

CONTRALORIA GENERAL
OFICINA GENERAL DE PARTES
- 6 MAY 2015

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO GENERAL 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 Y LA PUBLICACIÓN DE LA LEY Nº 20.805

MINISTERIO DE HACIENDA
OFICINA DE PARTES
RECIBIDO

CONTRALORIA GENERAL
OFICINA GENERAL DE PARTES
- 9 JUN 2015

SANTIAGO, 27 MAR 2015

CONTRALORIA GENERAL
TOMA DE RAZON
RECEPCION 20 MAR 2015

DECRETO Nº 12 T

DIVISION DE INFRAESTRUCTURA Y REGULACION
MFE & MRS
JBM
10 JUN 2015

Depart. Jurídico	
Dep. T.R. y Regist.	DIVISION DE INFRAESTRUCTURA Y REGULACION
Depart. Contabil.	MGC MRS
Sub.Dep. C. Central	
Sub.Dep. E. Cuentas	- 7 MAYO 2015
Sub.Dep. C.P. y B.N.	
Depart. Auditoría	
Depart. VOPU y T	MFE MRS
Sub. Dep. Munip.	31 MAR. 2015

VISTOS:

- Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
- Lo dispuesto en el D.L. Nº 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía;
- Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley Nº 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 Nº 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 dispuesto en la Ley Nº 20.805, que Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios, en especial lo relativo a la modificación del artículo 157° de la Ley;
- Lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 86, de 29 de agosto de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante el "Reglamento";
- Lo establecido en el Decreto Supremo Nº 14, de 14 de febrero de 2012, del Ministerio de Energía, que fija tarifas de sistema de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante "Decreto 14";
- Lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 1T, de 5 de noviembre de 2012, del Ministerio Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, en adelante "Decreto 1T";

REFRENDACION

Ref. por \$.....
Imputación.....
Anot. por.....
Imputación.....
Deduc.Dcto.....
TOMADO RAZON
18 JUN. 2015
Contralor General de la República Subrogante

RETIRADO SIN TRAMITAR
FECHA: 29 MAYO 2015
CON OFICIO Nº 200

REVISADO
SALVADO
15 ABR. 2015
515

8. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 2T, de 21 de marzo de 2013, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala, en adelante "Decreto 2T";
9. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 10T, de 30 de octubre de 2014, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, modificado por el Decreto Supremo N° 10T, de 19 de marzo de 2015, del Ministerio de Energía;
10. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 9T, de 17 de marzo de 2015, del Ministerio de Energía, que 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;
11. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", mediante su oficio CNE GF. ORD. N° 129, de fecha 25 de marzo de 2015, rectificado mediante los oficios CNE GF. ORD. N° 158, de fecha 14 de abril de 2015, CNE OF. ORD. N° 195, de fecha 30 de abril de 2015, CNE OF. ORD. N° 204, de fecha 4 de mayo de 2015 y CNE OF. ORD. N° 255, de fecha 05 de junio de 2015; y
12. Lo establecido en la Resolución N° 1600, 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, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", los precios promedio que las concesionarias 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 1° de enero de 2015 entraron en vigencia nuevos contratos de suministros de las empresas concesionarias Chilquinta y Litoral, ambas del Sistema Interconectado Central;
4. Que con fecha 29 de enero de 2015, se publicó en el Diario Oficial y entró en vigencia la Ley N° 20.805 que Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios;
5. Que la Ley N° 20.805, a través del numeral 15) de su artículo único, modificó el artículo 157° de la Ley para efectos de la comparación de los precios promedios de energía que se deban traspasar a los clientes finales, de manera que, en caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias de los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los demás concesionarios, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados;
6. Que para la aplicación, a partir del 29 de enero de 2015, de la modificación legal señalada en el considerando anterior, se modificó el Decreto Supremo N° 10T, de 30 de octubre de 2014, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, por el Decreto Supremo N° 10T, de 19 de marzo de 2015, del Ministerio de Energía, en el sentido de incorporar los factores de modulación a objeto de que se puedan referenciar los precios a una misma subestación común para todos los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts;
7. Que de acuerdo a lo señalado en los considerandos precedentes, en la presente fijación tarifaria existen dos periodos: desde el 1° hasta el 28 de enero de 2015, y desde el 29 de enero de 2015 en adelante;

8. 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", sin perjuicio que a partir del segundo periodo señalado en el considerando precedente el cálculo deberá hacerse por las DP de los CDEC de manera coordinada; y
9. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE OF. ORD. N° 129, de fecha 25 de marzo de 2015, rectificado mediante los oficios CNE OF. ORD. N° 158, de fecha 14 de abril de 2015, CNE OF. ORD. N° 195, de fecha 30 de abril de 2015, CNE OF. ORD. N° 204, de fecha 4 de mayo de 2015 y CNE OF. ORD. N° 255, de fecha 05 de junio de 2015, el Informe Técnico que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo promedio para cada empresa concesionaria de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley.

DECRETO:

FÍJANSE los siguientes precios de nudo promedio y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad destinados a clientes sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente, "clientes regulados" o "clientes", en virtud de lo señalado en los artículos 157° y siguientes de la Ley. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de enero de 2015, 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 Precio de nudo promedio aplicables a clientes regulados

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Pitrufquén	SIC 5
		Pucón	SIC 5
		Puente Alto	SIC 3
		Quinta de Tilcoco	SIC 4
		Rancagua	SIC 4
		Rauco	SIC 4
		Rengo	SIC 4
		Requinoa	SIC 4
		Río Claro	SIC 4
		Romeral	SIC 4
		Sagrada Familia	SIC 4
		San Bernardo	SIC 3
		San Carlos	SIC 4
		San Fernando	SIC 4
		San Javier	SIC 4
		San José de Maipo	SIC 3
		San Nicolás	SIC 4
		San Pedro de La Paz	SIC 5
		San Rafael	SIC 4
		San Vicente de Tagua Tagua	SIC 4
		Talagante	SIC 3-4*
		Talca	SIC 4
		Talcahuano	SIC 5
		Temuco	SIC 5
		Teno	SIC 4
		Tomé	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villa Alegre	SIC 4
		Villarrica	SIC 5
		Yerbas Buenas	SIC 4
21	COPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Laja	SIC 4-5*
		Laja	SIC 5
22	FRONTEL	Alto Bio Bío	SIC 4
		Angol	SIC 5
		Antuco	SIC 4
		Arauco	SIC 5
		Bulnes	SIC 4
		Cabrero	SIC 4
		Cañete	SIC 5
		Carahue	SIC 5
		Cholchol	SIC 5
		Collipulli	SIC 5
		Contulmo	SIC 5
		Coronel	SIC 5
		Cunco	SIC 5
		Curacautín	SIC 5
		Curanilahue	SIC 5
		El Carmen	SIC 4
		Ercilla	SIC 5
		Florida	SIC 4
		Freire	SIC 5
		Galvarino	SIC 5
		Gorbea	SIC 5
		Hualqui	SIC 4
		Laja	SIC 4
		Lautaro	SIC 5
		Lebu	SIC 5
		Lonquimay	SIC 5
		Los Álamos	SIC 5
		Los Ángeles	SIC 5
		Los Sauces	SIC 5
		Lota	SIC 5
		Lumaco	SIC 5
		Melipeuco	SIC 5
		Mulchén	SIC 5
		Nacimiento	SIC 5

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Negrete	SIC 5
		Nueva Imperial	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
		Pemuco	SIC 4
		Perquenco	SIC 5
		Pinto	SIC 4
		Pitrufuquén	SIC 5
		Purén	SIC 5
		Quilaco	SIC 5
		Quilleco	SIC 4
		Quillón	SIC 4
		Ránquil	SIC 4
		Renaico	SIC 5
		Saavedra	SIC 5
		San Ignacio	SIC 4
		San Rosendo	SIC 4
		Santa Bárbara	SIC 5
		Santa Juana	SIC 4
		Temuco	SIC 5
		Teodoro Schmidt	SIC 5
		Tirúa	SIC 5
		Toltén	SIC 5
		Tomé	SIC 4
		Traiguén	SIC 5
		Tucapel	SIC 4
		Victoria	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villarrica	SIC 5
		Yumbel	SIC 4
		Yungay	SIC 4
23	SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 6
		Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 5
28	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento	SIC 4
		Nacimiento	SIC 5

*En el caso de las comunas que están asociadas a dos sectores de subtransmisión, la concesionaria deberá asignar el cliente al sistema que le corresponda de acuerdo a la información que sustenta el proceso anual de "Ingresos de Explotación" entregado a la SEC.

Los precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada concesionaria fueron calculados de acuerdo a las fórmulas, parámetros y definiciones considerados en el Informe Técnico de la Comisión.

a) **Primer periodo, Sistema Interconectado Central: 1° de enero de 2015 al 28 de enero de 2015.**

COD	Concesionaria	Sector STX	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA SIC	SIC 1	50,107	4.631,44	-18,844	-18,844	41,286	4.754,87
4	EMELAT	SIC 1	51,719	4.704,38	-16,154	-16,154	45,630	4.829,75
6	CHILQUINTA	SIC 2	54,895	5.455,53	1,254	1,254	66,010	5.598,68
7	CONAFE	SIC 1	47,831	4.783,66	6,403	6,403	64,197	4.911,14
7	CONAFE	SIC 2	47,831	4.783,66	6,392	6,392	63,910	4.909,18
8	EMELCA	SIC 2	60,599	5.415,83	-4,787	-4,787	65,813	5.557,94
9	LITORAL	SIC 2	52,590	5.381,82	3,743	3,743	66,137	5.523,04
10	CHILECTRA	SIC 2	43,349	5.067,40	7,059	7,059	59,984	5.200,37
10	CHILECTRA	SIC 3	43,349	5.067,40	6,978	6,978	55,384	5.137,23
12	COLINA	SIC 3	43,580	5.081,05	7,194	7,194	57,342	6.731,02
13	TILTIL	SIC 2	43,865	5.012,86	7,081	7,081	60,700	5.301,87
13	TILTIL	SIC 3	43,865	5.012,86	7,266	7,266	58,216	7.187,22
14	EEPA	SIC 3	40,304	4.969,78	6,978	6,978	52,299	5.038,26



15	LUZANDES	SIC 3	43,052	5.037,73	7,491	7,491	59,129	8.850,16
17	EMELECTRIC	SIC 2	51,538	5.047,64	4,084	4,084	65,400	5.180,09
17	EMELECTRIC	SIC 3	51,538	5.047,64	4,038	4,038	60,738	5.117,20
17	EMELECTRIC	SIC 4	51,538	5.047,64	4,143	4,143	66,412	5.227,54
17	EMELECTRIC	SIC 5	51,538	5.047,64	4,116	4,116	64,888	5.207,50
18	CGED	SIC 3	64,529	5.161,05	-11,864	-11,864	57,995	5.232,17
18	CGED	SIC 4	64,529	5.161,05	-12,175	-12,175	63,598	5.344,99
18	CGED	SIC 5	64,529	5.161,05	-12,094	-12,094	62,092	5.324,50
21	COPELAN	SIC 4	50,578	4.635,00	-3,168	-3,168	58,103	4.800,19
21	COPELAN	SIC 5	50,578	4.635,00	-3,147	-3,147	56,634	4.781,79
22	FRONTEL	SIC 4	46,822	4.955,06	1,051	1,051	58,418	5.131,66
22	FRONTEL	SIC 5	46,822	4.955,06	1,044	1,044	56,947	5.111,99
23	SAESA	SIC 5	50,740	5.424,20	1,008	1,008	60,956	5.595,98
23	SAESA	SIC 6	50,740	5.424,20	0,999	0,999	62,324	5.590,19
26	CODINER	SIC 5	48,426	5.463,96	0,312	0,312	57,871	5.637,00
28	EDECSA	SIC 2	54,860	5.313,63	1,109	1,109	65,829	5.453,06
28	EDECSA	SIC 3	54,860	5.313,63	1,096	1,096	61,161	5.386,85
29	CEC	SIC 4	46,794	5.118,32	7,161	7,161	64,499	5.300,74
30	EMETAL	SIC 4	49,223	4.942,95	6,041	6,041	65,904	5.119,12
31	LUZLINARES	SIC 4	56,789	5.424,61	-4,581	-4,581	63,146	5.617,94
32	LUZPARRAL	SIC 4	60,642	6.065,32	-10,211	-10,211	61,522	6.281,49
33	COPELEC	SIC 4	46,634	4.829,90	1,392	1,392	58,564	5.002,04
34	COELCHA	SIC 4	55,748	4.455,18	-8,561	-8,561	58,234	4.728,38
34	COELCHA	SIC 5	55,748	4.455,18	-8,487	-8,487	56,647	4.608,10
35	SOCOPEPA	SIC 6	45,807	5.653,28	5,701	5,701	61,249	5.783,42
36	COOPREL	SIC 6	51,680	5.375,59	-0,377	-0,377	61,184	5.499,34
39	LUZOSORNO	SIC 6	57,841	5.047,34	-6,726	-6,726	62,324	6.051,21
40	CRELL	SIC 6	56,684	5.104,55	-4,794	-4,794	62,764	5.890,21
42	ENELSA	SIC 1	42,802	5.342,71	7,076	7,076	59,746	5.522,19

b) Segundo periodo, Sistema Interconectado del Norte Grande y Sistema Interconectado Central: 29 de enero de 2015 en adelante.

COD	Concesionaria	Sector STX	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	61,717	5.906,69	-14,984	-14,984	56,377	6.056,84
2	ELIQUA	SING	61,798	5.913,51	-15,077	-15,077	56,366	6.063,83
3 SING	ELECDA SING	SING	59,984	5.649,00	-14,062	-14,062	55,529	5.792,60
20	COOPERSOL	SING	40,890	5.109,90	6,323	6,323	56,418	5.239,79
3	ELECDA SIC	SIC 1	50,107	4.631,44	-18,254	-18,254	41,876	4.754,87
4	EMELAT	SIC 1	51,719	4.704,38	-15,486	-15,486	46,298	4.829,75
6	CHILQUINTA	SIC 2	54,895	5.455,53	2,295	2,295	67,051	5.598,68
7	CONAFE	SIC 1	47,831	4.783,66	7,405	7,405	65,199	4.911,14
7	CONAFE	SIC 2	47,831	4.783,66	7,392	7,392	64,910	4.909,18
8	EMELCA	SIC 2	60,599	5.415,83	-3,749	-3,749	66,851	5.557,94
9	LITORAL	SIC 2	52,590	5.381,82	4,787	4,787	67,181	5.523,04
10	CHILECTRA	SIC 2	43,349	5.067,40	7,584	7,584	60,509	5.200,37
10	CHILECTRA	SIC 3	43,349	5.067,40	7,498	7,498	55,904	5.137,23
12	COLINA	SIC 3	43,580	5.081,05	7,730	7,730	57,878	6.731,02
13	TILTIL	SIC 2	43,865	5.012,86	7,608	7,608	61,227	5.301,87
13	TILTIL	SIC 3	43,865	5.012,86	7,807	7,807	58,757	7.187,22
14	EEPA	SIC 3	40,304	4.969,78	7,498	7,498	52,819	5.038,26
15	LUZANDES	SIC 3	43,052	5.037,73	8,048	8,048	59,686	8.850,16
17	EMELECTRIC	SIC 2	51,538	5.047,64	5,113	5,113	66,429	5.180,09
17	EMELECTRIC	SIC 3	51,538	5.047,64	5,055	5,055	61,755	5.117,20
17	EMELECTRIC	SIC 4	51,538	5.047,64	5,187	5,187	67,456	5.227,54



17	EMELECTRIC	SIC 5	51,538	5.047,64	5,152	5,152	65,924	5.207,50
18	CGED	SIC 3	64,529	5.161,05	-10,891	-10,891	58,968	5.232,17
18	CGED	SIC 4	64,529	5.161,05	-11,176	-11,176	64,597	5.344,99
18	CGED	SIC 5	64,529	5.161,05	-11,102	-11,102	63,084	5.324,50
21	COPELAN	SIC 4	50,578	4.635,00	-2,273	-2,273	58,998	4.800,19
21	COPELAN	SIC 5	50,578	4.635,00	-2,258	-2,258	57,523	4.781,79
22	FRONTEL	SIC 4	46,822	4.955,06	1,950	1,950	59,317	5.131,66
22	FRONTEL	SIC 5	46,822	4.955,06	1,937	1,937	57,840	5.111,99
23	SAESA	SIC 5	50,740	5.424,20	1,975	1,975	61,923	5.595,98
23	SAESA	SIC 6	50,740	5.424,20	1,959	1,959	63,284	5.590,19
26	CODINER	SIC 5	48,426	5.463,96	1,224	1,224	58,783	5.637,00
28	EDECSA	SIC 2	54,860	5.313,63	2,147	2,147	66,867	5.453,06
28	EDECSA	SIC 3	54,860	5.313,63	2,122	2,122	62,187	5.386,85
29	CEC	SIC 4	46,794	5.118,32	7,694	7,694	65,032	5.300,74
30	EMETAL	SIC 4	49,223	4.942,95	7,080	7,080	66,943	5.119,12
31	LUZLINARES	SIC 4	56,789	5.424,61	-3,597	-3,597	64,130	5.617,94
32	LUZPARRAL	SIC 4	60,642	6.065,32	-9,260	-9,260	62,473	6.281,49
33	COPELEC	SIC 4	46,634	4.829,90	2,294	2,294	59,466	5.002,04
34	COELCHA	SIC 4	55,748	4.455,18	-7,664	-7,664	59,131	4.728,38
34	COELCHA	SIC 5	55,748	4.455,18	-7,598	-7,598	57,536	4.608,10
35	SOCOEPA	SIC 6	45,807	5.653,28	6,654	6,654	62,202	5.783,42
36	COOPREL	SIC 6	51,680	5.375,59	0,574	0,574	62,135	5.499,34
39	LUZSORNO	SIC 6	57,841	5.047,34	-5,757	-5,757	63,293	6.051,21
40	CRELL	SIC 6	56,684	5.104,55	-3,816	-3,816	63,742	5.890,21
42	ENELSA	SIC 1	42,802	5.342,71	7,603	7,603	60,273	5.522,19

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 a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, a nivel de inyección al sistema de distribución, resultante de la aplicación del artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, 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.

AR^{base}: Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

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]. Los valores del PNPP son iguales a los del precio de nudo de potencia a nivel troncal (PNPT), para los efectos de las fórmulas tarifarias establecidas en el Decreto 1T.

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.

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^{base} 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^{base} correspondiente, señalado en el número 2.1 del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$MFAR = \sum_{i=1}^{NSN} (AR_i^{base} \times (EFACTAT_i \times PEAT + EFACTBT_i \times PEAT \times PEBT))$$

Donde:

MFAR: Monto facturado por la concesionaria por ajuste o recargo, en [\\$].

AR_i^{base} : Ajuste o recargo base del sector de nudo asociado a sistema subtransmisión "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/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 1T.

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del Artículo Primero del Decreto 1T.

NSN: Cantidad de sectores de subtransmisión 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, 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 y en el literal h) del artículo 79 del Reglamento, 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 déficits de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente decreto sobre los volúmenes de energía y potencia a que se refiere la letra h) del número 4.1 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulte de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en la letra h) del número 4.1 del presente decreto, valorizados a los precios calculados por la Comisión para los contratos de suministros, debidamente indexados con los índices definitivos del mes correspondiente.

La Comisión deberá considerar en la elaboración del siguiente Informe Técnico de Fijación de Precios de Nudo Promedio, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficits 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

De conformidad a lo dispuesto en el literal i) del artículo 79 del Reglamento, 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.

4.5 Las reliquidaciones correspondientes al segundo periodo señalado en el literal b) del punto 2.1 del presente decreto serán calculadas por las DP de los CDEC respectivos, de manera coordinada.

ANÓTESE, TÓMESE RAZÓN Y PUBLÍQUESE

POR ORDEN DE LA PRESIDENTA DE LA REPÚBLICA


MÁXIMO PACHECO M.
Ministro de Energía


JMS/SBV/HMB/LCA/PRZ

Lo que transcribe a Ud. para su
Conocimiento.

Saluda Atte. A Ud.

HERNÁN MOYA BRIZZONE
Jefe División
SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA

