



FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTÍCULO 171° Y CON OCASIÓN DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE CONTRATOS DE SUMINISTRO LICITADOS CONFORME AL ARTÍCULO 131° Y SIGUIENTES, DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Núm. 83 afecto.- Santiago, 30 de abril de 2010.- Vistos: Lo dispuesto en el Artículo 35 de la Constitución Política de la República; lo dispuesto en los artículos 131°, 134°, 135°, 156°, 157°, 158° y 161° del 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 adelante e indistintamente la “Ley”; lo dispuesto en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224, de 1978, y a otros cuerpos legales; 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; Decreto Supremo N° 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 385”; 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° 82, de 30 de abril de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 82”; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, en su Oficio Ord. CNE N° 290, de fecha 30 de abril de 2010, al Ministerio de Energía; y lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

- 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;
- Que dicho decreto debe ser dictado con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° y ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131° y siguientes de la Ley;
- Que con fecha 1° de mayo de 2010 entran en vigencia contratos de suministro de las concesionarias Chilquinta S.A., Edecsa S.A., Litoral S.A., Luzlinares S.A. y LuzParral S.A.;
- Que con fecha 30 de abril de 2010 el Ministerio de Energía ha dictado el Decreto 82 que fija los precios de nudo de corto plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° de la Ley;
- 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
- Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, con fecha 30 de abril de 2010, y mediante Of. Ord. N° 290, comunicó al Ministerio de Energía el Informe Técnico, que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo promedio de cada empresa concesionaria de distribución según lo dispuesto en el artículo 157° de la Ley,

Decreto:

Artículo Primero:

Fíjanse los siguientes Precios de Nudo Promedio y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad destinados a clientes sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente “clientes regulados” o “clientes”, en virtud de lo señalado en los artículos 157° y siguientes de la Ley.

Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de mayo del 2010, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 158° de la Ley, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171° de la Ley.

1 DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES

1.1 Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia

Son aquellos precios que debe pagar una empresa concesionaria a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas en conformidad con el artículo 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 de Precios de Nudo Promedio, 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 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 empresas concesionarias de servicio público de distribución, según se establece en el Decreto 385, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionaria y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III, IV y V REGION EXCEPTO VALPARAISO, QUILPUE y VIÑA DEL MAR
CONAFE B	1	VALPARAISO, QUILPUE y VIÑA DEL MAR
EMELECTRIC	1	V REGION, REGION METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHIDEGUA, PICHILEMU, LA ESTRELLA, LITUECHE, MARCHIGUE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGION y VII REGION
EMELECTRIC	3	VIII REGION
CGE DISTRIBUCION	1	VI, VII REGION y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCION	2	LOS ANGELES, MULCHEN, CHILLAN, CHILLAN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLAS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCION	3	RESTO DE LA VIII REGION
CGE DISTRIBUCION	4	IX REGION
CGE DISTRIBUCION	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 RIO MAIPO SECTOR DE NUDO 1).
CGE DISTRIBUCION	6	CURICÓ, LINARES, LONGAVÍ, MOLINA, ROMERAL, SAGRADA FAMILIA, SAN JAVIER, TENO, VILLA ALEGRE, YERBAS BUENAS, PELARCO, RAUCO, RÍO CLARO (EX CONAFE B SECTOR DE NUDO 2).
RESTO EMPRESAS CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

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

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

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

$$PNPT = PNPP$$

En que:

- 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, en adelante “SIC”, a los clientes regulados, resultante de la aplicación del Artículo 27° transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 82, en [\$/kWh], correspondiente a 6,733 [\$/kWh].
- AR : Ajuste o recargo aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria en el SIC, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].
- PNPT : Precio de nudo de potencia a nivel troncal, en [\$/kW/mes].
- Rei : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.



- Rpi : Factor de recargo en el precio de la potencia de punta por concepto de pérdidas de potencia desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- Kei : Cargo adicional, en [\$/kWh], en el precio de la energía por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- Kpi : Cargo adicional, en [\$/kW/mes], en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- n : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp.

Para efectos de la determinación de los peajes de distribución establecidos en el Decreto 79, el valor del abono o cargo en la determinación del término Pe, será igual a cero.

A continuación se indican, para cada concesionaria y sector de nudo, los precios de nudo de energía y potencia promedio y los valores de los parámetros Rei, Rpi, Kei, Kpi y AR asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte.

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Rei [%]	Rpi [%]	Kei [\$/kWh]	Kpi [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	42,720	4.202,65	17,84%	14,18%	11,534	7.029,62	8,192
4	EMELAT	1	Cardones 220	43,026	4.182,30	3,32%	2,74%	3,610	2.201,19	7,254
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	43,026	4.182,30	0,37%	0,30%	0,274	165,13	7,254
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	43,026	4.182,30	0,58%	0,48%	0,633	386,12	7,254
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	43,026	4.182,30	0,08%	0,06%	0,054	33,07	7,254
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	55,279	4.327,63	0,49%	0,55%	0,415	212,36	-6,387
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	55,279	4.327,63	0,73%	0,82%	0,562	287,69	-6,387
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	55,279	4.327,63	2,09%	2,30%	2,707	1.377,22	-6,387
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	40,818	4.740,67	0,56%	0,47%	0,579	351,94	7,316
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	40,818	4.740,67	3,12%	2,83%	4,469	2.710,62	7,316
7	CONAFE A	1	Quillota 220	40,818	4.740,67	1,57%	1,26%	1,150	700,83	7,316
7	CONAFE B	1	Quillota 220	40,818	4.740,67	2,62%	2,91%	3,184	1.611,65	7,134
8	EMELCA	1	Quillota 220	66,546	4.364,62	7,18%	7,99%	13,878	6.984,66	-19,302
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	54,932	4.340,24	1,15%	1,29%	1,248	634,88	-6,009
9	LITORAL	1	Quillota 220	54,932	4.340,24	4,94%	5,49%	8,954	4.510,26	-6,009
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	38,681	4.705,30	0,31%	0,35%	0,623	317,44	7,018
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	38,681	4.705,30	0,41%	0,46%	0,886	455,22	7,018
10	CHILECTRA	1	Chena 220	38,681	4.705,30	0,22%	0,25%	0,475	243,95	7,018
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	38,681	4.705,30	0,02%	0,02%	0,043	21,99	7,018
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	38,681	4.705,30	0,00%	0,00%	0,005	2,52	7,018
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	38,872	4.812,44	1,28%	1,42%	3,596	2.500,89	7,041
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	36,359	4.428,55	2,10%	2,31%	3,605	2.402,49	7,247
13	TILTIL	1	Quillota 220	36,359	4.428,55	2,15%	2,37%	3,919	2.011,26	7,247
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	33,338	3.997,31	1,66%	1,85%	2,720	1.389,41	7,067
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	39,091	4.664,02	1,03%	1,17%	5,280	4.423,23	7,023
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	38,099	4.119,89	12,39%	15,56%	3,073	1.840,63	7,813
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	38,099	4.119,89	0,01%	0,01%	0,014	8,40	7,589
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	38,099	4.119,89	4,12%	5,21%	1,262	758,68	7,589
17	EMELECTRIC	2	Charrua 220	38,099	4.119,89	1,67%	2,26%	2,374	1.450,58	7,589
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	38,099	4.119,89	3,13%	4,13%	2,768	1.689,24	7,589
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	38,099	4.119,89	0,22%	0,29%	0,223	135,09	7,589
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	38,099	4.119,89	4,36%	5,02%	4,703	2.719,07	7,255
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	58,814	4.181,09	0,18%	0,23%	0,200	120,28	-13,989
18	CGED	1	Itahue 154	58,814	4.181,09	0,57%	0,75%	0,738	447,99	-13,989
18	CGED	1	Paine 154	58,814	4.181,09	0,18%	0,23%	0,184	111,23	-13,989
18	CGED	1	Punta Cortes 154	58,814	4.181,09	0,46%	0,59%	0,496	298,41	-13,989
18	CGED	1	Rancagua 154	58,814	4.181,09	0,73%	0,94%	0,739	445,51	-13,989
18	CGED	1	San Fernando 154	58,814	4.181,09	0,69%	0,90%	0,656	397,14	-13,989
18	CGED	2	Charrúa 220	58,814	4.181,09	3,11%	3,34%	3,961	2.229,53	-14,030
18	CGED	3	Charrúa 220	58,814	4.181,09	3,82%	3,29%	3,125	1.602,58	-14,126
18	CGED	4	Temuco 220	58,814	4.181,09	2,97%	2,95%	3,625	1.924,18	-14,011
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	58,814	4.181,09	0,38%	0,43%	0,741	379,67	-13,776
18	CGED	5	Cerro Navia 220	58,814	4.181,09	0,03%	0,04%	0,079	40,76	-13,776
18	CGED	5	Chena 220	58,814	4.181,09	0,50%	0,56%	1,069	549,16	-13,776
18	CGED	5	Paine 154	58,814	4.181,09	0,33%	0,42%	0,311	188,33	-13,776
18	CGED	6	Itahue 154	58,814	4.181,09	2,97%	3,88%	3,409	2.066,33	-14,021
18	CGED	6	Teno 154	58,814	4.181,09	0,08%	0,10%	0,103	62,05	-14,021
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	34,887	4.021,95	3,03%	2,79%	3,227	1.675,57	7,162
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	43,622	4.243,66	5,09%	4,90%	3,921	2.005,26	-0,360
22	FRONTEL	1	Temuco 220	43,622	4.243,66	1,52%	1,52%	1,464	757,74	-0,360
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	39,062	4.630,65	0,37%	0,37%	0,712	386,46	5,534
23	SAESA	1	Cochamó	39,062	4.630,65	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	39,062	4.630,65	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	39,062	4.630,65	1,49%	1,20%	1,647	902,44	5,534
23	SAESA	1	Temuco 220	39,062	4.630,65	0,36%	0,35%	0,525	284,82	5,534
23	SAESA	1	Valdivia 220	39,062	4.630,65	0,17%	0,18%	0,399	216,75	5,534
26	CODINER	1	Temuco 220	38,588	4.607,31	3,12%	3,12%	3,496	1.832,86	5,401
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	55,632	4.257,53	0,03%	0,04%	0,079	40,80	-7,591
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	55,632	4.257,53	6,97%	7,75%	13,418	6.753,52	-7,591
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	38,904	4.163,05	1,91%	2,47%	1,825	1.103,83	3,832
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	38,904	4.163,05	0,63%	0,82%	0,586	355,13	3,832
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	38,904	4.163,05	0,42%	0,54%	0,548	328,97	3,832
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	37,698	3.949,75	2,02%	2,53%	0,134	80,11	5,140
30	EMETAL	1	Itahue 154	37,698	3.949,75	3,82%	5,00%	3,790	2.300,79	5,140
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	57,471	4.353,06	0,71%	0,91%	0,579	346,79	-15,458
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	57,471	4.353,06	2,05%	2,77%	3,612	2.198,95	-15,458

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Rei [%]	Rpi [%]	Kei [\$/kWh]	Kpi [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	60,050	4.356,25	3,64%	4,94%	6,382	3.894,01	-17,737
33	COPELEC	1	Charrúa 220	31,779	4.018,24	3,74%	4,90%	4,244	2.576,39	7,211
34	COELCHA	1	Charrúa 220	39,834	4.078,76	2,45%	2,48%	2,393	1.246,48	3,178
35	SOCOPEA	1	Valdivia 220	36,808	4.607,31	2,99%	2,93%	4,814	2.611,85	7,160
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	47,779	4.540,45	2,79%	2,73%	4,546	2.466,38	-3,968
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	48,393	4.555,57	1,42%	1,42%	3,609	2.248,40	-4,544
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	48,393	4.555,57	0,14%	0,14%	0,247	138,67	-4,544
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	39,909	4.603,13	1,10%	1,12%	4,327	3.340,92	4,362
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	35,271	4.290,85	11,89%	10,21%	11,354	6.898,02	7,778

Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, determinados para cada concesionaria incorporando los cargos AC y AR, son los que se indican a continuación:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
3	ELECDA	2	76,800	11.828,21
4	EMELAT	1	63,456	7.117,54
6	CHILQUINTA	1	61,139	6.363,72
7	CONAFE A	1	63,208	8.720,23
7	CONAFE B	1	58,938	6.490,27
8	EMELCA	1	72,633	11.698,01
9	LITORAL	1	69,203	9.779,65
10	CHILECTRA	1	54,835	5.797,24
12	COLINA	1	56,740	7.381,67
13	TILTIL	1	59,408	9.049,56
14	PUENTE ALTO	1	50,411	5.460,67
15	LUZANDES	1	58,530	9.141,82
17	EMELECTRIC	1	60,438	6.601,57
17	EMELECTRIC	2	62,548	8.652,15
17	EMELECTRIC	3	58,451	7.045,78
18	CGED	1	56,224	6.153,84
18	CGED	2	57,307	6.550,27
18	CGED	3	56,793	5.921,23
18	CGED	4	56,908	6.228,61
18	CGED	5	54,700	5.399,64
18	CGED	6	56,832	6.475,88
21	COOPELAN	1	53,066	5.809,73
22	FRONTEL	1	58,263	7.279,10
23	SAESA	1	55,546	6.518,36
26	CODINER	1	55,422	6.583,92
28	E. CASABLANCA	1	72,165	11.383,51
29	COOP. CURICO	1	53,580	6.110,42
30	EMETAL	1	55,697	6.628,07
31	LUZLINARES	1	54,523	7.058,99
32	LUZPARRAL	1	57,614	8.465,46
33	COPELEC	1	51,156	6.791,52
34	COELCHA	1	53,114	5.426,39
35	SOCOPEA	1	56,616	7.354,15
36	COOPREL	1	56,423	7.130,78
39	LUZOSORNO	1	55,193	7.013,71
40	CRELL	1	55,770	7.995,61
42	ENELSA	1	65,330	11.626,97

2.2 Indexación de precios de nudo promedio en subestaciones de generación transporte

Los precios de nudo de energía y potencia promedio fijados mediante el presente Decreto, serán actualizados con ocasión de la indexación de alguno de los contratos de suministro modelados conforme se estableció en el informe técnico de Precio de Nudo Promedio que la Comisión comunicó al Ministerio de Energía con fecha 30 de abril de 2010 y que dieron origen a los cálculos de los precios aludidos.

Las fórmulas de indexación y los rezagos de los índices de los contratos de suministro modelados, son las contenidas en el referido informe técnico de precios de nudo promedio.

3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas del presente pliego son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.



4 RELIQUIDACIONES Y RECAUDACIONES

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 punto 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 punto 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 _i	: Ajuste o recargo aplicable a los clientes sujetos a fijación de precios del sector de nudo “i” de la empresa, en conformidad con lo establecido en el número 2.1 [\$/kWh]
EFACTAT _i	: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector “i” de la empresa distribuidora, en [kWh]
EFACTBT _i	: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector “i” de la empresa distribuidora, en [kWh]
PEAT	: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385.
PEBT	: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385.
NSN	: Cantidad de sectores de nudo de la empresa distribuidora.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluidos 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 respectivo 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) respectivamente.
- 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 por estos efectos 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).
- 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 Artículo 134° de la Ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el punto 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 establecidos en la letra h) del punto 4.1, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del punto 4.1, y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulta de considerar los volúmenes de energía y potencia determinados en la letra h) del punto 4.1 valorizadas 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 informe técnico de Precio 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.

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 numeral 1.3 del artículo primero del Decreto 82 que fija los precios de nudo de corto plazo.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

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

En que:

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 82, en [\$/kWh], correspondiente a 6,733 [\$/kWh].
EFACTAT	: Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución, en [kWh]
EFACTBT	: Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución, en [kWh]
PEAT	: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385.
PEBT	: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385.

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

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

4.4 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación por parte de la DP del CDEC a que hace referencia el numeral 4.1, 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 punto 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

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

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