



Decreto: Modifíquese el decreto N° 18 del 14 de enero de 2009, del Ministerio del Trabajo y Previsión Social, en lo siguiente: 1.- Agréguese en el numeral 1 a continuación de la última frase, lo siguiente: “Se entiende por desarrollo de las relaciones socio-laborales, todas aquellas actividades realizadas por la Subsecretaría del Trabajo directamente o a través de entidades públicas o privadas enfocadas a: - Desarrollar instancias que permitan a los trabajadores y empleadores crear las condiciones necesarias para construir un ambiente de trabajo basado en el vínculo de la confianza, dirigidos a promover el desarrollo de relaciones y negociaciones de carácter constante y que tengan como resultados acuerdos y soluciones fundadas en el consenso, todo ello mediante mesas de trabajo. - Crear instancias de acercamiento entre el Gobierno, Empresas, Sindicatos, Asociaciones u otras agrupaciones de trabajadores, ya sea por medio de acciones bilaterales o multilaterales, de manera de diseñar políticas, programas y acuerdos dirigidos al beneficio de todos los participantes, todo ello mediante mesas de trabajo”. 2.- Deróguese íntegramente el numeral 2.	3.- Reemplácese el numeral 3, por el siguiente: “Los componentes o líneas de acción a implementar mediante el Programa son los siguientes: a) Implementación de proyectos de promoción del Diálogo Social, necesariamente ligados a las realidades regionales, propendiendo a la descentralización de las actividades descritas en el N° 1 que se realicen dentro del marco del programa. b) Promoción, diseño y gestión de instancias bipartitas o tripartitas, nacionales, regionales o sectoriales.”. 4.- Reemplácese el numeral 5, por el siguiente: “La Subsecretaría del Trabajo podrá desarrollar el programa bajo las modalidades siguientes: a. Línea Regional/interregional Las Secretarías Regionales Ministeriales del Trabajo y Previsión Social deberán presentar a modo de propuesta y durante el primer mes del año al Subsecretario del Trabajo un diagnóstico de la realidad económica de su región y que refleje las áreas respecto de las cuales se considere necesario generar las instancias previamente descritas. Dichas propuestas deben necesariamente ser relativas a algún sector económico que según el levantamiento hecho por el Seremi correspondiente, presente la necesidad de ser auspiciadas por esta Subsecretaría, dentro del marco del presente programa.	A partir de las propuestas presentadas, la Subsecretaría del Trabajo elaborará bases administrativas para concursar los fondos con los cuales se financiarán las mesas presentadas. El llamamiento y las bases mencionadas serán de carácter regional o interregional, de acuerdo a las propuestas presentadas. El desarrollo del proceso de licitación y la selección de los proyectos presentados por entidades públicas y privadas, es de competencia exclusiva de esta Subsecretaría, sin perjuicio del apoyo técnico que pueden otorgar las Secretarías Regionales Ministeriales. b. Línea Nacional La Subsecretaría del Trabajo deberá, dentro del primer semestre del año, elaborar bases de licitación y llamar a concurso público para la adjudicación de fondos para el desarrollo de las mesas de trabajo que presentarán las entidades públicas o privadas que acrediten experiencia en materias de relaciones laborales. Lo anterior es sin perjuicio de que se realice más de un llamado en el año.”. 5.- Todo lo no modificado por el presente acto se mantiene en idénticos términos. Anótese, tómese razón, regístrese y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Evelyn Matthei Fomet, Ministra del Trabajo y Previsión Social. Lo que transcribo a usted para su conocimiento.- Bruno Baranda Ferrán, Subsecretario del Trabajo.
--	---	---

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. 16.- Santiago, 17 de febrero de 2012.- Visto: Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República; 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; 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°; 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; 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”; 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”; lo dispuesto en el decreto supremo N° 85, de 28 de octubre de 2011, del Ministerio de Energía, en adelante “decreto 85”, que fija Precios de Nudo para Suministro de Electricidad; lo dispuesto en el decreto supremo N° 127, de 6 de diciembre de 2011, del Ministerio de Energía, en adelante “decreto 127”, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley General de Servicios Eléctricos; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, la Comisión, en CNE Of. Ord. N° 30 de fecha 26 de enero de 2012, al Ministerio de Energía; y 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 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 del mismo cuerpo legal, 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 enero 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 y Sistema Interconectado Norte Grande, enero 2012”, en adelante e indistintamente, el “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 127;
4. Que de conformidad a lo dispuesto en el artículo 158° letra b) de la ley, se constata que el día 1° de enero de 2012, entran en vigencia los primeros contratos de suministro licitado correspondientes a las empresas concesionarias del Sistema Interconectado del Norte Grande, individualizados en el Informe Técnico de la Comisión;
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 CNE Of.Ord. N° 30, de fecha 26 de enero 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:

Artículo único: 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 enero 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 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 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 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.

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	1	ANTOFAGASTA, MEJILLONES, SIERRA GORDA, CALAMA, TOCOPILLA
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III, IV y V REGIÓN EXCEPTO VALPARAÍSO, QUILPUÉ y VIÑA DEL MAR
CONAFE B	1	VALPARAÍSO, QUILPUÉ y VIÑA DEL MAR
EMELECTRIC	1	V REGIÓN, REGIÓN METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHIDEGUA, PICHILEMU, LA ESTRELLA, LITUECHE, MARCHIGUE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGIÓN y VII REGIÓN
EMELECTRIC	3	VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	1	VI, VII REGIÓN y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCIÓN	2	LOS ANGELES, MULCHEN, 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	8	CURICÓ, LINARES, LONGAVI, MOLINA, RÓMERAL, SAGRADA FAMILIA, SAN JAVIER, TENO, VILLA ALEGRE, YERBAS BUENAS, PELARCO, RAUCO, RÍO CLARO (EX CONAFE B SECTOR DE NUDO 2).
RESTO EMPRESAS CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

Los precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada concesionaria y sector de nudo, se calcularán de la siguiente forma:

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

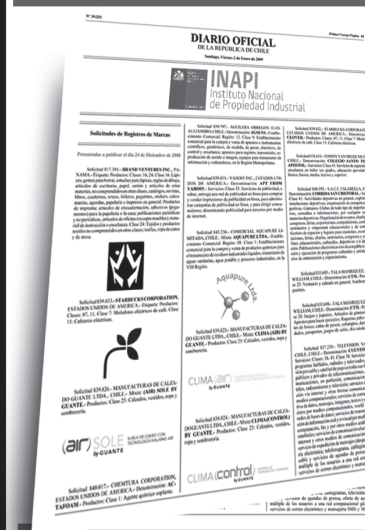
Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del artículo 27° transitorio de la ley, y determinados en el decreto 85, en [\$/kWh], correspondiente a 0,452 [\$/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].
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 efectos de la determinación de los peajes de distribución establecidos en el decreto 79, el valor del abono o cargo en la determinación del término Pe, será igual a cero.

Para el caso particular de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén pertenecientes a la zona de concesión de Saesa, no son aplicables los cargos correspondientes a los parámetros AC y AR.

INSTITUTO NACIONAL DE PROPIEDAD INDUSTRIAL



Protección efectiva a sus derechos de propiedad industrial

Marcas, patentes de invención, modelos de utilidad, dibujos y diseños industriales, esquemas de trazado o topografías de circuitos integrados, indicaciones geográficas y denominaciones de origen

Oficinas Atención de usuarios:
Moneda 975 Piso 13 www.inapi.cl

DIARIO OFICIAL
DE LA REPUBLICA DE CHILE

Suplemento Marcas y Patentes

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 R_e , R_p , K_e , K_p y los AR asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte.

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNPP (\$/KWh)	PNPP (\$/KWh/mes)	R_e (%)	R_p (%)	K_e (\$/KWh)	K_p (\$/KWh/mes)	AR (\$/KWh)
1	EMELARI	1	Crucero 220	46,074	4.386,73	4,53%	4,94%	8,991	3.217,82	0,000
2	ELIQA	1	Crucero 220	46,074	4.386,73	2,91%	3,12%	4,204	1.963,53	0,000
3	ELECDA	1	Crucero 220	46,130	4.366,32	0,91%	0,94%	1,501	704,23	0,000
3	ELECDA	1	Encuentro 220	46,130	4.366,32	1,40%	1,48%	2,495	1.163,83	0,000
20	COOPERSOL	1	Crucero 220	40,887	4.451,54	12,48%	13,43%	7,608	3.504,60	0,000
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	53,271	4.061,35	17,84%	14,18%	12,030	7.319,05	7,643
4	EMELAT	1	Cardones 220	53,505	4.048,39	3,14%	2,59%	3,577	2.178,74	5,534
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	53,505	4.048,39	0,66%	0,55%	0,384	422,38	5,534
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	53,505	4.048,39	0,58%	0,48%	0,650	396,21	5,534
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	53,505	4.048,39	0,06%	0,06%	0,045	27,32	5,534
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	43,234	4.145,47	0,41%	0,46%	0,366	186,61	0,483
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	43,234	4.145,47	0,92%	1,04%	0,747	381,65	0,483
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	43,234	4.145,47	2,11%	2,32%	2,856	1.448,43	0,483
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	51,102	5.525,09	0,60%	0,51%	0,664	402,74	0,390
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	51,102	5.525,09	3,15%	2,83%	4,500	2.728,63	0,390
7	CONAFE A	1	Quillota 220	51,102	5.525,09	1,96%	1,57%	1,485	903,75	0,390
7	CONAFE B	1	Quillota 220	51,102	5.525,09	2,60%	2,89%	3,309	1.668,56	0,379
8	EMELCA	1	Quillota 220	47,077	4.177,49	7,18%	7,98%	14,431	7.272,20	-3,769
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	42,525	4.138,40	1,15%	1,29%	1,299	660,34	1,505
9	LITORAL	1	Quillota 220	42,525	4.138,40	4,93%	5,49%	9,294	4.685,03	1,505
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	33,104	3.871,89	0,32%	0,36%	0,703	359,91	6,549
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	33,104	3.871,89	0,42%	0,47%	0,981	504,68	6,549
10	CHILECTRA	1	Chena 220	33,104	3.871,89	0,21%	0,23%	0,486	250,04	6,549
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	33,104	3.871,89	0,02%	0,03%	0,058	29,99	6,549
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	33,104	3.871,89	0,00%	0,00%	0,006	2,82	6,549
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	33,545	3.911,89	1,28%	1,42%	3,775	2.834,01	6,569
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	33,117	3.859,80	2,84%	2,90%	4,584	3.178,38	6,747
13	TILTIL	1	Quillota 220	33,117	3.859,80	1,38%	1,52%	2,614	1.352,40	6,747
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	36,503	3.862,89	1,69%	1,88%	3,001	1.533,69	6,596
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	32,514	3.817,28	1,03%	1,17%	4,993	4.744,94	6,553
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	47,665	3.993,68	12,33%	15,45%	3,279	1.945,59	-3,539
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	47,665	3.993,68	0,01%	0,01%	0,010	5,80	-3,453
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	47,665	3.993,68	5,36%	6,76%	1,698	1.018,53	-3,453
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	47,665	3.993,68	0,95%	1,28%	1,429	877,36	-3,453
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	47,665	3.993,68	2,90%	3,81%	2,632	1.608,40	-3,453
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	47,665	3.993,68	0,38%	0,50%	0,397	240,27	-3,453
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	47,665	3.993,68	4,77%	5,65%	5,238	3.071,36	-3,301
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	53,013	4.032,04	0,18%	0,23%	0,210	126,08	-10,242
18	CGED	1	Itahue 154	53,013	4.032,04	0,52%	0,69%	0,896	424,23	-10,242
18	CGED	1	Paine 154	53,013	4.032,04	0,27%	0,34%	0,288	173,77	-10,242
18	CGED	1	Punta Cortes 154	53,013	4.032,04	0,45%	0,58%	0,493	297,26	-10,242
18	CGED	1	Rancagua 154	53,013	4.032,04	0,72%	0,92%	0,756	456,37	-10,242
18	CGED	1	San Fernando 154	53,013	4.032,04	0,74%	0,97%	0,723	438,60	-10,242
18	CGED	2	Charrúa 220	53,013	4.032,04	2,95%	3,25%	4,093	2.332,94	-10,250
18	CGED	3	Charrúa 220	53,013	4.032,04	3,78%	3,27%	3,185	1.648,65	-10,332
18	CGED	4	Temuco 220	53,013	4.032,04	3,22%	3,19%	4,185	2.228,18	-10,277
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	53,013	4.032,04	0,42%	0,47%	0,875	448,68	-10,073
18	CGED	5	Cerro Navia 220	53,013	4.032,04	0,05%	0,06%	0,130	67,08	-10,073
18	CGED	5	Chena 220	53,013	4.032,04	0,48%	0,54%	1,134	583,21	-10,073
18	CGED	5	Paine 154	53,013	4.032,04	0,23%	0,29%	0,223	135,33	-10,073
18	CGED	6	Itahue 154	53,013	4.032,04	2,96%	3,87%	3,473	2.108,75	-10,258
18	CGED	6	Teno 154	53,013	4.032,04	0,08%	0,10%	0,103	61,55	-10,258
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	39,027	3.928,97	3,08%	2,84%	3,412	1.766,79	1,356
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	40,644	4.099,18	4,90%	4,74%	3,971	2.041,71	-0,099
22	FRONTEL	1	Temuco 220	40,644	4.099,18	1,46%	1,46%	1,442	745,07	-0,099
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	43,011	4.459,04	0,37%	0,37%	0,727	394,36	-0,114
23	SAESA	1	Cochamó	43,011	4.459,04	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	43,011	4.459,04	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	43,011	4.459,04	1,70%	1,31%	1,747	960,06	-0,114
23	SAESA	1	Temuco 220	43,011	4.459,04	0,32%	0,31%	0,486	263,45	-0,114
23	SAESA	1	Valdivia 220	43,011	4.459,04	0,17%	0,17%	0,397	215,26	-0,114
26	CODINER	1	Temuco 220	42,131	4.420,49	3,20%	3,20%	3,812	2.003,79	-1,174
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	43,631	4.105,13	0,02%	0,02%	0,050	25,59	-0,052
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	43,631	4.105,13	7,05%	7,85%	14,138	7.124,54	-0,052
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	40,559	4.076,54	2,09%	2,71%	2,075	1.256,46	3,312
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	40,559	4.076,54	0,56%	0,73%	0,545	330,91	3,312
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	40,559	4.076,54	0,36%	0,46%	0,487	292,13	3,312
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	47,407	3.827,63	1,69%	2,11%	0,116	69,45	-4,058
30	EMETAL	1	Itahue 154	47,407	3.827,63	3,82%	4,99%	3,900	2.371,50	-4,058
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	44,114	4.221,69	0,79%	1,02%	0,672	402,70	-0,993
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	44,114	4.221,69	1,76%	2,38%	3,462	2.116,80	-0,993
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	44,921	4.186,00	3,84%	5,20%	6,694	4.104,61	-4,756
33	COPELEC	1	Charrúa 220	37,130	3.889,30	3,72%	4,89%	4,405	2.683,38	3,330
34	COELCHA	1	Charrúa 220	40,034	3.959,87	2,46%	2,50%	2,501	1.305,14	0,316
35	SOCOPEA	1	Valdivia 220	43,925	4.364,00	3,06%	2,99%	5,107	2.769,23	-2,082
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	45,051	4.358,92	2,78%	2,73%	4,737	2.568,95	-3,162
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	45,549	4.353,40	1,31%	1,32%	3,682	2.383,47	-3,613
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	45,549	4.353,40	0,02%	0,02%	0,040	22,51	-3,613
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	43,235	4.420,06	1,13%	1,15%	3,110	1.975,65	-0,383
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	40,024	4.103,92	11,87%	10,19%	11,773	7.145,86	7,256

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 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	Sistema Eléctrico	P _e \$/KWh	P _p \$/KWh/mes
1	EMELARI	1	SING	55,152	7.821,25
2	ELIQA	1	SING	51,619	6.487,13
3	ELECDA	1	SING	51,192	6.340,04
20	COOPERSOL	1	SING	53,598	8.553,98
3	ELECDA	2	SIC	82,900	11.956,30
4	EMELAT	1	SIC	66,523	7.221,62
6	CHILQUINTA	1	SIC	49,625	6.320,52
7	CONAFE A	1	SIC	61,511	9.831,49
7	CONAFE B	1	SIC	56,571	7.353,33
8	EMELCA	1	SIC	61,571	11.783,47
9	LITORAL	1	SIC	57,661	9.764,35
10	CHILECTRA	1	SIC	42,660	5.061,43
12	COLINA	1	SIC	44,770	6.801,45
13	TILTIL	1	SIC	48,845	6.561,18
14	PUENTE ALTO	1	SIC	47,169	5.469,20
15	LUZANDES	1	SIC	44,847	6.606,88
17	EMELECTRIC	1	SIC	53,734	6.556,29
17	EMELECTRIC	2	SIC	55,406	8.237,66
17	EMELECTRIC	3	SIC	52,328	7.290,68
18	CGED	1	SIC	47,916	6.098,75
18	CGED	2	SIC	48,872	6.496,02
18	CGED	3	SIC	48,322	5.812,54
18	CGED	4	SIC	49,080	6.388,84
18	CGED	5	SIC	46,380	5.321,18
18	CGED	6	SIC	48,395	6.362,41
21	COOPELAN	1	SIC	45,449	5.807,34
22	FRONTEL	1	SIC	48,995	7.140,11
23	SAESA	1	SIC	47,807	6.388,49
26	CODINER	1	SIC	46,569	6.565,74
28	E. CASABLANCA	1	SIC	61,304	11.578,33
29	COOP. CURICO	1	SIC	48,651	6.115,03
30	EMETAL	1	SIC	50,429	6.540,34
31	LUZLINARES	1	SIC	48,832	6.884,73
32	LUZPARRAL	1	SIC	49,036	8.508,28
33	COPELEC	1	SIC	46,698	6.762,87
34	COELCHA	1	SIC	44,288	5.364,01
35	SOCOPEA	1	SIC	48,746	7.263,71
36	COOPREL	1	SIC	48,330	7.046,87
39	LUZOSORNO	1	SIC	46,716	6.817,72
40	CRELL	1	SIC	46,903	6.446,54
42	ENELSA	1	SIC	64,256	11.667,97

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. 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



Donde:

- MFAR: Monto facturado por la empresa distribuidora 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 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 Combustibles, 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) 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 del

presente decreto, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 del presente 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 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 85.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

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

Donde:

- MFAC: Monto facturado por la empresa distribuidora, en [\$].
- AC: Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del artículo 27° transitorio de la ley, y determinados en el decreto 85, en [\$/kWh], correspondiente a 0,452 [\$/kWh].
- EFACTAT: Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución, en [kWh].
- EFACTBT: Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución, en [kWh].
- PEAT: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 385.
- PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 385.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos cargos o abonos, resultantes de la aplicación del artículo 27° transitorio de la ley, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o abono que en cada caso corresponda.

La DP del CDEC respectivo deberá establecer un balance que permita distribuir los montos recaudados conforme al presente numeral, entre las empresas suministradoras que corresponda.

4.4 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 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 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, Rodrigo Álvarez Zenteno, Ministro de Energía.

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