

(IdDO 1034692)

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. 7 T.- Santiago, 17 de mayo de 2016.

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 y sus modificaciones posteriores, 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 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 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° 17T, de 30 de octubre de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, en adelante "Decreto 17T";
9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 4T, de 26 de abril de 2016, 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", mediante su oficio CNE Of. Ord. N° 206, de fecha 29 de abril de 2016; y
11. 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, de acuerdo a lo señalado en el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande. Informe Técnico, Abril 2016", elaborado por la Comisión, en adelante e indistintamente "Informe Técnico", se ha constatado que al día 1° de abril de 2016, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro señalados en el mismo, correspondientes a los procesos licitatorios CGED 2006/01, SAE 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2, alcanzaron una variación acumulada a la baja superior al 10% respecto de sus valores vigentes, de acuerdo a lo establecido en el decreto supremo N° 4T, de 26 de abril de 2016, del Ministerio de Energía, resultando procedente la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra c) de la ley;
4. 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 las Direcciones de Peajes, en adelante e indistintamente "DP", de los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC" respectivos, de manera coordinada, y
5. Que, la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 206, de fecha 29 de abril de 2016, 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 abril de 2016, 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
7	CONAFE	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 1 SIC 2
10	CHILECTRA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Til Til Til Til	SIC 3 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 Cartagena, San Antonio y Santo Domingo Curacaví Coelemu	SIC 4 SIC 2 SIC 3 SIC 5
18	CGED	Buín Calera de Tango Chiguayante Chillán Chillán Viejo Chimbarongo Codegua Coelemu Coihueco Coinco Coltauco Concepción Coronel Curacaví Curarrehue Curicó Doñihue El Bosque El Olivar Florida	SIC 4 SIC 3 SIC 5 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 5 SIC 5 SIC 3 SIC 5 SIC 4 SIC 4 SIC 3 SIC 4 SIC 5

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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
		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	COOPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Laja	SIC 4-5*
		Laja	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

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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	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	PNP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	51,484	6.878,29	-6,137	-6,137	54,821	7053,14
2	ELIQSA	SING	51,535	6.898,69	-6,204	-6,204	54,806	7074,05
3	SING	ELECDA SING	50,024	6.591,50	-5,516	-5,516	53,952	6759,06
20	COOPERSOL	SING	36,025	5.674,95	9,087	9,087	54,261	5819,21
3	ELECDA SIC	SIC 1	47,141	6.364,61	-11,802	-11,802	45,292	6534,23
4	EMELAT	SIC 1	48,800	6.598,20	-7,668	-7,668	51,129	6774,04
6	CHILQUINTA	SIC 2	62,438	6.358,38	-0,625	-0,625	71,601	6525,22
7	CONAFE	SIC 1	71,042	6.041,92	-11,935	-11,935	69,692	6202,94
7	CONAFE	SIC 2	71,042	6.041,92	-11,914	-11,914	69,128	6200,46
8	EMELCA	SIC 2	70,689	6.316,88	-9,204	-9,204	71,476	6482,63
9	LITORAL	SIC 2	62,886	6.346,83	-0,937	-0,937	71,748	6513,37
10	CHILECTRA	SIC 2	47,600	5.933,52	9,119	9,119	66,142	6089,22
10	CHILECTRA	SIC 3	47,600	5.933,52	9,015	9,015	61,784	6015,28
12	COLINA	SIC 3	48,059	5.955,52	9,295	9,295	64,180	7544,52
13	TILTIL	SIC 2	48,633	5.889,87	9,145	9,145	67,394	6185,15
13	TILTIL	SIC 3	48,633	5.889,87	9,388	9,388	65,427	7979,00
14	EEPA	SIC 3	43,831	5.795,66	9,015	9,015	57,967	5875,52
15	LUZANDES	SIC 3	47,186	5.899,56	9,677	9,677	65,873	9550,87
17	EMELECTRIC	SIC 2	48,552	5.908,48	9,119	9,119	67,117	6063,52
17	EMELECTRIC	SIC 3	48,552	5.908,48	9,015	9,015	62,749	5989,90
17	EMELECTRIC	SIC 4	48,552	5.908,48	9,251	9,251	68,461	6119,06
17	EMELECTRIC	SIC 5	48,552	5.908,48	9,190	9,190	66,921	6095,60
18	CGED	SIC 3	72,847	6.122,99	-14,343	-14,343	64,000	6207,36
18	CGED	SIC 4	72,847	6.122,99	-14,719	-14,719	69,745	6341,21
18	CGED	SIC 5	72,847	6.122,99	-14,621	-14,621	68,195	6316,91
21	COOPELAN	SIC 4	44,677	5.683,95	9,251	9,251	64,433	5886,53
21	COOPELAN	SIC 5	44,677	5.683,95	9,190	9,190	62,920	5863,96
22	FRONTEL	SIC 4	43,655	5.947,77	9,251	9,251	63,371	6159,75
22	FRONTEL	SIC 5	43,655	5.947,77	9,190	9,190	61,865	6136,14
23	SAESA	SIC 5	49,065	6.486,70	9,190	9,190	67,451	6692,13
23	SAESA	SIC 6	49,065	6.486,70	9,114	9,114	68,138	6675,23
26	CODINER	SIC 5	47,984	6.342,68	7,905	7,905	65,049	6543,55
28	EDECSA	SIC 2	63,234	6.194,23	-1,554	-1,554	71,488	6356,77
28	EDECSA	SIC 3	63,234	6.194,23	-1,537	-1,537	67,069	6279,59
29	CEC	SIC 4	41,170	5.976,55	9,251	9,251	60,788	6189,55
30	EMETAL	SIC 4	47,022	5.791,99	9,251	9,251	66,871	5998,42
31	LUZLINARES	SIC 4	65,588	6.722,37	-7,211	-7,211	69,708	6961,96
32	LUZPARRAL	SIC 4	68,525	6.719,74	-11,792	-11,792	68,180	6959,23
33	COPELEC	SIC 4	41,460	5.801,75	9,251	9,251	61,089	6008,52
34	COELCHA	SIC 4	50,942	5.558,74	3,667	3,667	65,468	5840,68
34	COELCHA	SIC 5	50,942	5.558,74	3,637	3,637	63,850	5746,06
35	SOCOPEPA	SIC 6	45,667	6.601,18	9,112	9,112	64,268	6753,14
36	COOPREL	SIC 6	50,878	6.471,83	9,112	9,112	69,603	6620,81
39	LUZOSORNO	SIC 6	63,226	6.080,17	1,402	1,402	75,837	7085,62
40	CRELL	SIC 6	55,588	6.331,27	9,227	9,227	75,368	7092,45
42	ENELSA	SIC 1	40,888	6.256,42	9,142	9,142	59,858	6460,87

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 las DP

Las DP de los CDEC respectivos, de manera coordinada, determinarán las reliquidaciones entre concesionarias producto de la aplicación del artículo 157° de la ley. A ese efecto, para cada concesionaria deberán 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, deberán 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:

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

Donde:

- MFAR : Monto facturado por la concesionaria por ajuste o recargo, en [\$/].
AR^{base}_i : 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].
EINYAT_i : Lectura de inyecciones de energía a la red de distribución por clientes regulados finales, que dispongan de un Equipamiento de Generación, 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].
EINYBT_i : Lectura de inyecciones de energía a la red de distribución por clientes regulados finales, que dispongan de un Equipamiento de Generación, 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 o la lectura de inyecciones, 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) Las DP de los CDEC respectivos, de manera coordinada, deberán validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR de los sistemas eléctricos, obtenidos según la letra anterior, deberán determinar la valorización total de ajustes de los sistemas (VTAS) y la valorización total de recargos de los sistemas (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 las DP. Asimismo, deberán informar a estas últimas los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezcan las DP.
f) Las respectivas DP deberán 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 efectúen.
g) Las respectivas DP deberán 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, las DP deberán 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 133° de la ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el número 4.1 del presente decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación del presente decreto con respecto a los contratos de suministro modelados con información actualizada.

Los excedentes o 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

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 del presente decreto por parte de las DP de los CDEC respectivos, 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 las 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.