

- i. Proveer al Consejo de soporte logístico, administrativo y financiero.
- ii. Participar con derecho a voz en las sesiones del Consejo, y confeccionar el acta con los acuerdos adoptados por el Consejo.
- iii. Presentar el estado de avance de las actividades y planes de trabajo del Consejo.
- iv. Generar propuestas técnicas de actividades y planes de trabajo.
- v. Un profesional de CONAF designado por el Director Ejecutivo de este organismo, hará de las veces de Secretario Técnico del Consejo, participará con derecho a voz en las sesiones y confeccionará el acta con los acuerdos de dicho órgano.

Artículo 7º.- El Consejo de Política Forestal será presidido por el Director Ejecutivo de la Corporación Nacional Forestal, y contará con una Secretaría Técnica, cuyas funciones serán asumidas por la Corporación Nacional Forestal.

El Consejo sesionará ordinariamente dos veces al año en el lugar, día y hora que fije su Presidente. El Presidente del Consejo podrá citar a sesiones extraordinarias cuando estime que existe motivo para ello, o bien a solicitud escrita de a lo menos dos consejeros. La citación se hará por cualquier medio fehaciente, dejándose constancia en el acta del medio empleado para la convocatoria y de la recepción de la misma por parte de aquellos consejeros que no concurren a la citación.

De las sesiones del Consejo se levantará un acta en la que se consignarán los acuerdos adoptados en la sesión, cuya elaboración y distribución a los consejeros será responsabilidad de la Secretaría Técnica.

El quórum mínimo para sesionar, tanto en reuniones ordinarias como extraordinarias, será de nueve consejeros. De no reunirse dicho quórum, se dejará constancia de este hecho en el acta y se fijará fecha para una nueva sesión. En caso de que en la nueva sesión no se alcance el quórum requerido, la sesión se llevará a cabo con los consejeros que asistan.

Los acuerdos del Consejo serán adoptados por el voto de la mayoría de los consejeros presentes en la sesión. Para tal efecto, cada consejero tendrá un voto y el Presidente tendrá voto dirimente.

Anótese, tómese razón, regístrese y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Carlos Furche G., Ministro de Agricultura.- Luis Céspedes Cifuentes, Ministro de Economía, Fomento y Turismo.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atentamente a Ud., Claudia Carbonell P., Subsecretaria de Agricultura (S).

Ministerio de Energía

(IdDO 903123)

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTÍCULO 158º DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Núm. 2T.- Santiago, 24 de febrero de 2015.

Vistos:

1. Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
2. Lo dispuesto en el DL Nº 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía;
3. 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 157º, 158º, 161º, 171º y 172º;

4. 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";
5. 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";
6. Lo dispuesto en el decreto supremo Nº 1T, de 5 de noviembre de 2012, del Ministerio de 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";
7. Lo dispuesto en el decreto supremo Nº 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";
8. Lo dispuesto en el decreto supremo Nº 1T, de 30 de abril de 2014, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad;
9. Lo dispuesto en el decreto supremo Nº 9T, de 16 de septiembre de 2014, 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;
10. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en su oficio CNE OF. Ord. Nº 53, de fecha 5 de febrero de 2015, y
11. Lo establecido en la resolución Nº 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158º 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 171º de la Ley, con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131º y siguientes de la Ley, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161º y 172º de la Ley;
3. Que con fecha 1 de septiembre de 2014 entraron en vigencia los contratos de suministros de las empresas concesionarias CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPa, Emetal, Til Til, Edecsa, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha, todas ellas del Sistema Interconectado Central;
4. Que de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 157º de la Ley, las reliquidaciones entre empresas concesionarias deberán ser calculadas por la Dirección de Peajes, en adelante e indistintamente "DP", del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC", y
5. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158º de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE OF. Ord. Nº 53, de fecha 5 de febrero 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 157º de la Ley.

Decreto:

Fíjense los siguientes precios de nudo promedio y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad destinados a clientes sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente "clientes regulados" o "cliente", en virtud de lo señalado en los artículos 157º 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 septiembre de 2014, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158º de la Ley, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171º de la Ley.

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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

* 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 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.

COD	Concesionaria	Sector STX	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA SIC	SIC 1	54,066	4.812,37	-6,577	-6,442	57,574	4.940,62
4	EMELAT	SIC 1	54,100	4.814,01	-6,976	-6,840	57,211	4.942,30
6	CHILQUINTA	SIC 2	51,497	5.078,17	-1,476	-1,341	59,733	5.211,42
7	CONAFE	SIC 1	46,318	4.679,87	4,582	4,717	60,781	4.804,59
7	CONAFE	SIC 2	46,318	4.679,87	4,574	4,709	60,476	4.802,67
8	EMELCA	SIC 2	56,960	5.093,67	-7,302	-7,167	59,504	5.227,33
9	LITORAL	SIC 2	51,617	5.093,96	-1,420	-1,285	59,912	5.227,63
10	CHILECTRA	SIC 2	38,972	4.687,48	6,987	7,122	55,427	4.877,96
10	CHILECTRA	SIC 3	38,972	4.687,48	6,898	7,032	50,886	4.752,07
12	COLINA	SIC 3	39,152	4.697,52	7,112	7,250	52,652	6.325,53
13	TILTIL	SIC 2	38,945	4.615,71	6,997	7,132	55,473	4.870,96
13	TILTIL	SIC 3	38,945	4.615,71	7,183	7,322	52,959	6.762,37
14	EEPA	SIC 3	38,364	4.653,99	6,898	7,032	50,270	4.718,12
15	LUZANDES	SIC 3	38,753	4.665,27	7,405	7,548	54,385	8.433,06
17	EMELECTRIC	SIC 2	49,378	4.755,26	0,947	1,082	59,985	4.880,04
17	EMELECTRIC	SIC 3	49,378	4.755,26	0,936	1,070	55,464	4.820,79
17	EMELECTRIC	SIC 4	49,378	4.755,26	0,960	1,098	60,943	4.924,74
17	EMELECTRIC	SIC 5	49,378	4.755,26	0,954	1,090	59,474	4.905,86
18	CGED	SIC 3	60,147	4.854,27	-11,830	-11,696	53,607	4.921,16
18	CGED	SIC 4	60,147	4.854,27	-12,140	-12,003	59,036	5.027,28
18	CGED	SIC 5	60,147	4.854,27	-12,059	-11,923	57,580	5.008,00
21	COPELAN	SIC 4	49,634	4.720,47	-5,133	-4,996	55,115	4.888,71
21	COPELAN	SIC 5	49,634	4.720,47	-5,099	-4,962	53,686	4.869,97
22	FRONTEL	SIC 4	44,623	4.869,77	0,480	0,617	55,519	5.043,33
22	FRONTEL	SIC 5	44,623	4.869,77	0,477	0,613	54,087	5.024,00
23	SAESA	SIC 5	48,483	5.253,52	2,336	2,472	59,932	5.419,90
23	SAESA	SIC 6	48,483	5.253,52	2,316	2,451	62,486	5.461,54
26	CODINER	SIC 5	46,052	5.281,77	0,025	0,161	55,111	5.449,04
28	EDECSA	SIC 2	52,654	5.014,00	-2,854	-2,718	59,541	5.145,57
28	EDECSA	SIC 3	52,654	5.014,00	-2,821	-2,687	55,026	5.083,09
29	CEC	SIC 4	49,010	4.967,94	1,583	1,720	61,182	5.145,00
30	EMETAL	SIC 4	48,999	4.649,54	1,001	1,138	60,589	4.815,25
31	LUZLINARES	SIC 4	51,540	5.084,65	-3,576	-3,439	58,653	5.265,87
32	LUZPARRAL	SIC 4	56,888	5.562,11	-10,135	-9,998	57,653	5.760,34
33	COPELEC	SIC 4	45,036	4.761,74	-0,030	0,107	55,439	4.931,45
34	COELCHA	SIC 4	54,643	4.735,13	-10,352	-10,215	55,176	4.960,44
34	COELCHA	SIC 5	54,643	4.735,13	-10,274	-10,138	53,697	4.896,79
35	SOCOPEA	SIC 6	47,401	5.288,82	3,154	3,290	60,337	5.410,57
36	COOPREL	SIC 6	49,403	5.269,54	1,153	1,288	60,384	5.390,84
39	LUZOSORNO	SIC 6	48,140	5.303,76	2,603	2,741	61,503	6.262,30
40	CRELL	SIC 6	55,589	5.127,62	-4,559	-4,423	61,878	5.917,52
42	ENELSA	SIC 1	41,375	4.935,18	6,996	7,131	58,163	5.108,69

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:

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

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.

Anótese, tómesese 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., Loreto Cortés Alvear, Jefe División Jurídica Subsecretaría de Energía (S).

(IdDO 903125)

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

Núm. 3T.- Santiago, 26 de febrero de 2015.

Vistos:

1. Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
2. Lo dispuesto en el DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía;
3. Lo dispuesto en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica, en adelante e indistintamente, la “ley”, especialmente lo establecido en sus artículos 157°, 158°, 161°, 171° y 172°;
4. Lo 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”;
5. 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”;
6. 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”;
7. 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”;

8. 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;
9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 2T, de 24 de febrero de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la ley General de Servicios Eléctricos;
10. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, en su resolución exenta N° 462, de fecha 1° de octubre de 2014, rectificadora por su resolución exenta N° 27, de fecha 20 de enero de 2015, en adelante “resolución exenta 462”;
11. Lo informado por la Comisión al Ministerio de Energía, mediante su oficio CNE Of. Ord. N° 87, de fecha 24 de febrero de 2015, modificado por el oficio CNE, Of. Ord. N° 141, de fecha 1° de abril de 2015, y
12. 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, 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 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;
4. Que de acuerdo a lo señalado en la resolución exenta 462, de la aplicación del decreto supremo N° 1T, de 30 de abril de 2014, del Ministerio de Energía, se constató que el día 1° de octubre de 2014, el precio de nudo de la energía en el Sistema Interconectado Central alcanzó una variación acumulada al alza superior al 10%, resultando por lo tanto procedente la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra c) de la ley;
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 oficio CNE Of. Ord. N° 87, de fecha 24 de febrero 2015, modificado por el oficio CNE Of. Ord. N° 141, de fecha 1 de abril 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:

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 octubre 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	COD	Comunas	Sector Nudo
7	CONAFE		Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 1
			Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 2
10	CHILECTRA		Todas las correspondientes a la concesionaria excepto TIL TIL	SIC 3
			TIL TIL	SIC 2-3*
13	TILTIL		Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
17	EMELECTRIC		Todas las correspondientes a la concesionaria excepto las que se indican	SIC 4
			Cartagena, San Antonio y Santo Domingo	SIC 2
			Curacaví	SIC 3
			Coelemu	SIC 5
18	CGED		Buín	SIC 4
			Calera de Tango	SIC 3
			Chiguayante	SIC 5
			Chillán	SIC 4
			Chillán Viejo	SIC 4
			Chimbarongo	SIC 4
			Codegua	SIC 4
			Coelemu	SIC 5
			Coihueco	SIC 4
			Coinco	SIC 4
			Coltauco	SIC 4
			Concepción	SIC 5
			Coronel	SIC 5
			Curacaví	SIC 3
			Curarrehue	SIC 5
			Curicó	SIC 4
			Doñihue	SIC 4
			El Bosque	SIC 3
			El Olivar	SIC 4
			Florida	SIC 5
			Freire	SIC 5
			Graneros	SIC 4
			Hualpén	SIC 5
Hualqui	SIC 5			
Isla De Maipo	SIC 4			
La Pintana	SIC 3			
Las Cabras	SIC 4			
Lautaro	SIC 5			
Linares	SIC 4			

COD	Concesionaria	COD	Comunas	Sector Nudo
			Loncoche	SIC 5
			Longaví	SIC 4
			Los Ángeles	SIC 5
			Machalí	SIC 4
			Malloa	SIC 4
			Maule	SIC 4
			Molina	SIC 4
			Mostazal	SIC 4
			Mulchén	SIC 5
			Padre Hurtado	SIC 3
			Padre Las Casas	SIC 5
			Paine	SIC 4
			Pelarco	SIC 4
			Pencahue	SIC 4
			Penco	SIC 5
			Peñaflor	SIC 3
			Peumo	SIC 4
			Pichidegua	SIC 4
			Pirque	SIC 3-4*
			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 Laja	SIC 4-5*
				SIC 5
22	FRONTEL		Alto Bio Bio	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
			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

COD	Concesionaria	COD	Comunas	Sector Nudo
			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 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.

COD	Concesionaria	Sector STX	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ²⁰¹⁴ (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3-sic	ELECSA SIC	SIC 1	53,771	4.819,14	-5,911	-5,776	57,938	4.947,57
4	EMELAT	SIC 1	54,321	4.816,15	-6,781	-6,645	57,633	4.944,50
6	CHILQUINTA	SIC 2	51,519	5.078,51	-1,119	-0,984	60,112	5.211,77
7	CONAFE	SIC 1	51,745	4.927,51	-0,590	-0,455	61,179	5.058,83
7	CONAFE	SIC 2	51,745	4.927,51	-0,589	-0,454	60,874	5.056,81
8	EMELCA	SIC 2	56,960	5.093,67	-6,923	-6,788	59,883	5.227,33
9	LITORAL	SIC 2	51,450	5.091,70	-0,863	-0,727	60,299	5.225,31
10	CHILECTRA	SIC 2	38,898	4.688,22	7,422	7,557	55,777	4.869,29
10	CHILECTRA	SIC 3	38,898	4.688,22	7,329	7,462	51,241	4.752,82
12	COLINA	SIC 3	39,081	4.698,48	7,556	7,694	53,022	6.326,50
13	TILTIL	SIC 2	38,822	4.616,27	7,433	7,569	55,783	4.870,06
13	TILTIL	SIC 3	38,822	4.616,27	7,631	7,771	53,279	6.762,94
14	EEPA	SIC 3	38,364	4.653,99	7,329	7,462	50,700	4.718,12
15	LUZANDES	SIC 3	38,660	4.665,78	7,867	8,010	54,746	8.433,57
17	EMELECTRIC	SIC 2	49,402	4.756,05	1,321	1,456	60,383	4.880,85
17	EMELECTRIC	SIC 3	49,402	4.756,05	1,306	1,439	55,858	4.821,59
17	EMELECTRIC	SIC 4	49,402	4.756,05	1,340	1,477	61,347	4.925,56
17	EMELECTRIC	SIC 5	49,402	4.756,05	1,331	1,467	59,876	4.906,67
18	CGED	SIC 3	60,128	4.854,72	-11,431	-11,297	53,986	4.921,62
18	CGED	SIC 4	60,128	4.854,72	-11,730	-11,593	59,426	5.027,74
18	CGED	SIC 5	60,128	4.854,72	-11,652	-11,516	57,968	5.008,47
21	COPELAN	SIC 4	50,051	4.721,03	-5,221	-5,084	55,461	4.889,29
21	COPELAN	SIC 5	50,051	4.721,03	-5,186	-5,050	54,029	4.870,55
22	FRONTEL	SIC 4	45,174	4.856,18	0,257	0,394	55,869	5.029,25
22	FRONTEL	SIC 5	45,174	4.856,18	0,255	0,391	54,434	5.009,98
23	SAESA	SIC 5	49,422	5.219,02	1,784	1,921	60,350	5.384,31
23	SAESA	SIC 6	49,422	5.219,02	1,769	1,904	64,414	5.492,83
26	CODINER	SIC 5	46,590	5.272,75	-0,177	-0,040	55,465	5.439,74
28	EDECSA	SIC 2	52,791	5.017,22	-2,616	-2,481	59,919	5.148,87
28	EDECSA	SIC 3	52,791	5.017,22	-2,586	-2,452	55,400	5.086,36
29	CEC	SIC 4	50,931	5.012,20	-0,023	0,114	61,573	5.190,83
30	EMETAL	SIC 4	48,830	4.648,47	1,612	1,749	61,024	4.814,14
31	LUZLINARES	SIC 4	51,468	5.081,10	-3,116	-2,979	59,038	5.262,19
32	LUZPARRAL	SIC 4	56,695	5.557,94	-9,555	-9,418	58,033	5.756,02
33	COPELEC	SIC 4	45,633	4.763,26	-0,304	-0,166	55,786	4.933,02
34	COELCHA	SIC 4	54,825	4.735,69	-10,198	-10,061	55,532	4.970,66
34	COELCHA	SIC 5	54,825	4.735,69	-10,119	-9,983	54,040	4.897,37
35	SOCOPEA	SIC 6	47,845	5.278,16	3,084	3,219	60,720	5.399,66
36	COOPREL	SIC 6	48,833	5.285,27	2,120	2,255	60,768	5.406,94
39	LUZOSORNO	SIC 6	48,913	5.282,17	2,189	2,327	61,935	6.275,13
40	CRELL	SIC 6	56,685	5.103,94	-5,301	-5,165	62,274	5.893,30
42	ENELSA	SIC 1	41,372	4.934,95	7,432	7,568	58,596	5.107,49

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:

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

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 periodo, 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, tómesese 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., Loreto Cortés Alvear, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

OTRAS ENTIDADES

Banco Central de Chile

(IdDO 904295)

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 12 DE MAYO DE 2015

	Tipo de Cambio \$ (N°6 del C.N.C.I.)	Paridad Respecto US\$
DOLAR EE.UU. *	606,92	1,0000
DOLAR CANADA	502,00	1,2090
DOLAR AUSTRALIA	479,89	1,2647
DOLAR NEOZELANDES	446,46	1,3594
DOLAR DE SINGAPUR	454,18	1,3363
LIBRA ESTERLINA	946,83	0,6410
YEN JAPONES	5,06	120,0600
FRANCO SUIZO	649,46	0,9345
CORONA DANESA	90,72	6,6904
CORONA NORUEGA	80,37	7,5515
CORONA SUECA	73,24	8,2871
YUAN	97,69	6,2124
EURO	676,99	0,8965
WON COREANO	0,56	1091,1800
DEG	852,42	0,7120

* 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, 11 de mayo de 2015.- Juan Pablo Araya Marco, Ministro de Fe.

(IdDO 904292)

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 \$784,24 por dólar, moneda de los Estados Unidos de América, para el día 11 de mayo de 2015.

Santiago, 11 de mayo de 2015.- Juan Pablo Araya Marco, Ministro de Fe.

Consejo Nacional de Televisión

(IdDO 903512)

MODIFICACIÓN A LOS HORARIOS DE EMISIÓN DE LA PROGRAMACIÓN CULTURAL DE LA TV

En sesión de 4 de mayo de 2015, el Consejo Nacional de Televisión acordó, por la unanimidad de los Consejeros presentes, las siguientes modificaciones a las Normas sobre Transmisión de Programas Culturales:

- Reemplázase el número 7° de las Normas sobre Transmisión de Programas Culturales por el texto que a continuación se indica: “De lunes a domingo, ambos días inclusive, el horario de alta audiencia será el comprendido entre las 18:30 Horas y las 00:00 Horas”.
- Reemplázase el número 8° de las Normas sobre Transmisión de Programas Culturales por el texto que a continuación se indica: “De lunes a domingo, ambos días inclusive, las restantes horas obligatorias de programación cultural deberán transmitirse entre las 09:00 Horas y las 18:03 Horas”.

El Consejo autorizó al Presidente para ordenar de inmediato la publicación del acuerdo en el Diario Oficial.

Servicio Electoral

(IdDO 903116)

INFORMA CONSTITUCIÓN DE PARTIDO POLÍTICO EN FORMACIÓN “ANDHA CHILE”

(Extracto)

Por resolución O-N° 88, de fecha 7 de mayo de 2015, se ordenó la publicación del siguiente extracto en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5° inciso tercero y para los efectos señalados en el artículo 10, ambos de la ley N° 18.603.

Por escritura pública de fecha 27 de abril de 2015, otorgada ante doña Myriam Amigo Arancibia, Abogado, Notario Público de la Vigésimo Primera Notaría de Santiago, se constituyó como partido político la entidad denominada “Andha Chile”. Su sigla es “ANDHA CHILE”. Su lema es “ANDHA POR TUS DERECHOS”. No presenta símbolo.

Declaración de Principios: “ANDHA CHILE nació para impulsar y hacer posible un proyecto de transformación social para el pueblo de Chile. Actualmente los grandes grupos económicos nacionales y extranjeros concentran todo el poder en la sociedad chilena. Eso les permite controlar la economía, el gobierno, los medios de comunicación y la política en general, además de explotar y saquear la naturaleza prácticamente sin ninguna limitación. El pueblo empobrecido, a través de su trabajo, es el creador de esa riqueza; somos millones los y las que construimos y movemos el país. Pero, sin embargo, somos esos mismos millones los y las que estamos excluidos de sus beneficios y su control. Somos una organización política de personas comunes y corrientes, que está integrada por el conjunto de la sociedad, por