

COEFICIENTE DE PROYECCIÓN INTERÉS							
#	MES	AÑO	VALOR	#	MES	AÑO	VALOR
1	Febrero	2015	1,0005	15	Abril	2016	1,0037
2	Marzo	2015	1,0007	16	Mayo	2016	1,0040
3	Abril	2015	1,0009	17	Junio	2016	1,0042
4	Mayo	2015	1,0012	18	Julio	2016	1,0044
5	Junio	2015	1,0014	19	Agosto	2016	1,0047
6	Julio	2015	1,0016	20	Septiembre	2016	1,0049
7	Agosto	2015	1,0019	21	Octubre	2016	1,0051
8	Septiembre	2015	1,0021	22	Noviembre	2016	1,0054
9	Octubre	2015	1,0023	23	Diciembre	2016	1,0056
10	Noviembre	2015	1,0026	24	Enero	2017	1,0058
11	Diciembre	2015	1,0028	25	Febrero	2017	1,0061
12	Enero	2016	1,0030	26	Marzo	2017	1,0063
13	Febrero	2016	1,0033	27	Abril	2017	1,0065
14	Marzo	2016	1,0035	28	Mayo	2017	1,0068

3°.- En los casos en que la boleta bancaria de garantía a que se refieren las disposiciones del DS N° 40 (V. y U), de 2004, solo respecto de los llamados y actuaciones efectuados conforme a sus disposiciones, las que continuarán aplicándose hasta su total extinción, de acuerdo con lo dispuesto en los incisos primero y segundo del artículo 75 del DS N° 1 (V. y U.), de 2011, que lo derogó; el DS N° 174 (V. y U.), de 2005; el DS N° 1 (V. y U.), de 2011; el DS N° 49 (V. y U.), de 2011; el DS N°255 (V. y U.), de 2006; el DS N° 4 (V. y U.), de 2009; el DS N° 145 (V. y U.), de 2007, sólo respecto de los llamados y actuaciones efectuados conforme a sus disposiciones, las que continuarán aplicándose hasta su total extinción, de acuerdo a lo establecido en el artículo 2° transitorio del DS N° 3 (V. y U.), de 2010, que lo derogó; el DS N°62 (V. y U.), de 1984; el DS N° 140 (V. y U.), de 1990, en sus artículos 16 y 19; el DS N° 135 (V. y U.), de 1986, en su artículo 9°; indicadas en el número 1° de esta resolución, estuviere expresada en pesos, moneda nacional, deberá incluir tanto la proyección de reajuste que se señala en número 1° de esta resolución, como la proyección de interés que establece su número 2°.

4°.- Cuando las boletas bancarias estuvieran extendidas a plazo indefinido, se aplicarán los coeficientes determinados para el último mes de la(s) tabla(s) precedente(s), según corresponda.

5°.- Estos coeficientes regirán para los efectos de calcular el monto adicional correspondiente a la proyección de reajustes y/o de interés de aquellas boletas bancarias de garantía cuya emisión se practique entre el 16 de enero 2014 y el 15 de febrero de 2015, inclusive.

Anótese, publíquese en el Diario Oficial y archívese.- Paulina Saball Astaburuaga, Ministra de Vivienda y Urbanismo.

Lo que transcribo para su conocimiento.- Jaime Romero Álvarez, Subsecretario de Vivienda y Urbanismo.

Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones

Secretaría Regional Ministerial Región Metropolitana

PROHÍBE CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS EN TRAMO DE VÍA QUE INDICA

(Resolución)

Núm. 281 exenta.- Santiago, 22 de enero de 2015.- Vistos: La ley N°18.059; las resoluciones N°39, de 1992 y N° 59, de 1985, ambas del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones; los artículos 107 y 113 del DFL N°1, de 2007, de los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones y Justicia, que fija el texto Refundido, Coordinado y Sistematizado de la Ley de Tránsito; el decreto supremo N° 83/85 y sus modificaciones, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, relativo

a Redes Viales Básicas; la resolución exenta N° 347, de 1987, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, y sus modificaciones posteriores; Ord. SM/AGD N° 9106, de 26.12.2013 y Ord. SM/AGD N° 533, de 22.01.2015, ambos de esta Secretaría Regional Ministerial; solicitudes de empresa Ferrovial Agromán Chile S.A., de 11.07.2014 y 16.01.2015; resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y la demás normativa vigente que resulte aplicable.

Considerando:

- 1.- Que, mediante cartas ingreso N° 35229, de fecha 11.07.2014 y N° 2438 de fecha 16.01.2015, la empresa Ferrovial Agromán Chile S.A., comunicó que el desvío de tránsito asociado al proyecto: “Ingeniería de Detalle de los Pasos Vehiculares Desnivelados - Mejoramiento Integral Infraestructura Ferroviaria Tramo Santiago - Rancagua”, comuna El Bosque - San Bernardo, asociado a la construcción de cruce ferroviario desnivelado denominado “Paso Las Ovejas”, se encuentra listo para iniciar su operación, por lo que solicita su apertura a contar del 28 de enero de 2015 y hasta el 5 de enero de 2016.
- 2.- Que, mediante Ord. SM/AGD N° 533, se informó al interesado que se dio cumplimiento a todas las exigencias contenidas en el Ord. SM/AGD N° 9106, ambos citados en el Visto, por lo que se autorizó el Plan de desvío respectivo.
- 3.- Que, en consecuencia, resulta ahora necesario disponer el cierre al tránsito vehicular de un tramo de Av. Ochagavía, de las comunas de El Bosque y San Bernardo, a fin de permitir la construcción del referido cruce ferroviario y, además, para implementar el plan de desvío asociado.
- 4.- Que, en consecuencia, existe una causa justificada en los términos del artículo 113, del DFL N°1, de 2007, de los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones y Justicia, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley de Tránsito, para disponer la medida que se establece en la parte resolutive del presente acto administrativo.

Resuelvo:

- 1.- Prohíbese, desde el día 28 de enero de 2015 hasta el día 5 de enero de 2016, la circulación de todo tipo de vehículos motorizados en Av. Ochagavía, entre su extensión Oriente y Poniente, de las comunas de El Bosque y San Bernardo.
- 2.- Podrán circular excepcionalmente en el tramo señalado, los vehículos destinados a cumplir funciones en obras relacionadas con el proyecto mencionado.
- 3.- Carabineros de Chile, inspectores municipales e inspectores del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, son los encargados de fiscalizar el estricto cumplimiento de la medida precedentemente descrita, de conformidad a lo dispuesto en el DFL N° 1, de 2007, citado en Vistos.
- 4.- La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.

Anótese y publíquese.- Matías Salazar Zegers, Secretario Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones Región Metropolitana.

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. 9T.- Santiago, 16 de septiembre de 2014.- 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°;
- Lo dispuesto en el decreto supremo N° 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 N° 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 N° 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”;
 - 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”;
 - Lo dispuesto en el decreto supremo N° 1T, de 30 de abril de 2014, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad;
 - Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, en su oficio CNE Of. Ord. N° 361, de fecha 22 de agosto de 2014, rectificado por el oficio CNE Of. Ord. N° 382, de fecha 5 de septiembre de 2014;
 - Lo solicitado por la Comisión en su oficio CNE Of. Ord. N° 423, de fecha 2 de octubre de 2014, y posteriormente la información rectificatoria enviada en su oficio CNE Of. Ord. N° 554, de fecha 18 de diciembre de 2014; 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, 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;
- 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;
- Que con fecha 30 de abril de 2014, el Ministerio de Energía dictó el decreto 1T 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”;
- Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of.Ord. N° 361, de fecha 22 de agosto de 2014, rectificado por el oficio CNE Of.Ord. N° 382, de fecha 5 de septiembre de 2014, 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;
- Que la Comisión, mediante el oficio CNE Of.Ord. N° 423, de fecha 2 de octubre de 2014, informó al Ministerio de Energía la necesidad de rectificar el Informe Técnico señalado en el considerando precedente, toda vez que las empresas Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal solicitaron la modificación de la determinación de los excedentes o déficit de recaudación por las razones señaladas en el mencionado oficio;

- Que la Comisión, mediante oficio CNE Of.Ord. N° 554, de fecha 18 de diciembre de 2014, remitió al Ministerio de Energía un nuevo Informe Técnico que contiene nuevos valores de precios de nudo promedio para el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, aplicables a partir del 1° de mayo de 2014, reemplazando el informe anterior; y

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 2014, 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

Para efectos de la determinación de los precios de nudo promedio a utilizar en las fórmulas tarifarias de las concesionarias, según se establece en el Decreto 1T, se considerarán los precios que se presentan en la tabla subsiguiente, donde se indican los AR correspondientes, para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión en donde se ubica el cliente respectivo, considerando la siguiente clasificación para las empresas distribuidoras presentes en más de un sector de nudo:

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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
		Negrete	SIC 5
		Nueva Imperial	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
		Pemuco	SIC 4
		Perquenco	SIC 5
		Pinto	SIC 4
		Pitrufquén	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 Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 6 SIC 5
28	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento Nacimiento	SIC 4 SIC 5

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.

COD	Concesionaria	Sector STX	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	61,051	5.493,38	0,000	0,001	70,502	5.633,02
2	ELIQSA	SING	61,234	5.510,80	0,000	0,001	70,688	5.650,88
3	ELECDA SING	SING	59,445	5.268,13	0,000	0,001	68,862	5.402,05
20	COOPERSOL	SING	44,583	4.882,01	0,000	0,001	53,687	5.006,11
3	ELECDA SIC	SIC 1	53,777	4.831,54	-6,234	-6,099	57,621	4.960,30
4	EMELAT	SIC 1	53,878	4.817,79	-6,755	-6,619	57,204	4.946,18
6	CHILQUINTA	SIC 2	51,464	5.077,38	-1,396	-1,260	59,780	5.210,61
7	CONAFE	SIC 1	46,312	4.679,36	4,629	4,765	60,823	4.804,06
7	CONAFE	SIC 2	46,312	4.679,36	4,621	4,756	60,517	4.802,15
8	EMELCA	SIC 2	56,960	5.093,67	-7,254	-7,119	59,552	5.227,33
9	LITORAL	SIC 2	51,457	5.090,46	-1,204	-1,069	59,964	5.224,03
10	CHILECTRA	SIC 2	39,022	4.688,27	7,028	7,163	55,511	4.869,42
10	CHILECTRA	SIC 3	39,022	4.688,27	6,940	7,073	50,978	4.752,87
12	COLINA	SIC 3	39,210	4.698,76	7,155	7,293	52,755	6.326,79
13	TILTIL	SIC 2	39,040	4.619,71	7,039	7,174	55,614	4.875,95
13	TILTIL	SIC 3	39,040	4.619,71	7,226	7,366	53,104	6.766,42
14	EEPA	SIC 3	38,364	4.653,99	6,940	7,073	50,311	4.718,12
15	LUZANDES	SIC 3	38,823	4.666,51	7,449	7,593	54,506	8.434,31
17	EMELECTRIC	SIC 2	49,360	4.749,84	0,984	1,119	60,003	4.874,48
17	EMELECTRIC	SIC 3	49,360	4.749,84	0,972	1,106	55,482	4.815,29
17	EMELECTRIC	SIC 4	49,360	4.749,84	0,998	1,135	60,961	4.919,12
17	EMELECTRIC	SIC 5	49,360	4.749,84	0,991	1,128	59,493	4.900,27
18	CGED	SIC 3	60,259	4.858,55	-11,901	-11,767	53,649	4.925,50
18	CGED	SIC 4	60,259	4.858,55	-12,213	-12,076	59,079	5.031,71
18	CGED	SIC 5	60,259	4.858,55	-12,131	-11,995	57,624	5.012,42
21	COOPELAN	SIC 4	48,008	4.570,49	-3,400	-3,263	55,158	4.733,38
21	COOPELAN	SIC 5	48,008	4.570,49	-3,377	-3,241	53,728	4.715,24

COD	Concesionaria	Sector STX	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
22	FRONTEL	SIC 4	44,562	4.870,00	0,585	0,722	55,561	5.043,57
22	FRONTEL	SIC 5	44,562	4.870,00	0,581	0,718	54,129	5.024,23
23	SAESA	SIC 5	48,071	5.275,06	2,794	2,930	59,964	5.442,12
23	SAESA	SIC 6	48,071	5.275,06	2,771	2,907	61,284	5.431,66
26	CODINER	SIC 5	45,708	5.313,23	0,424	0,561	55,155	5.481,50
28	EDECSA	SIC 2	52,265	5.006,84	-2,405	-2,270	59,591	5.138,22
28	EDECSA	SIC 3	52,265	5.006,84	-2,377	-2,244	55,075	5.075,83
29	CEC	SIC 4	47,893	4.938,96	2,795	2,932	61,233	5.114,98
30	EMETAL	SIC 4	48,944	4.646,32	1,160	1,297	60,691	4.811,91
31	LUZLINARES	SIC 4	51,395	5.080,71	-3,399	-3,262	58,680	5.261,79
32	LUZPARRAL	SIC 4	56,606	5.552,30	-9,794	-9,657	57,701	5.750,18
33	COPELEC	SIC 4	44,371	4.759,37	0,704	0,841	55,481	4.928,99
34	COELCHA	SIC 4	55,123	4.736,26	-10,806	-10,669	55,210	4.952,58
34	COELCHA	SIC 5	55,123	4.736,26	-10,726	-10,590	53,741	4.897,95
35	SOCOEPSA	SIC 6	46,188	5.318,03	4,445	4,581	60,386	5.440,45
36	COOPREL	SIC 6	49,849	5.257,53	0,744	0,879	60,432	5.378,56
39	LUZOSORNO	SIC 6	50,052	5.251,21	0,659	0,796	61,533	6.195,37
40	CRELL	SIC 6	54,556	5.149,61	-3,438	-3,301	61,929	5.940,02
42	ENELSA	SIC 1	41,381	4.935,57	7,038	7,174	58,214	5.110,63

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, 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 = ∑_{i=1}^{NSN} (AR_i^{base} × (EFACTAT_i × PEAT + EFACTBT_i × PEAT × 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|, si MFAR < 0
VR = MFAR, si MFAR ≥ 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 déficit de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente decreto sobre los volúmenes de energía y potencia a que se refiere la letra h) del número 4.1 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que 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

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.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Máximo Pacheco M., Ministro de Energía.
Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría 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 ENERO DE 2015

	Tipo de Cambio \$ (N°6 del C.N.C.I.)	Paridad Respecto US\$
DOLAR EE.UU. *	625,67	1,0000
DOLAR CANADA	503,56	1,2425
DOLAR AUSTRALIA	496,17	1,2610
DOLAR NEOZELANDES	464,04	1,3483
DOLAR DE SINGAPUR	466,15	1,3422
LIBRA ESTERLINA	943,27	0,6633
YEN JAPONES	5,28	118,4400
FRANCO SUIZO	695,03	0,9002
CORONA DANESA	94,66	6,6094
CORONA NORUEGA	80,49	7,7737
CORONA SUECA	75,58	8,2786
YUAN	100,08	6,2516
EURO	705,30	0,8871
WON COREANO	0,58	1080,5400
DEG	878,38	0,7123

* 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 enero de 2015.- Juan Pablo Araya Marco, 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 \$776,21 por dólar, moneda de los Estados Unidos de América, para el día 26 de enero de 2015.
Santiago, 26 de enero de 2015.- Juan Pablo Araya Marco, Ministro de Fe.

Corporación de Fomento de la Producción

EJECUTA ACUERDO DE COMITÉ DE ASIGNACIÓN DE FONDOS - CAF Y MODIFICA RESOLUCIÓN (E) N° 1.472, DE 2014, QUE “PONE EN EJECUCIÓN ACUERDO DEL COMITÉ DE ASIGNACIÓN DE FONDOS - CAF, QUE CREA INSTRUMENTO “PROGRAMAS ESTRATÉGICOS DE ESPECIALIZACIÓN INTELIGENTE PARA LA COMPETITIVIDAD - DISEÑO” O “PROGRAMAS ESTRATÉGICOS - DISEÑO” O “PE -DISEÑO” Y APRUEBA SU REGLAMENTO”; Y APRUEBA TEXTO REFUNDIDO DE SU REGLAMENTO

(Resolución)

- Santiago, 21 de enero de 2015.- Hoy se resolvió lo que sigue:
Núm. 35 exenta.- Visto:
- El acuerdo de Consejo N° 2.770, de 2013, que modifica el acuerdo de Consejo N° 2.681, de 2011, puesto en ejecución por la resolución (A) N° 28, de 2013, del Vicepresidente Ejecutivo de Corfo, que faculta al Comité de Asignación de Fondos - CAF para aprobar la creación de los instrumentos de financiamiento. programas, concursos; establecer sus objetivos generales, montos y porcentajes máximos de cofinanciamiento, plazos máximos de ejecución, definición de