



| | |
|--------------------|---|
| Tipo Norma | :Decreto 5; Decreto 5T |
| Fecha Publicación | :25-01-2018 |
| Fecha Promulgación | :10-08-2017 |
| Organismo | :MINISTERIO DE ENERGÍA |
| Título | :FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD |
| Tipo Versión | :Única De : 25-01-2018 |
| Inicio Vigencia | :25-01-2018 |
| Id Norma | :1114060 |
| URL | : https://www.leychile.cl/N?i=1114060&f=2018-01-25&p= |

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 5T.- Santiago, 10 de agosto de 2017.

Vistos:

1. Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República de Chile;
2. Lo dispuesto en el DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión";
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, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley";
4. Lo dispuesto en la ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional;
5. Lo señalado en el decreto supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones;
6. Lo establecido en el decreto supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos;
7. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo y sus modificaciones;
8. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 641, de fecha 30 de agosto de 2016, modificada por la resolución exenta N° 434, de fecha 9 de agosto de 2017, ambas de la Comisión Nacional de Energía, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, en adelante "RE 641";
9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 14, 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";
10. Lo señalado en el decreto supremo N° 7T, de 2015, del Ministerio de Energía, que extiende vigencia del decreto supremo N° 14, de 2012, del Ministerio de Energía, que Fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación;
11. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 1T, de 2017, del Ministerio de Energía, que ajusta lo dispuesto en el decreto supremo N° 14, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación de acuerdo a lo señalado en la Ley N° 20.936, en adelante "Decreto 1T";
12. Lo señalado en el artículo primero del decreto supremo N° 11T, de 2016, 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 indica;
13. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 2T, 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;
14. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 321, de fecha 21 de julio de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, que dicta Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, y sus modificaciones posteriores;
15. Lo señalado en la resolución exenta N° 214, de 27 de abril de 2017, de la



Comisión Nacional de Energía, que establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación que indica;

16. Lo señalado en la resolución exenta N° 413, de fecha 31 de julio de 2017, rectificadas mediante resoluciones exentas N° 444, de fecha 16 de agosto de 2017, y N° 633, de fecha 15 de noviembre de 2017, todas de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, remitidas a este Ministerio mediante los oficios CNE. Of. Ord. N° 408/2017, de fecha 31 de julio de 2017, CNE. Of. Ord. N° 440/2017, de fecha 17 de agosto de 2017 y CNE. Of. Ord. N° 620, de fecha 15 de noviembre de 2017, respectivamente; y

17. 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 los artículos 151° y 171° de la ley corresponde fijar los precios de nudo de corto plazo por decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República";

2. Que en el mismo sentido, el artículo 160° de la ley dispone que los precios de nudo de corto plazo deben ser fijados semestralmente y se reajustarán en las oportunidades que la ley determina;

3. Que, el artículo vigésimo transitorio de la ley N° 20.936 estableció que mientras los reglamentos emanados de la mencionada ley no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de la ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión;

4. Que mediante la RE N° 641, la Comisión estableció los plazos, requisitos y condiciones a los que deberá sujetarse el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo regulado en los artículos 160° y siguientes de la ley;

5. Que, la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 169° de la ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante sus oficios CNE Of. Ord. N° 408/2017, de fecha 31 de julio de 2017, CNE Of. Ord. N° 440/2017, de fecha 17 de agosto de 2017, y CNE Of. Ord. N° 620, de fecha 15 de noviembre de 2017, las resoluciones exentas N° 413, de fecha 31 de julio de 2017, N° 444, de fecha 16 de agosto de 2017, y N° 633, de fecha 15 de noviembre de 2017, que aprueba y rectifican el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, respectivamente;

6. Que el informe técnico señalado en el considerando anterior considera los dos sistemas eléctricos actualmente existentes, esto es el Sistema Interconectado Central ("SIC") y el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), como si fueran un solo sistema eléctrico, denominado Sistema Eléctrico Nacional ("SEN") en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la ley;

7. Que el mencionado informe técnico contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo de corto plazo, según lo establecido en el artículo 162° de la ley.

Decreto:

Artículo primero: Fíjense los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147° de la ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. 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 2017, conforme a lo dispuesto en el artículo 2° de la RE 641, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del artículo 171° de la ley.

1 PRECIOS DE NUDO

1.1 Precios básicos de nudo en subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional

A continuación se detallan los precios básicos por potencia de punta y por energía que se aplicarán a los suministros servidos en las subestaciones denominadas subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional y para los niveles de tensión que se indican.

.



| Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional | Subsistema | Tensión [kV] | Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes] | Precio Base de la Energía [\$/kWh] |
|---|----------------------|--------------|---|------------------------------------|
| Atacama | SEN-SING | 220 | 5.341,34 | 37,286 |
| Calama | SEN-SING | 220 | 5.531,33 | 38,340 |
| Chuquicamata | SEN-SING | 220 | 5.490,58 | 38,362 |
| Cóndores | SEN-SING | 220 | 5.684,43 | 39,299 |
| Crucero | SEN-SING | 220 | 5.374,93 | 37,621 |
| El Cobre | SEN-SING | 220 | 5.343,54 | 37,380 |
| El Tesoro | SEN-SING | 220 | 5.468,55 | 38,174 |
| Encuentro | SEN-SING | 220 | 5.372,18 | 37,606 |
| Esperanza SING | SEN-SING | 220 | 5.468,55 | 38,140 |
| Laberinto | SEN-SING | 220 | 5.339,13 | 37,305 |
| Lagunas | SEN-SING | 220 | 5.507,10 | 38,347 |
| Nueva Victoria | SEN-SING | 220 | 5.482,32 | 38,129 |
| O'Higgins | SEN-SING | 220 | 5.276,35 | 36,748 |
| Parinacota | SEN-SING | 220 | 5.905,81 | 40,371 |
| Pozo Almonte | SEN-SING | 220 | 5.597,42 | 38,689 |
| Tarapacá | SEN-SING | 220 | 5.518,66 | 38,313 |
| D. de Almagro | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.048,82 | 43,961 |
| Carrera Pinto | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.091,49 | 43,899 |
| Cardones | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.184,37 | 44,106 |
| Maitencillo | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.026,14 | 43,100 |
| Punta Colorada | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.870,76 | 44,457 |
| Pan de Azúcar | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.546,74 | 44,541 |
| Los Vilos | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.555,92 | 45,415 |
| Nogales | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.400,39 | 43,627 |
| Quillota | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.400,39 | 43,930 |
| Polpaico | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.392,83 | 43,552 |
| Los Maquis | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.498,68 | 44,593 |
| El llano | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.437,65 | 44,189 |
| Lampa | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.420,37 | 43,267 |
| Cerro Navia | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.435,49 | 43,526 |
| Chena | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.419,29 | 43,082 |
| Maipo | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.372,85 | 42,362 |
| Candelaria | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.373,39 | 41,773 |



| | | | | |
|--------------|----------------------|-----|-----------------|---------------|
| Colbún | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.211,92 | 40,372 |
| Alto Jahuel | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.357,19 | 42,665 |
| Melipilla | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.436,57 | 43,798 |
| Rapel | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.417,13 | 43,829 |
| Itahue | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.273,48 | 41,637 |
| Ancoa | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.202,20 | 41,567 |
| Charrúa | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.119,03 | 40,385 |
| Hualpén | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.161,69 | 40,271 |
| Lagunillas | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.154,67 | 40,143 |
| Cautín | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.148,19 | 40,358 |
| Temuco | SEN-SIC Centro-Norte | 220 | 5.162,77 | 40,960 |
| Los Ciruelos | SEN-SIC Sur | 220 | 4.927,40 | 36,572 |
| Valdivia | SEN-SIC Sur | 220 | 4.940,34 | 37,727 |
| Rahue | SEN-SIC Sur | 220 | 4.889,60 | 37,534 |
| Puerto Montt | SEN-SIC Sur | 220 | 4.974,16 | 38,131 |
| Melipulli | SEN-SIC Sur | 220 | 4.972,17 | 38,232 |
| Chiloé | SEN-SIC Sur | 220 | 5.024,90 | 39,199 |

1.2 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo son las siguientes:

Precio por potencia de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del SEN-SING y del SEN-SIC:

$$P_b = P_{b_0} \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

| Subsistema | Barra | Potencia [MW] | P _{b0} [\$/kW/mes] | PPI _{turb} COEF 1 | PPI COEF 2 | IPC COEF 3 |
|----------------------|------------------|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------|------------|
| SEN-SING | Lagunas 220 | 70 | 5.507,10 | 0,53933 | 0,08700 | 0,37367 |
| SEN-SIC Centro-Norte | Nogales 220 | 70 | 5.400,39 | 0,52949 | 0,09034 | 0,38017 |
| SEN-SIC Sur | Puerto Montt 220 | 70 | 4.974,16 | 0,55015 | 0,09837 | 0,35148 |

Precio de la energía de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional del SEN-SING:

$$\text{Precio Básico de Energía SEN – SING} \cdot \left(\frac{PMM_{1i}}{PMM_{10}} \right)$$

Precio de la energía de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional



del SEN-SIC:

$$\text{Precio Básico de Energía SEN - SIC} \cdot \left(\frac{PMM_{2i}}{PMM_{20}} \right)$$

En estas fórmulas:

- Pb: Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
Pbo: Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.
DOLi: Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
IPCi: Índices de precios al consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
PPIturbi: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, PCU333611333611) correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
PPIi: Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
DOLo: Dólar observado EEUU promedio del mes de mayo de 2017 publicado por el Banco Central (671,54 [\$/US\$]).
IPCo: Índice de precios al consumidor correspondiente a mayo de 2017 publicado por el INE (115,63). IPC determinado, en conformidad a lo estipulado en el Informe "Empalme de las Series del IPC y Factor de Reajustabilidad" publicado en enero 2014 por el Instituto Nacional de Estadísticas.
PPIturbo: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, PCU333611333611) correspondiente al mes de diciembre de 2016 (219,90).
PPIo: Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de diciembre de 2016 (188,20).
PMM1i:PMM2i: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del SEN - SING y del SEN - SIC, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio, expresado en [\$/kWh].
PMM1o,PMM2o: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del SEN - SING y del SEN - SIC, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que incluye los meses de enero de 2017 a abril de 2017 (PMM 1o : SEN-SING 60,052 [\$/kWh], PMM2o: SEN-SIC 62,162 [\$/kWh]).

A más tardar dentro de los primeros cinco días siguientes a la fecha en que se registre la indexación, la Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico el valor de PMM1i y PMM2i.

Los precios medios de los contratos considerados en el cálculo de PMM1i y PMM2i, serán indexados mediante el IPC correspondiente al mes anterior al que se registre la indexación.

Las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172° de la ley.

2 PRECIOS DE NUDO EN SUBESTACIONES DISTINTAS A LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Los precios de nudo en niveles de tensión diferentes a los señalados en el



numeral 1.1 del presente artículo se determinarán incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional que corresponda conforme se establece en el Decreto 14, ajustado de conformidad al Decreto 1T.

Para la determinación de los precios de nudo en puntos de compra destinados al abastecimiento de usuarios sometidos a regulación de precios de empresas distribuidoras que para su suministro utilicen líneas en tensiones de distribución de terceros, los precios establecidos conforme lo señalado en el inciso anterior deberán incrementarse de conformidad a lo señalado en las expresiones siguientes:

$$PNE_{Dx} = PNE_{SP} \cdot (1 + 0,29\% \cdot km)$$

$$PNP_{Dx} = PNP_{SP} + CBLPDx \cdot km$$

Donde:

- PNE_{Dx}: Precio de nudo de energía en el punto de compra de la empresa distribuidora.
 PNP_{Dx}: Precio de nudo de potencia en el punto de compra de la empresa distribuidora.
 PNE_{SP}: Precio de nudo de energía en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto 14, ajustado de conformidad al Decreto 1T.
 PNP_{SP}: Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto 14, ajustado de conformidad al Decreto 1T.
 CBLPD_x: Cargo de transporte de la potencia mediante líneas en tensión de distribución.
 km: Longitud total en kilómetros de las líneas en tensión de distribución desde la subestación primaria hasta el punto de compra de la empresa distribuidora.

El Cargo de transporte de la potencia CBLPD_x será el que a continuación se indica:

| Sistema Eléctrico Nacional | CBLPD _x [\$/kW/mes/km] |
|---------------------------------|--------------------------------------|
| Interconectado del Norte Grande | 109,58 |
| Interconectado Central | 145,13 |

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la resolución exenta N° 321, de fecha 21 de julio de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, que dicta Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, y sus modificaciones posteriores.

2.2 Precios de Nudo aplicables a las Inyecciones de PMG y PMGD

Tanto el precio de nudo de energía como el precio de nudo de potencia aplicables a las inyecciones efectuadas por los PMGD y PMG a que se refieren los artículos 41 y 54 respectivamente, del decreto supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, corresponderán al precio de nudo de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional más cercana. A estos efectos, la subestación del Sistema de Transmisión Nacional más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la subestación del Sistema de Transmisión Nacional respectiva, determinada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el "Coordinador".

3 DEFINICIONES



3.1 Cliente

Se considerará cliente a toda empresa de servicio público de distribución que esté recibiendo suministro eléctrico de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto.

3.2 Entrega y medida

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en un punto diferente al de entrega, la medida se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de entrega. Si el suministro se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por este concepto.

Si un mismo cliente recibe suministro en dos o más puntos de entrega, cada uno será facturado por separado a los precios de nudo en la subestación de generación-transporte correspondiente.

3.3 Horas de punta y fuera de punta del SEN

En el subsistema SEN-SING, para efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas -mientras rija el horario oficial de invierno- y entre las 19:00 y 24:00 horas -mientras rija el horario oficial de verano- de cada día de todos los meses del año, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo, o anteriores a un día lunes festivo. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta.

En el subsistema SEN-SING, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución, así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de distribución, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas -mientras rija el horario oficial de invierno- y entre las 19:00 y las 24:00 horas -mientras rija el horario oficial de verano- de cada día de todos los meses del año, exceptuándose, a solicitud del cliente, los días domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo, o anteriores a un día lunes festivo, siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

En los subsistemas SEN-SIC Centro-Norte y SEN-SIC -Sur, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses.

En los subsistemas SEN-SIC Centro-Norte y SEN-SIC -Sur, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de distribución, se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre exceptuándose a solicitud del cliente, los días sábados, domingos y festivos de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

4 DEMANDA MÁXIMA

4.1 Determinación de la demanda máxima y del cargo por demanda máxima

Los clientes podrán optar por cualquiera de los sistemas de facturación siguientes:

1. Demanda máxima leída
2. Potencia contratada

En el caso que un cliente no opte por uno de los sistemas de facturación mencionados, la empresa vendedora le aplicará el sistema de facturación de demanda máxima leída. En todo caso, para los efectos de calcular la demanda de facturación que se señala en el numeral 4.1.1 del presente artículo, la empresa vendedora considerará el promedio de las 52 demandas máximas leídas, en horas de punta o fuera de punta según corresponda, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, independientemente que en algunos de estos meses el cliente hubiere tenido otro suministrador. Si el cliente tuviere simultáneamente potencias contratadas con otros suministradores, estas potencias se restarán de la demanda de facturación calculada como se indicó anteriormente. Si el cliente estuviere acogido al sistema



de demanda máxima leída con varios suministradores simultáneamente, la demanda de facturación será prorrateada entre todos ellos en función de las potencias de suficiencia que tuvieren disponibles para abastecerlo. Estas potencias de suficiencia se determinarán conforme al decreto supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras, aprobada mediante resolución exenta N° 54, del 28 de enero de 2016, de la Comisión y de acuerdo al procedimiento del Coordinador.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cuyos precios de nudo se calculan sobre la base de los precios de nudo en la misma subestación del Sistema de Transmisión Nacional, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente se determinará conforme el aporte de cada punto de entrega a la demanda máxima del cliente, determinada ésta como la suma de las demandas individuales de cada punto de entrega. Las demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores y el cliente.

Los clientes tendrán el derecho de instalar a su cargo los equipos necesarios de medición y registro de demanda, en los grupos de puntos de compra cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma subestación del Sistema de Transmisión Nacional, para establecer mensualmente el factor de diversidad del grupo correspondiente. En este caso, la demanda máxima en horas de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta del grupo. Asimismo, la demanda máxima en horas fuera de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta en horas fuera de punta del grupo. La empresa vendedora tendrá acceso a los equipos para su control e inspección. Lo anterior será igualmente aplicable en el caso de más de un suministrador.

4.1.1. Demanda máxima leída

En esta modalidad de facturación se toman como referencia las demandas máximas leídas en horas de punta y en horas fuera de punta, aplicándose para el kW de demanda máxima leída en horas de punta el precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega. Adicionalmente la empresa compradora deberá convenir una potencia máxima conectada con la empresa vendedora.

En el caso que no existan o no hayan existido instrumentos que permitan obtener dichas demandas máximas directamente, la empresa vendedora las determinará mediante algún método adecuado.

Para los efectos de facturación se consideran los dos casos siguientes:

Caso a): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas de punta.

Caso b): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas fuera de punta.

Para la clasificación de las empresas distribuidoras en los casos a) o b) señalados anteriormente, se considerarán las demandas máximas leídas en los últimos 12 meses de consumo, incluido el mes que se factura.

Se entenderá por demanda máxima leída al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso a); la demanda de facturación, en la cual se basa el cargo mensual por demanda máxima, será el promedio de las 52 demandas máximas leídas durante las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso b), la facturación mensual de la demanda máxima incluirá los dos siguientes elementos que se sumarán en la factura:

1. Cargo por demanda máxima de punta, y
2. Cargo por demanda máxima fuera de punta

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima de punta, será el promedio de las 52 demandas máximas leídas durante las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima fuera de punta, será el promedio de las 52 demandas máximas leídas fuera de las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

El cargo por demanda máxima fuera de punta se aplicará a la diferencia entre



la demanda de facturación fuera de punta y la demanda de facturación de punta. El precio que se aplicará a esta diferencia de demandas máximas será establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora, y se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrarla.

Para cualquier empresa, ya sea clasificada en el caso a) o en el caso b), si la demanda de facturación, dentro o fuera de punta, sobrepasa la potencia conectada, cada kW de exceso sobre dicha potencia se cobrará al doble del precio establecido.

Adicionalmente, si la potencia conectada es excedida en más de 2 días, en el período de un año, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a redefinir la potencia conectada en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia conectada vigente y del máximo exceso registrado, y cobrar los aportes reembolsables correspondientes.

Si la empresa compradora no contara con un dispositivo de medida de demanda en horas de punta, se considerará como demanda máxima leída en horas de punta, la registrada en cualquiera de las horas de cada uno de los meses en que se han definido horas de punta conforme a lo señalado en el punto 3.3.

4.1.2 Potencia contratada

En esta modalidad de facturación, las empresas compradoras deberán contratar las demandas máximas que tendrán derecho a tomar en horas de punta o fuera de punta.

La contratación de las potencias regirá por un período mínimo de un año y se realizará bajo las siguientes condiciones generales:

Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce durante las horas de punta, deberán contratar una potencia de punta. Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce fuera de las horas de punta deberán contratar una potencia fuera de punta y una potencia de punta.

La potencia de punta contratada se facturará mensualmente al precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega.

A las empresas que contraten potencia fuera de punta, por aquella parte en que la potencia fuera de punta excede de la potencia de punta, se les aplicará un precio establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora.

Dicho precio se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrar la diferencia entre la potencia fuera de punta y la potencia de punta.

Si en cualquier mes las demandas máximas registradas sobrepasan las potencias de contrato respectivas, por aquella parte que las demandas máximas excedan la potencia de contrato, la empresa vendedora podrá aplicar, a ese mes, un precio igual al doble del estipulado.

De manera similar, si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora, excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.

Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 2 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 2 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que la contratada.

Se entenderá por exceso registrado a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia hasta el momento en que se efectúa recontractación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontractada será de 12 meses. Los clientes podrán recontractar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que regirá por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán



recontratar la potencia.

5 ENERGÍA REACTIVA

5.1 Cargo por factor de potencia

En cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, para cada una de las horas del período comprendido entre las 08:00 y 24:00 horas.
- Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.

Cuadro 5.1.1:

Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el SEN-SING
Según Nivel de Tensión de Punto de Compra

| Cociente entre Energía Reactiva Inductiva y Energía Activa [%] | Cargo para tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh] | Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV [\$/kVArh] | Cargo para tensión menor a 30 kV [\$/kVArh] |
|--|--|--|---|
| Desde 0 y hasta 20 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Sobre 20 y hasta 30 | 6,240 | 0,000 | 0,000 |
| Sobre 30 y hasta 40 | 11,235 | 11,235 | 0,000 |
| Sobre 40 y hasta 50 | 11,235 | 11,235 | 11,235 |
| Sobre 50 y hasta 80 | 14,972 | 14,972 | 14,972 |
| Sobre 80 | 18,706 | 18,706 | 18,706 |

Cuadro 5.1.2:

Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el SEN-SIC
Según Nivel de Tensión de Punto de Compra

| Cociente entre Energía Reactiva Inductiva y Energía Activa [%] | Cargo para tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh] | Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV [\$/kVArh] | Cargo para tensión menor a 30 kV [\$/kVArh] |
|--|--|--|---|
| Desde 0 y hasta 20 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Sobre 20 y hasta 30 | 6,293 | 0,000 | 0,000 |
| Sobre 30 y hasta 40 | 11,331 | 11,331 | 0,000 |
| Sobre 40 y hasta 50 | 11,331 | 11,331 | 11,331 |
| Sobre 50 y hasta 80 | 15,099 | 15,099 | 15,099 |
| Sobre 80 | 18,867 | 18,867 | 18,867 |

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, se deberá realizar considerando el desglose del cociente entre la energía reactiva inductiva y energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cociente exceda el rango exento de pago, comprendido entre 0% y 20%, sólo se deberá aplicar el cargo al exceso por sobre el 20%. Dicho exceso deberá dividirse en cada uno de los rangos indicados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, pagando el valor del rango respectivo, hasta alcanzar el valor total del cociente.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, el Coordinador deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, según corresponda.

5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual.

La facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.

5.3 Facturación de la energía reactiva



El cargo de energía por energía reactiva que se aplique a la facturación de un mes cualquiera, será el más alto que resulte de comparar los cargos calculados de acuerdo con los numerales 5.1 y 5.2 precedentes.

6 PAGO DE LAS FACTURAS

Los clientes deberán pagar las facturas dentro del plazo de 20 días a contar de la fecha de su emisión, en la forma que acuerden con la entidad suministradora.

7 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.

Artículo segundo: Establézcanse, para efectos de determinar los precios en los puntos de compra resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la ley y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la ley, los siguientes factores de modulación de referencia:

.



| Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional | Tensión [kV] | Factores de Modulación | |
|---|--------------|------------------------|---------|
| | | Potencia | Energía |
| Atacama | 220 | 0,9905 | 0,8561 |
| Calama | 220 | 1,0257 | 0,8803 |
| Chuquicamata | 220 | 1,0181 | 0,8808 |
| Cóndores | 220 | 1,0541 | 0,9023 |
| Crucero | 220 | 0,9967 | 0,8638 |
| El Cobre | 220 | 0,9909 | 0,8583 |
| El Tesoro | 220 | 1,0140 | 0,8765 |
| Encuentro | 220 | 0,9962 | 0,8635 |
| Esperanza SING | 220 | 1,0140 | 0,8757 |
| Laberinto | 220 | 0,9900 | 0,8566 |
| Lagunas | 220 | 1,0212 | 0,8805 |
| María Elena | 220 | 0,9977 | 0,8642 |
| Quillagua | 220 | 1,0073 | 0,8708 |
| Salar | 220 | 1,0170 | 0,8794 |
| Nueva Victoria | 220 | 1,0166 | 0,8755 |
| O'Higgins | 220 | 0,9784 | 0,8438 |
| Parinacota | 220 | 1,0951 | 0,9270 |
| Pozo Almonte | 220 | 1,0379 | 0,8883 |
| Tarapacá | 220 | 1,0233 | 0,8797 |
| D. de Almagro | 220 | 0,9362 | 1,0094 |
| Carrera Pinto | 220 | 0,9441 | 1,0080 |
| San Andrés | 220 | 0,9541 | 1,0101 |
| Cardones | 220 | 0,9613 | 1,0127 |
| Maitencillo | 220 | 0,9320 | 0,9896 |
| Punta Colorada | 220 | 1,0886 | 1,0208 |
| Pan de Azúcar | 220 | 1,0285 | 1,0227 |
| Don Goyo | 220 | 1,0253 | 1,0206 |
| La Cebada | 220 | 1,0230 | 1,0191 |
| Las Palmas | 220 | 1,0220 | 1,0189 |
| Los Vilos | 220 | 1,0302 | 1,0428 |
| Nogales | 220 | 1,0014 | 1,0017 |
| Quillota | 220 | 1,0014 | 1,0087 |
| Polpaico | 500 | 0,9998 | 1,0091 |
| Polpaico | 220 | 1,0000 | 1,0000 |
| Los Maquis | 220 | 1,0196 | 1,0239 |
| El Llano | 220 | 1,0083 | 1,0146 |



| Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional | Tensión [kV] | Factores de Modulación | |
|---|--------------|------------------------|---------|
| | | Potencia | Energía |
| Lampa | 220 | 1,0051 | 0,9934 |
| Cerro Navia | 220 | 1,0079 | 0,9994 |
| Chena | 220 | 1,0049 | 0,9892 |
| El Rodeo | 220 | 0,9949 | 0,9822 |
| Paine | 154 | 0,9964 | 0,9839 |
| Rancagua | 154 | 1,0176 | 0,9894 |
| Punta Cortés | 154 | 1,0098 | 0,9732 |
| Tilcoco | 154 | 1,0050 | 0,9692 |
| San Fernando | 154 | 1,0175 | 0,9866 |
| Teno | 154 | 0,9937 | 0,9673 |
| Itahue | 154 | 0,9779 | 0,9560 |
| Maipo | 220 | 0,9963 | 0,9727 |
| Candelaria | 220 | 0,9964 | 0,9591 |
| Colbún | 220 | 0,9665 | 0,9270 |
| Alto Jahuel | 220 | 0,9934 | 0,9796 |
| Alto Jahuel | 500 | 0,9889 | 0,9666 |
| Melipilla | 220 | 1,0081 | 1,0056 |
| Rapel | 220 | 1,0045 | 1,0064 |
| Itahue | 220 | 0,9779 | 0,9560 |
| Ancoa | 500 | 0,9674 | 0,9564 |
| Ancoa | 220 | 0,9647 | 0,9544 |
| Charrúa | 220 | 0,9492 | 0,9273 |
| Charrúa | 500 | 0,9533 | 0,9305 |
| Hualpén | 220 | 0,9571 | 0,9247 |
| Lagunillas | 220 | 0,9558 | 0,9217 |
| El Rosal | 220 | 0,9498 | 0,9282 |
| Cautín | 220 | 0,9546 | 0,9267 |
| Temuco | 220 | 0,9573 | 0,9405 |
| Duqueco | 220 | 0,9523 | 0,9338 |
| Los Ciruelos | 220 | 0,9137 | 0,8397 |
| Valdivia | 220 | 0,9161 | 0,8662 |
| Rahue | 220 | 0,9067 | 0,8618 |
| Pichirrague | 220 | 0,9085 | 0,8578 |
| Puerto Montt | 220 | 0,9224 | 0,8755 |
| Melipulli | 220 | 0,9220 | 0,8778 |
| Chiloé | 220 | 0,9318 | 0,9000 |

Para determinar los precios en los puntos de compra a que se refiere el inciso primero de este artículo, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de compra respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la potencia establecidos en el cuadro anterior.

Del mismo modo, para determinar los precios de energía en los puntos de compra, para cada punto de oferta, el precio de energía que resulte de las licitaciones respectivas para el punto de oferta se deberá ponderar por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de compra respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del



precio de la energía establecidos en el cuadro anterior.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Andrés Rebolledo Smitmans, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Loreto Cortés Alvear, Jefa División Jurídica (S), Subsecretaría de Energía.