



Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones

SUBSECRETARÍA DE TRANSPORTES

Secretaría Regional Ministerial V Región de Valparaíso

ESTABLECE RED VIAL BÁSICA DE LA CIUDAD DE QUILPUÉ Y DEJA SIN EFECTO LA RESOLUCIÓN N° 1.469, DE 1987

(Resolución)

Núm. 2.966 exenta.- Valparaíso, 25 de agosto de 2011.- Visto: El DS N° 83, de 1985, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, Subsecretaría de Transportes, la resolución exenta N° 1.469 de 02/09/87 y sus modificaciones de la Secretaría Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones de la Región de Valparaíso, y lo informado por la I. Municipalidad de Quilpué, mediante oficio N° 574 de 4 de agosto de 2011.

Considerando:

1. Que mediante resolución exenta N° 1.469, de 1987, mencionada en el Visto, se estableció la Red Vial Básica para la ciudad de Quilpué de conformidad con lo dispuesto en el decreto supremo N° 83, de 1985, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones.
2. Que la comuna de Quilpué ha experimentado un sostenido crecimiento territorial, poblacional y vehicular, lo que ha determinado que la Red Vial vigente sea insuficiente al no incorporar vías de importancia de la ciudad, por lo que se hace necesario establecer una nueva Red Vial Básica, que esté acorde con dicho crecimiento.

Resuelvo:

1°. La Red Vial Básica de la ciudad de Quilpué estará constituida por las vías que se detallan a continuación, las que se agrupan de acuerdo a las siguientes categorías viales:

NOMBRE DE LA VIA	TRAMO
Autopista:	
Troncal Sur	Limite Comunal de Villa Alemana-Límite Comunal de Viña del Mar
Troncales:	
Avda. Los Carrera	Freire-Limite comunal de Viña del Mar
Av. Freire	Limite comunal de Villa Alemana- Av.Diego Portales
Av.Diego Portales	Av Freire-Av. Los Carrera
Servicio:	
Av Quinto Centenario	Perú-Jotabeche
Baden Powel	Av.Freire-Quinto Centenario
Colectoras-Distribuidoras:	
Baden Powel	Av.Industrial-Av. Freire
Baden Powel	Av Quinto Centenario-Peñuelas
Av. Marga Marga	Av.Blanco- Troncal sur
Juan Alvarado Rojas	Troncal Sur-Riquelme
Riquelme	Juan Alvarado Rojas-Victoria
Mena	Popayán-Av Los Carrera
Victoria	Riquelme-Barros Arana
Barros Arana	Victoria-Popayán
Popayan	Barros Arana-Mena
Anita Lizana	Juan Alvarado Rojas-Av.Manuel Plaza
Av.Manuel Plaza	Anita Lizana-Santa Rosa
Pedro Montt	Santa Rosa- Av.Los Carrera
Av. San Martín	Baquedano-Buenos Aires
Av. Tierras Rojas	Limite comunal de Villa Alemana – Los Lirios
Av .Industrial	Baden Powell- Av Aviador Acevedo
Av. Aviador Acevedo	Av.Industrial- límite comunal de Villa Alemana
Santa Rosa	Av.Manuel Plaza- Av.Pedro Montt
Av. Gomez Carreño	Av Freire-Leucoton
Ramón Angel Jara	Av Freire-Camino Lo Orozco
Los Lirios	Av.Tierras Rojas-Ovalle
Los Nardos	Ovalle-Av. Marga Marga
Ovalle	Los Lirios-Los Nardos

2°. Cualquier modificación a las características físicas u operacionales de las vías antes individualizadas que alteren el desplazamiento de vehículos y/o personas y los proyectos de construcción de nuevas vías que incidan en la Red Vial Básica antes citada, deberán contar con la aprobación de la Secretaría Regional Ministerial de la Región de Valparaíso.

Lo anterior es sin perjuicio de las facultades que tengan otros organismos sobre la materia.

3°. Déjase sin efecto la resolución exenta N° 1.469, de 2 de septiembre de 1987, de la Secretaría Regional Ministerial de la Región de Valparaíso.

Anótese, comuníquese y publíquese.- Gloria Basualto Mateluna, Secretaria Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones Región de Valparaíso.

Ministerio de Energía

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTÍCULO 171° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y MODIFICACIÓN QUE INDICA

Núm. 52.- Santiago, 4 de agosto de 2011.- Visto:

1. Lo dispuesto en el artículo 35° de la Constitución Política de la República;
2. Lo dispuesto en la ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales;
3. Lo dispuesto en el DFL N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL 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 establecido en el DS N° 320, de 2008, modificado mediante DS N° 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
5. Lo dispuesto en el DS N° 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 385”;
6. Lo dispuesto en el DS N° 79, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 79”;
7. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 40, de 29 de abril de 2011, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 40”, que fija Precios de Nudo para suministro de electricidad;
8. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante, la “Comisión”, en su CNE Of. Ord. N° 225 y N° 243 de 15 de junio y 1 de julio de 2011 respectivamente, al Ministerio de Energía;
9. Lo dispuesto en los DS N° 22 y DS N° 23, de 2011, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 22” y “Decreto 23”, que fijan Precios de Nudo Promedio para suministro de electricidad en el Sistema Interconectado Central;
10. Lo dispuesto en los DS N° 297, de 2010, y el DS N° 315, de 2011, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 297” y “Decreto 315”, que fijan precios a nivel de generación y transmisión en los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén, respectivamente, 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 los precios promedio que las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente “concesionarias”, deban 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, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172°;
3. Que con fecha 29 de abril de 2011, el Ministerio de Energía dictó el decreto 40 que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° de la Ley;
4. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante CNE Of. Ord. N° 225, de 15 de junio de 2011, y CNE Of. Ord. N° 243, de 1° de julio de 2011, el Informe Técnico, que contiene el cálculo de los nuevos Precios de Nudo Promedio para cada empresa concesionaria de distribución según lo dispuesto en el artículo 157° 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”;

6. Que el decreto 22 y el decreto 23, que fijan precios de nudo promedio para suministros de electricidad en el Sistema Interconectado Central, entraron en vigencia en noviembre de 2010 y enero de 2011, respectivamente;

7. Que el decreto 297 y el decreto 315 fijan los precios a nivel de generación y transmisión en los sistemas medianos de Cochamó y Hornpirén, respectivamente, los cuales se incorporan en la determinación del precio de nudo a nivel de distribución de la concesionaria Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante “SAESA”;

8. Que el decreto 297 y el decreto 315 entraron en vigencia en noviembre de 2010, sin embargo no fueron considerados en las fijaciones de precios de nudo efectuadas en el decreto 22 y en el decreto 23 en atención a que se publicaron con posterioridad a la dictación de estos dos últimos;

Decreto:

Artículo primero: 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 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 1º de mayo de 2011, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158º de la Ley, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171º 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 empresa concesionaria a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas en conformidad a los artículos 131º 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 160º 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 empresas concesionarias de distribución, ponderando cada precio por el volumen de suministro correspondiente.

En el caso que una empresa concesionaria de distribución, 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 obtiene 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 Comisión, en la elaboración de su Informe Técnico, modela los contratos de suministro considerando los índices disponibles al momento en que realiza el cálculo. Lo anterior, sin perjuicio del pago que deban realizar las empresas concesionarias de distribución 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 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

2.1 Precios 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 empresas concesionarias de servicio público de distribución, según se establece en el decreto 385, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionaria y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III, IV y V REGIÓN EXCEPTO VALPARAÍSO, QUILPUÉ y VIÑA DEL MAR
CONAFE B	1	VALPARAÍSO, QUILPUÉ y VIÑA DEL MAR
EMELECTRIC	1	V REGIÓN, REGIÓN METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHIDEGUA, PICHILEMU, LA ESTRELLA, LITUECHE, MARCHIGÜE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGIÓN y VII REGIÓN
EMELECTRIC	3	VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	1	VI, VII REGIÓN y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCIÓN	2	LOS ANGELES, MULCHÉN, CHILLÁN, CHILLÁN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLÁS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCIÓN	3	RESTO DE LA VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	4	IX REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	5	EL BOSQUE, LA PINTANA, PUENTE ALTO, PADRE HURTADO, PEÑAFLOR, SAN BERNARDO, CALERA DE TANGO, CURACAVÍ, ISLA DE MAIPO, SAN JOSÉ DE MAIPO, TALAGANTE (EX RÍO MAIPO SECTOR DE NUDO 1).
CGE DISTRIBUCIÓN	6	CURICÓ, LINARES, LONGAVÍ, MOLINA, ROMERAL, SAGRADA FAMILIA, SAN JAVIER, TENO, VILLA ALEGRE, YERBAS BUENAS, PELARCO, RAUCO, RÍO CLARO (EX CONAFE B SECTOR DE NUDO 2).
RESTO EMPRESAS CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

Los precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada concesionaria y sector de nudo, se calcularán de la siguiente forma:

$$Pe = PNEP + \sum_{i=1}^n [Re_i \times PNEP + Ke_i] + AC + AR$$

$$Pp = PNPP + \sum_{i=1}^n [Rp_i \times PNPP + Kp_i]$$

$$PNPT = PNPP$$

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].
- AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del artículo 27º transitorio de la Ley, y determinados en el decreto 40, en [\$/kWh], correspondiente a 7,345 [\$/kWh].
- AR : Ajuste o recargo aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria en el Sistema Interconectado Central, resultante de la aplicación del artículo 157º de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Incluye tanto el cargo por excedente o déficit de recaudaciones según el mecanismo establecido en el punto 4.2 del presente decreto, como el cargo de reliquidación por ajuste del modelo de demanda, ambos detallados en el Informe Técnico asociado a la presente fijación. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- 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].
- PNPT : Precio de nudo de potencia a nivel troncal, en [\$/kW/mes].
- Re_i : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- Rp_i : Factor de recargo en el precio de la potencia de punta por concepto de pérdidas de potencia desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- Ke_i : Cargo adicional, en [\$/kWh], en el precio de la energía por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- Kp_i : Cargo adicional, en [\$/kW/mes], en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.
- n : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp.

Para efectos de la determinación de los peajes de distribución establecidos en el decreto 79, el valor del abono o cargo en la determinación del término Pe, será igual a cero.



Para el caso particular de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén pertenecientes a la zona de concesión de SAESA, no son aplicables los cargos correspondientes a los parámetros AC y AR.

A continuación se indican, para cada concesionaria y sector de nudo, los Precios de Nudo Promedio de energía y potencia, los valores de los parámetros Re_i , Rp_i , Ke_i , Kp_i , y los AR y AR_i^{base} asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte. Por AR_i^{base} debe entenderse lo siguiente:

AR_i^{base} : Ajuste o recargo base establecido en el artículo 157° de la ley, sin considerar reliquidaciones, aplicable a los clientes sujetos a fijación de precios del sector de empresa, en conformidad con lo establecido en el número 2.1 [\$/kWh].

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP \$/kWh	PNPP \$/kW/mes	Re_i %	Rp_i %	Ke_i \$/kWh	Kp_i \$/kW/mes	AR_i^{base} \$/kWh	AR \$/kWh
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	53,992	3.934,33	17,84%	14,18%	11,712	7.156,68	7,920	7,676
4	EMELAT	1	Cardones 220	54,433	3.919,03	2,92%	2,42%	3,302	2.016,22	4,169	4,012
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	54,433	3.919,03	0,78%	0,65%	0,441	489,26	4,169	4,012
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	54,433	3.919,03	0,59%	0,49%	0,667	407,40	4,169	4,012
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	54,433	3.919,03	0,09%	0,07%	0,061	37,41	4,169	4,012
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	61,907	4.022,58	0,44%	0,49%	0,382	194,37	-14,356	-14,570
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	61,907	4.022,58	0,88%	0,99%	0,700	356,18	-14,356	-14,570
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	61,907	4.022,58	2,04%	2,25%	2,641	1.340,55	-14,356	-14,570
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	48,229	4.694,48	0,58%	0,49%	0,601	365,97	5,818	5,601
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	48,229	4.694,48	2,91%	2,67%	4,478	2.716,23	5,818	5,601
7	CONAFE A	1	Quillota 220	48,229	4.694,48	1,49%	1,19%	1,107	676,38	5,818	5,601
7	CONAFE B	1	Quillota 220	48,229	4.694,48	2,60%	2,89%	3,221	1.631,79	5,687	5,475
8	EMELCA	1	Quillota 220	73,724	4.055,58	7,18%	7,99%	14,141	7.111,34	-28,024	-28,246
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	59,756	4.010,69	1,04%	1,17%	1,160	587,15	-12,147	-12,367
9	LITORAL	1	Quillota 220	59,756	4.010,69	5,03%	5,60%	9,300	4.680,48	-12,147	-12,367
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	32,301	3.754,32	0,33%	0,37%	0,716	364,86	13,191	13,024
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	32,301	3.754,32	0,40%	0,45%	0,930	477,72	13,191	13,024
10	CHILECTRA	1	Chena 220	32,301	3.754,32	0,21%	0,24%	0,487	250,31	13,191	13,024
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	32,301	3.754,32	0,03%	0,03%	0,059	29,95	13,191	13,024
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	32,301	3.754,32	0,00%	0,00%	0,005	2,54	13,191	13,024
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	32,728	3.781,18	1,28%	1,42%	3,603	2.639,10	13,231	13,021
13	TILITIL	1	Cerro Navia 220	32,251	3.723,76	2,50%	2,75%	4,253	2.934,44	13,599	13,383
13	TILITIL	1	Quillota 220	32,251	3.723,76	1,59%	1,75%	2,958	1.516,49	13,599	13,383
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	36,327	3.742,09	1,67%	1,86%	2,927	1.494,20	13,282	13,072
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	31,717	3.689,71	1,03%	1,17%	4,901	4.622,93	13,198	12,989
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	48,168	3.857,49	11,71%	14,69%	3,136	1.860,97	1,153	0,922
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	48,168	3.857,49	0,01%	0,02%	0,018	10,53	1,134	0,906
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	48,168	3.857,49	5,43%	6,84%	1,590	950,58	1,134	0,906
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	48,168	3.857,49	1,00%	1,36%	1,522	922,12	1,134	0,906
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	48,168	3.857,49	3,09%	4,08%	2,785	1.694,31	1,134	0,906
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	48,168	3.857,49	0,33%	0,43%	0,335	202,07	1,134	0,906
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	48,168	3.857,49	4,75%	5,62%	5,150	2.992,44	1,081	0,864
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	62,868	3.903,92	0,18%	0,23%	0,206	123,85	-16,920	-16,680
18	CGED	1	Itahue 154	62,868	3.903,92	0,67%	0,89%	0,893	540,02	-16,920	-16,680
18	CGED	1	Paine 154	62,868	3.903,92	0,22%	0,28%	0,229	137,92	-16,920	-16,680
18	CGED	1	Punta Cortes 154	62,868	3.903,92	0,44%	0,56%	0,475	286,17	-16,920	-16,680
18	CGED	1	Rancagua 154	62,868	3.903,92	0,68%	0,87%	0,711	428,39	-16,920	-16,680
18	CGED	1	San Fernando 154	62,868	3.903,92	0,62%	0,80%	0,601	363,35	-16,920	-16,680
18	CGED	2	Charrúa 220	62,868	3.903,92	2,95%	3,25%	4,025	2.277,78	-16,944	-16,704
18	CGED	3	Charrúa 220	62,868	3.903,92	3,75%	3,24%	3,118	1.602,87	-17,077	-16,834
18	CGED	4	Temuco 220	62,868	3.903,92	3,03%	3,01%	3,780	2.011,77	-16,958	-16,717
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	62,868	3.903,92	0,44%	0,50%	0,915	468,72	-16,648	-16,411
18	CGED	5	Cerro Navia 220	62,868	3.903,92	0,04%	0,05%	0,106	54,40	-16,648	-16,411
18	CGED	5	Chena 220	62,868	3.903,92	0,46%	0,52%	1,083	556,51	-16,648	-16,411
18	CGED	5	Paine 154	62,868	3.903,92	0,20%	0,25%	0,190	114,72	-16,648	-16,411
18	CGED	6	Itahue 154	62,868	3.903,92	3,01%	3,93%	3,539	2.138,35	-16,964	-16,723
18	CGED	6	Teno 154	62,868	3.903,92	0,06%	0,08%	0,083	49,48	-16,964	-16,723
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	42,249	3.824,15	3,11%	2,87%	3,368	1.743,00	1,204	0,991
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	48,411	3.987,09	4,99%	4,80%	3,925	1.997,35	-5,043	-5,264
22	FRONTEL	1	Temuco 220	48,411	3.987,09	1,60%	1,60%	1,550	798,14	-5,043	-5,264
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	46,956	4.322,73	0,38%	0,38%	0,736	400,42	-0,979	-1,260
23	SAESA	1	Cochamó	46,956	4.322,73	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	46,956	4.322,73	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	46,956	4.322,73	1,51%	1,22%	1,703	927,72	-0,979	-1,260
23	SAESA	1	Temuco 220	46,956	4.322,73	0,32%	0,31%	0,468	254,87	-0,979	-1,260
23	SAESA	1	Valdivia 220	46,956	4.322,73	0,19%	0,19%	0,439	238,48	-0,979	-1,260
26	CODINER	1	Temuco 220	47,048	4.286,39	3,06%	3,07%	3,494	1.829,03	-2,901	-3,133
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	64,464	3.997,36	0,03%	0,03%	0,067	34,60	-18,002	-18,085
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	64,464	3.997,36	7,00%	7,79%	13,742	6.910,96	-17,226	-18,085
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	46,939	3.945,98	1,95%	2,53%	1,897	1.146,56	-0,755	0,325
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	46,939	3.945,98	0,64%	0,83%	0,604	365,82	-0,755	0,325
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	46,939	3.945,98	0,40%	0,51%	0,526	315,08	-0,755	0,325
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	48,274	3.734,17	2,03%	2,54%	0,137	81,88	-1,943	-0,556
30	EMETAL	1	Itahue 154	48,274	3.734,17	3,80%	4,97%	3,858	2.336,16	-1,943	-0,556
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	63,382	4.091,51	0,69%	0,89%	0,575	344,70	-17,995	-17,142
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	63,382	4.091,51	1,89%	2,56%	3,643	2.199,48	-17,995	-17,142
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	67,601	4.070,36	3,52%	4,79%	6,467	3.911,65	-25,037	-25,252
33	COPELEC	1	Charrúa 220	37,669	3.768,13	3,78%	4,97%	4,345	2.629,29	5,965	5,750
34	COELCHA	1	Charrúa 220	49,205	3.838,83	2,46%	2,50%	2,455	1.271,90	-5,930	-6,143
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	53,214	4.228,98	3,00%	2,94%	4,901	2.668,20	-8,210	-8,423
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	56,926	4.230,99	2,79%	2,73%	4,622	2.516,59	-12,024	-12,237
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	55,350	4.245,09	1,37%	1,38%	3,833	2.335,80	-10,256	-10,458
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	55,350	4.245,09	0,02%	0,02%	0,035	19,65	-10,256	-10,458
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	48,387	4.282,70	1,15%	1,17%	3,157	1.955,75	-2,432	-2,641
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	40,383	3.975,58	12,03%	10,41%	12,006	7.291,76	14,635	14,403

Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, determina-

dos para cada concesionaria incorporando los cargos AC y AR, son los que se indican a continuación:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
3	ELECDA	2	90,357	11.648,90
4	EMELAT	1	72,645	7.011,58
6	CHILQUINTA	1	60,485	6.063,72
7	CONAFE A	1	69,763	8.657,27
7	CONAFE B	1	65,524	6.461,94
8	EMELCA	1	72,257	11.490,96
9	LITORAL	1	68,821	9.549,84
10	CHILECTRA	1	55,180	4.920,62
12	COLINA	1	57,116	6.473,97
13	TILITIL	1	61,509	8.342,26
14	PUENTE ALTO	1	60,278	5.305,89
15	LUZANDES	1	57,279	8.355,81
17	EMELECTRIC	1	65,211	6.285,13
17	EMELECTRIC	2	67,418	8.128,16
17	EMELECTRIC	3	63,815	7.066,72
18	CGED	1	58,415	5.925,33
18	CGED	2	59,389	6.308,58
18	CGED	3	58,855	5.633,28
18	CGED	4	59,181	6.033,20
18	CGED	5	56,813	5.149,80
18	CGED	6	59,042	6.248,30
21	COOPELAN	1	55,267	5.676,90
22	FRONTEL	1	59,157	7.037,75
23	SAESA	1	57,514	6.235,00
26	CODINER	1	56,194	6.247,01
28	E. CASABLANCA	1	72,065	11.255,51
29	COOP. CURICÓ	1	59,039	5.926,15
30	EMETAL	1	61,872	6.432,65
31	LUZLINARES	1	59,438	6.776,85
32	LUZPARRAL	1	58,541	8.176,98
33	COPELEC	1	56,533	6.584,70
34	COELCHA	1	54,072	5.206,70
35	SOCOEPA	1	58,633	7.021,51
36	COOPREL	1	58,244	6.863,09
39	LUZOSORNO	1	56,874	6.659,97
40	CRELL	1	56,804	6.288,56
42	ENELSA	1	78,995	11.681,20

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 alguno 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 del presente pliego 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. Para estos efectos, 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 de la componente AR_i^{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_i^{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 empresa distribuidora por ajuste o recargo, en [\$].
AR_i^{base}	:	Ajuste o recargo base establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, aplicable a los clientes sujetos a fijación de precios del sector de nudo “i” de la empresa, en conformidad con lo establecido en el número 2.1 [\$/kWh].
$EFACTAT_i$	:	Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector “i” de la empresa distribuidora, en [kWh].
$EFACTBT_i$	:	Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector “i” de la empresa distribuidora, en [kWh].
PEAT	:	Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 385.
PEBT	:	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 385.
NSN	:	Cantidad de sectores de nudo de la empresa distribuidora.

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 empresa, 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 empresas 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) El VTRS deberá ser transferido a las empresas con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las empresas 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 valorización de los recargos (VTRS) sea superior a la de los ajustes (VTAS), el monto total que deberán transferir las empresas que aplican recargos, será igual a VTAS.
- e) Las empresas 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 DP deberá contabilizar en cuentas individuales por empresa 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 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) y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a).

- 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 referidos a nivel troncal, 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, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el número 4.1 del presente decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación del presente decreto con respecto a los contratos de suministro modelados con información actualizada.

Los excedentes o déficit de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente decreto sobre los volúmenes de energía y potencia a que se refiere la letra h) del número 4.1, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1, y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulta de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en la letra h) del número 4.1 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 Sistema Interconectado Central, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficit de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171°.

4.3 Recaudación del Abono o Cargo por diferencia entre precio de nudo y costo marginal

En la oportunidad que las concesionarias de servicio público de distribución informen a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles las facturaciones correspondientes a cada mes, éstas deberán informar a la DP del CDEC respectivo los montos facturados por el abono o cargo por diferencia entre el precio de nudo y el costo marginal a que se refiere el número 1.3 del artículo primero del decreto 40.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

$$MFAC = AC \times (EFACTAT \times PEAT + EFACTBT \times PEAT \times PEBT)$$

Donde:

MFAC	:	Monto facturado por la empresa distribuidora, en [\$].
AC	:	Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del artículo 27° transitorio de la Ley, y determinados en el decreto 40, en [\$/kWh], correspondiente a 7,345 [\$/kWh].
EFACTAT	:	Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución, en [kWh]
EFACTBT	:	Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución, en [kWh]
PEAT	:	Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 385.
PEBT	:	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 385.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos cargos o abonos, resultantes de la aplicación del artículo 27° transitorio de la Ley, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o abono que en cada caso corresponda.

La DP del CDEC respectivo deberá establecer un balance que permita distribuir los montos recaudados conforme al presente numeral, entre las empresas suministradoras que corresponda.

4.4 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 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 y a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

4.5 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.

Artículo segundo: Modificase el decreto 22 y el decreto 23, en virtud de la entrada en vigencia del decreto 297 y el decreto 315, que fijan los precios a nivel de generación-transporte en los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén, respectivamente, según se indica a continuación:

1. Introdúzcanse las siguientes modificaciones al decreto 22:

a) En la segunda tabla del punto 2.1 del artículo primero donde dice:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re _i [%]	Rp _i [%]	Ke _i [\$/kWh]	Kp _i [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	40,325	4.401,21	0,37%	0,37%	0,712	387,09	6,915
23	SAESA	1	Cochamó	40,325	4.401,21	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	40,325	4.401,21	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	40,325	4.401,21	1,74%	1,39%	1,835	1.007,84	6,915
23	SAESA	1	Temuco 220	40,325	4.401,21	0,34%	0,33%	0,498	271,08	6,915
23	SAESA	1	Valdivia 220	40,325	4.401,21	0,17%	0,17%	0,379	206,24	6,915

Debe decir;

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re _i [%]	Rp _i [%]	Ke _i [\$/kWh]	Kp _i [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	40,401	4401,60	0,37%	0,37%	0,712	387,09	6,915
23	SAESA	1	Cochamó	40,401	4401,60	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	40,401	4401,60	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	40,401	4401,60	1,74%	1,39%	1,835	1.007,84	6,915
23	SAESA	1	Temuco 220	40,401	4401,60	0,34%	0,33%	0,498	271,08	6,915
23	SAESA	1	Valdivia 220	40,401	4401,60	0,17%	0,17%	0,379	206,24	6,915

b) En la tercera tabla del punto 2.1 del artículo primero donde dice:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
23	SAESA	1	59,894	6.372,93

Debe decir:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
23	SAESA	1	59,972	6.373,33

2. Introdúzcanse las siguientes modificaciones al decreto 23:

a) En la segunda tabla del punto 2.1 del artículo primero donde dice:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re _i [%]	Rp _i [%]	Ke _i [\$/kWh]	Kp _i [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	40,628	4.388,40	0,35%	0,35%	0,677	368,15	0,949
23	SAESA	1	Cochamó	40,628	4.388,40	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	40,628	4.388,40	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	40,628	4.388,40	1,80%	1,44%	1,913	1.050,51	0,949
23	SAESA	1	Temuco 220	40,628	4.388,40	0,37%	0,36%	0,538	292,75	0,949
23	SAESA	1	Valdivia 220	40,628	4.388,40	0,15%	0,16%	0,352	191,58	0,949

Debe decir:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re _i [%]	Rp _i [%]	Ke _i [\$/kWh]	Kp _i [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	40,712	4388,79	0,35%	0,35%	0,677	368,15	0,949
23	SAESA	1	Cochamó	40,712	4388,79	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	40,712	4388,79	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	40,712	4388,79	1,80%	1,44%	1,913	1.050,51	0,949
23	SAESA	1	Temuco 220	40,712	4388,79	0,37%	0,36%	0,538	292,75	0,949
23	SAESA	1	Valdivia 220	40,712	4388,79	0,15%	0,16%	0,352	191,58	0,949

b) En la tercera tabla del punto 2.1 del artículo primero donde dice:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
23	SAESA	1	54,315	6.392,76

Debe decir:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
23	SAESA	1	54,401	6.393,16

3. Los precios indicados en los numerales primero y segundo precedentes se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin

perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de noviembre de 2010 y 1° de enero de 2011, respectivamente, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley y de las reliquidaciones que sean necesarias, según el artículo 171° de la Ley.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Rodrigo Álvarez Zenteno, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Sergio del Campo F., Subsecretario de Energía.

FIJA PRECIOS DE REFERENCIA PARA COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y DETERMINA EL COMPONENTE VARIABLE PARA EL CÁLCULO DE LOS IMPUESTOS ESPECÍFICOS ESTABLECIDOS EN LA LEY N° 18.502

Núm. 341 exento.- Santiago, 20 de septiembre de 2011.- Vistos: Lo dispuesto en la ley N° 20.493; en el decreto supremo N° 332, de 2011, del Ministerio de Hacienda, que aprueba reglamento para la aplicación del Sistema de Protección al Contribuyente ante las Variaciones en los Precios Internacionales de los Combustibles, creado por el Título II de la ley N° 20.493, y otras materias; en el Of. Ord. N°350, de 2011, de la Comisión Nacional de Energía, y en la Resolución N°1600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y en uso de las facultades que me confiere la ley,

Decreto:

1.- Fíjanse los Precios de Referencia de los siguientes Combustibles derivados del Petróleo:

COMBUSTIBLE	Precios de referencia (todos en dólares de EE.UU de A./m3)		
	Inferior	Intermedio	Superior
Gasolina Automotriz	739,9	845,6	951,3
Petróleo Diesel	742,7	848,8	954,9
Gas Licuado de Petróleo de Consumo Vehicular	399,5	456,6	513,7

De acuerdo a lo establecido en el artículo 2° de la Ley N° 20.493, el valor de los parámetros “n”, “m” y “s” corresponderán para Gasolina Automotriz, Petróleo Diesel y Gas Licuado de Petróleo de Consumo Vehicular, a 30 semanas, 6 meses y 30 semanas.

2.- Los precios establecidos en el numeral precedente entrarán en vigencia el día jueves 22 de septiembre de 2011.

3.- En virtud de los artículos 2° y 3° de la ley N° 20.493, determinánse los siguientes Componentes Variables de los impuestos específicos establecidos en la Ley N° 18.502:

COMBUSTIBLE	Componente Variable (en UTM/m ³)
Gasolina Automotriz	0
Petróleo Diesel	0,0
Gas Licuado del Petróleo de Consumo Vehicular	0,00
Gas Natural Comprimido de Consumo Vehicular	0,00 x 1.000 = 0,00

4.- Los componentes variables establecidos en el numeral precedente entrarán en vigencia el día jueves 22 de septiembre de 2011.

5.- De conformidad con lo señalado en los numerales anteriores, determinánse las tasas de los Impuestos Específicos a los Combustibles establecidos en la ley N° 18.502, los cuales serán iguales a su componente base, considerando además el componente variable que puede ser sumado o restado según lo previsto en el artículo 3° de la ley N° 20.493.

Para la semana que comienza el día jueves 22 de septiembre de 2011, determinánse las referidas tasas en los siguientes valores: