.465,95	-0,434
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	43,398	4.239,10	0,62%	0,80%	0,560	335,80	-0,801
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	43,398	4.239,10	2,03%	2,74%	4,088	2.498,75	-0,801
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	45,120	4.251,47	3,55%	4,83%	6,935	4.250,42	-7,348
33	COPELEC	1	Charrúa 220	37,335	3.921,69	3,79%	4,98%	4,678	2.852,40	0,715
34	COELCHA	1	Charrúa 220	46,705	3.948,34	2,45%	2,48%	2,634	1.367,41	-8,894
35	SOCOPEA	1	Valdivia 220	39,612	4.504,22	3,03%	2,97%	5,356	2.903,16	0,945
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	42,770	4.461,85	2,78%	2,72%	4,994	2.706,73	-2,559
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	43,996	4.422,19	1,46%	1,47%	4,007	2.601,18	-3,770
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	43,996	4.422,19	0,02%	0,02%	0,047	26,48	-3,770
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	45,209	4.389,57	1,15%	1,17%	3,314	2.114,41	-4,886
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	39,413	4.217,54	11,93%	10,27%	12,664	7.691,79	8,346

Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, 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
1	EMELARI	1	SING	47,859	8.026,94
2	ELIQSA	1	SING	44,173	6.581,83
3	ELECDA	1	SING	44,151	6.601,30
20	COOPERSOL	1	SING	52,694	8.439,50
3	ELECDA	2	SIC	74,253	12.332,74
4	EMELAT	1	SIC	57,708	7.393,24
6	CHILQUINTA	1	SIC	48,926	6.472,98
7	CONAFE A	1	SIC	56,934	9.318,00
7	CONAFE B	1	SIC	52,480	6.908,60
8	EMELCA	1	SIC	61,543	12.268,75
9	LITORAL	1	SIC	57,555	10.222,18
10	CHILECTRA	1	SIC	42,293	5.120,50
12	COLINA	1	SIC	44,372	6.958,68
13	TILITIL	1	SIC	49,199	8.942,13
14	PUENTE ALTO	1	SIC	45,721	5.524,77
15	LUZANDES	1	SIC	44,433	8.888,74
17	EMELECTRIC	1	SIC	52,060	6.649,71
17	EMELECTRIC	2	SIC	54,426	8.795,51
17	EMELECTRIC	3	SIC	50,836	7.393,01
18	CGED	1	SIC	45,831	6.261,51
18	CGED	2	SIC	46,855	6.668,08
18	CGED	3	SIC	46,237	5.943,02
18	CGED	4	SIC	46,709	6.400,22

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Sistema Eléctrico	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
18	CGED	5	SIC	44,174	5.379,94
18	CGED	6	SIC	46,443	6.596,38
21	COPELAN	1	SIC	42,739	5.872,17
22	FRONTEL	1	SIC	46,780	7.379,36
23	SAESA	1	SIC	45,263	6.520,90
26	CODINER	1	SIC	43,989	6.663,38
28	E. CASABLANCA	1	SIC	61,059	11.961,12
29	COOP. CURICO	1	SIC	47,630	6.150,43
30	EMETAL	1	SIC	49,803	6.743,51
31	LUZLINARES	1	SIC	48,395	7.223,71
32	LUZPARRAL	1	SIC	46,309	8.707,24
33	COPELEC	1	SIC	44,143	6.969,39
34	COELCHA	1	SIC	41,589	5.413,67
35	SOCOEPA	1	SIC	47,113	7.541,16
36	COOPREL	1	SIC	46,394	7.289,94
39	LUZSORNO	1	SIC	44,931	7.115,74
40	CRELL	1	SIC	44,157	6.555,34
42	ENELSA	1	SIC	65,125	12.342,47

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 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 da 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, tómesese 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., Josefina Soto Larreátegui, Jefe de Gabinete Ministro de Energía.

OTRAS ENTIDADES

Banco Central de Chile

TIPOS DE CAMBIO Y PARIDADES DE MONEDAS EXTRANJERAS PARA EFECTOS DEL NÚMERO 6 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES Y CAPÍTULO II.B.3. DEL COMPENDIO DE NORMAS FINANCIERAS AL 27 DE SEPTIEMBRE DE 2012

	Tipo de Cambio \$ (N°6 del C.N.C.I.)	Paridad Respecto US\$
DOLAR EE.UU.	471,88	1,000000
DOLAR CANADA	479,16	0,984800
DOLAR AUSTRALIA	488,49	0,966000
DOLAR NEOZELANDES	388,54	1,214500
LIBRA ESTERLINA	761,96	0,619300
YEN JAPONES	6,07	77,750000
FRANCO SUIZO	501,68	0,940600
CORONA DANESA	81,35	5,800900
CORONA NORUEGA	81,96	5,757500
CORONA SUECA	71,52	6,598300
YUAN	74,88	6,301500
EURO	606,45	0,778100
DEG	726,41	0,649604

* Tipo de cambio que rige para efectos del Capítulo II.B.3. Sistemas de reajustabilidad autorizados por el Banco Central de Chile (Acuerdo N°05-07-900105) del Compendio de Normas Financieras.

Santiago, 26 de septiembre de 2012.- Miguel Ángel Nacrur Gazali, Ministro de Fe.

TIPO DE CAMBIO PARA EFECTOS DEL NÚMERO 7 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES

El tipo de cambio "dólar acuerdo" a que se refiere el inciso primero del N°7 del Capítulo I del Compendio de Normas de Cambios Internacionales fue de \$692,09 por dólar, moneda de los Estados Unidos de América, para el día 26 de septiembre de 2012.

Santiago, 26 de septiembre de 2012.- Miguel Ángel Nacrur Gazali, Ministro de Fe.

Servicio Electoral

MODIFICA ANEXO 9 DE RESOLUCIÓN O N° 1.298, DE 2012

(Resolución)

Núm. O-1.305.- Santiago, 24 de septiembre de 2012.- Visto:

1°. Lo dispuesto en los artículos 80, 81, 82, 83, 83 bis y 85 bis de la Ley N° 18.700, Orgánica Constitucional sobre Votaciones Populares y Escrutinios; las facultades que me confiere la letra k) del artículo 68 de la Ley N° 18.556 Orgánica Constitucional sobre Sistema de Inscripciones Electorales y Servicio Electoral, y el artículo 9 transitorio de la ley N° 20.568, y

2°. La resolución O N° 1.298, publicada en el Diario Oficial el 13 de septiembre de 2012.

Resuelvo:

1°. Modifícase en el Anexo 9 de la resolución N° 1.298 de 11 de septiembre de 2012, los Colegios Escrutadores que se indican, quedando como siguen:

0907	Temuco	Cerro Ñielol	1V a 120V	120
		Labranza	1V a 4V	4
		Pedro de Valdivia (Temuco)	1V a 3V	3
		Cerro Ñielol	202 a 205	4
		Cerro Ñielol	208 a 220	13
		Cerro Ñielol	Fusionadas (201-206-207)	1
		Labranza	1M a 5M	5
		Pedro de Valdivia (Temuco)	1M a 4M	4
		Pedro de Valdivia (Temuco)	5 a 33	29
				Total Mesas: 183
0908	Temuco	Cerro Ñielol	1M a 136M	136
		Cerro Ñielol	137 a 200	64
				Total Mesas: 200

Anótese, comuníquese y publíquese.- Juan Ignacio García Rodríguez, Director.