

2. Podrán circular excepcionalmente en el tramo señalado, los vehículos de emergencia y aquellos vehículos que requieran ingresar o egresar desde su lugar de residencia o estacionamiento habitual ubicados en dicho tramo.

3. Carabineros de Chile, Inspectores Municipales y del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, fiscalizarán el estricto cumplimiento de esta resolución, en las normas legales y reglamentarias vigentes, debiendo denunciar cualquier infracción al Juzgado de Policía Local correspondiente.

4. La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.

Anótese y publíquese.- Ericka Portilla Barrios, Secretaria Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones, Región de Atacama.

(IdDO 962360)

ESTABLECE PISTA DE USO EXCLUSIVO PARA TAXIS COLECTIVOS URBANOS Y BUSES URBANOS EN VÍA DE LA COMUNA DE COPIAPÓ QUE INDICA

Núm. 686 exenta.- Copiapó, 26 de octubre de 2015.

Visto:

La ley N° 18.059; los artículos 2, 107 y 113 del D.F.L. N° 1, de 2007 de los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones y de Justicia que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley N° 18.290, de Tránsito; D.S. N° 83/85, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones; Ord. N° 2.300, de 14 de octubre de 2015, y N° 2.389, de 21 de octubre de 2015, ambos del Director de SERVIU Atacama; la 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 Ord. 2.300 y 2.389, citados en Visto, el Director de SERVIU Atacama ha informado que se iniciarán trabajos de reposición de carpeta en calle Rodríguez, cuya intervención forma parte del Plan de Conservación Vial que ejecutará SERVIU Atacama. Dichos trabajos comprenden el cierre total de la vía en los tramos contenidos entre Av. Henríquez y calle Yumbel, a partir del 2 de noviembre de 2015, por un periodo de 90 días corridos. El Plan de Conservación Vial se generó a raíz de los daños sufridos en las vías de la ciudad producto del aluvión del 25 de marzo del 2015.

2. Que, para la realización de estos trabajos en la vía, esta Secretaría Regional dispuso, mediante resolución exenta N° 682, de 26 de octubre de 2015, la prohibición de circular por calle Rodríguez, entre Av. Henríquez y calle Yumbel.

3. Que, la calle a intervenir forma parte de los trazados de locomoción colectiva; dicho tránsito deberá ser trasladado a calle Los Carrera producto de la suspensión total de esta calle y la falta de alternativas de vías que ingresen directamente al centro en la misma dirección de Rodríguez, de Oriente a Poniente.

4. Que, el cambio de trazados de la locomoción colectiva implica inyectar mayor flujo a calle Los Carrera, razón por la cual deben implementarse medidas de mitigación enfocadas a estimular la agilidad de los viajes de transporte público.

5. Que, asimismo, existe una causa justificada en los términos del artículo 113 del D.F.L. N° 1 de 2007, citado en Visto, para disponer la medida que se establece en el resuelvo del presente acto administrativo.

6. Que, el artículo 2° del señalado D.F.L. N° 1 de 2007, establece que las pistas exclusivas son espacios de la calzada, debidamente señalizados, destinados únicamente al uso de ciertos vehículos, determinados por la autoridad correspondiente,

Resuelvo:

1. Establécese la medida de gestión de tránsito en la ciudad de Copiapó, específicamente la pista derecha de calle Los Carrera en los tramos comprendidos entre Av. Henríquez y calle Rancagua; y calle Rancagua entre Los Carrera y Av. Circunvalación, como pista de uso exclusiva de tránsito para servicios de Transporte Público de Pasajeros prestados con Taxis Colectivos Urbanos y Buses Urbanos. Los demás servicios de transporte urbano podrán utilizar dicha vía eventualmente solo para tomar y dejar pasajeros, sin gozar de esta exclusividad.

Podrán también excepcionalmente circular en las pistas referidas los vehículos de emergencia, de Gendarmería de Chile, vehículos acondicionados, para personas con discapacidad a que se refiere el artículo 6° de la ley N° 17.238 y la ley 19.284; los adscritos al Programa de Fiscalización de la Subsecretaría de Transportes que se encuentren desempeñando labores de control; y aquellos vehículos municipales

destinados a cumplir funciones de apoyo a la función policial, que se encuentren debidamente identificados.

Los vehículos no contemplados en los párrafos precedentes, y que deban obligadamente utilizar vías exclusivas para el transporte público, con el único objetivo de ingresar o egresar desde sus lugares de residencia o estacionamiento, podrán circular por dicha vía siempre que acrediten la circunstancia antes indicada. Sin embargo, estos vehículos deberán abandonar las vías de restricción en el cruce más próximo al lugar en que se ubique la respectiva residencia o establecimiento.

2. La medida aludida en el numeral 1 anterior, operará a contar del 2 de noviembre, en los días, sentidos, horarios y demás condiciones que a continuación se indican:

2.1 Esta vía funcionará de lunes a viernes, excepto festivos, entre las 07:00 a 21:00 hrs.

3. La señalada pista se encontrará debidamente señalizada de conformidad con el Manual de Señalización de Tránsito.

4. Carabineros de Chile, Inspectores Municipales y del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, fiscalizarán el estricto cumplimiento de esta resolución, debiendo denunciar cualquier infracción al Juzgado de Policía Local correspondiente.

5. La presente resolución entrará en vigencia a contar de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Anótese y publíquese.- Ericka Natalia Portilla Barrios, Secretaria Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones, Región de Atacama.

Ministerio de Energía

(IdDO 962008)

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. 16T.- Santiago, 7 de agosto 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 sistemas 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° 10T, de 30 de octubre de 2014, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, modificado por el decreto supremo N° 10T, de fecha 19 de marzo de 2015, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 10T";

9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 15T, de 19 de mayo de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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*
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
		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

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	55,390	5.906,69	-9,902	-9,902	54,998	6.056,84
2	ELIQSA	SING	55,461	5.913,45	-9,985	-9,985	54,988	6.063,77
3	SING	ELECSA SING	53,834	5.649,12	-9,138	-9,138	54,174	5.792,72
20	COOPERSOL	SING	40,890	5.109,90	4,943	4,943	55,038	5.239,79
3	ELECSA SIC	SIC 1	49,186	4.652,21	-18,260	-18,260	40,924	4.776,19
4	EMELAT	SIC 1	50,674	4.731,44	-15,530	-15,530	45,182	4.857,53
6	CHILQUINTA	SIC 2	54,820	5.451,50	0,685	0,685	65,364	5.594,55
7	CONAFE	SIC 1	47,825	4.785,39	5,787	5,787	63,575	4.912,92
7	CONAFE	SIC 2	47,825	4.785,39	5,777	5,777	63,288	4.910,96
8	EMELCA	SIC 2	60,599	5.415,83	-5,423	-5,423	65,177	5.557,94
9	LITORAL	SIC 2	52,390	5.369,42	3,269	3,269	65,458	5.510,31
10	CHILECTRA	SIC 2	42,821	5.062,71	6,864	6,864	59,248	5.195,56
10	CHILECTRA	SIC 3	42,821	5.062,71	6,786	6,786	54,657	5.132,47
12	COLINA	SIC 3	43,058	5.076,54	6,996	6,996	56,599	5.266,45
13	TILITIL	SIC 2	43,199	5.007,70	6,884	6,884	59,808	5.286,65
13	TILITIL	SIC 3	43,199	5.007,70	7,066	7,066	57,313	5.181,99
14	EEPA	SIC 3	40,192	4.969,78	6,786	6,786	51,994	5.038,26
15	LUZ ANDES	SIC 3	42,526	5.033,81	7,284	7,284	58,350	5.246,19
17	EMELECTRIC	SIC 2	50,054	5.044,38	4,837	4,837	64,632	5.176,74
17	EMELECTRIC	SIC 3	50,054	5.044,38	4,782	4,782	59,979	5.113,89
17	EMELECTRIC	SIC 4	50,054	5.044,38	4,907	4,907	65,634	5.224,16
17	EMELECTRIC	SIC 5	50,054	5.044,38	4,875	4,875	64,115	5.204,14
18	CGED	SIC 3	63,108	5.157,25	-11,214	-11,214	57,206	5.228,32
18	CGED	SIC 4	63,108	5.157,25	-11,508	-11,508	62,788	5.341,05
18	CGED	SIC 5	63,108	5.157,25	-11,431	-11,431	61,288	5.320,58
21	COPELAN	SIC 4	44,040	4.715,71	3,079	3,079	57,554	4.883,78
21	COPELAN	SIC 5	44,040	4.715,71	3,058	3,058	56,088	4.865,06
22	FRONTEL	SIC 4	42,476	4.992,21	5,004	5,004	57,854	5.170,13
22	FRONTEL	SIC 5	42,476	4.992,21	4,971	4,971	56,386	5.150,31
23	SAESA	SIC 5	45,520	5.503,66	5,787	5,787	60,345	5.677,96
23	SAESA	SIC 6	45,520	5.503,66	5,739	5,739	61,759	5.672,76
26	CODINER	SIC 5	44,583	5.467,46	3,720	3,720	57,311	5.640,61
28	EDECSA	SIC 2	54,642	5.309,89	0,700	0,700	65,196	5.449,22
28	EDECSA	SIC 3	54,642	5.309,89	0,692	0,692	60,537	5.383,06
29	CEC	SIC 4	38,195	5.101,94	6,963	6,963	55,363	5.283,77
30	EMETAL	SIC 4	48,743	4.947,34	5,879	5,879	65,243	5.123,66
31	LUZLINARES	SIC 4	55,251	5.412,86	-3,640	-3,640	62,489	5.605,77
32	LUZPARRAL	SIC 4	60,235	6.041,70	-10,445	-10,445	60,864	6.257,03
33	COPELEC	SIC 4	40,114	4.938,98	6,963	6,963	57,357	5.115,01
34	COELCHA	SIC 4	49,808	4.486,63	-2,921	-2,921	57,654	4.734,33
34	COELCHA	SIC 5	49,808	4.486,63	-2,898	-2,898	56,101	4.640,54
35	SOCOPEPA	SIC 6	42,877	5.644,97	6,859	6,859	59,407	5.774,92
36	COOPREL	SIC 6	47,283	5.400,40	3,540	3,540	60,599	5.524,72
39	LUZ OSORNO	SIC 6	57,487	4.743,25	-6,961	-6,961	61,747	5.759,87
40	CRELL	SIC 6	50,920	5.159,45	0,589	0,589	62,148	5.929,47
42	ENELSA	SIC 1	40,101	5.341,70	6,881	6,881	56,779	5.523,61

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].
PNP : 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

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

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:

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

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) 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, 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, Jefa División Jurídica (S) Ministerio de Energía.