

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 42.275

Viernes 8 de Febrero de 2019

Página 1 de 11

Normas Generales

CVE 1543135

MINISTERIO DE ENERGÍA

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 12T.- Santiago, 24 de agosto de 2018.

Vistos:

Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República; en el decreto ley N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”; 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”; en la Ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional; 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; 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; 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; en la resolución exenta N° 641, de 30 de agosto de 2016, modificada por las resoluciones exentas N° 434, de 9 de agosto de 2017 y N° 603, de 25 de octubre de 2017, todas de la Comisión Nacional de Energía, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, en adelante e indistintamente la “RE 641”; 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 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; 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 e indistintamente el “Decreto 1T”; 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, actualizado por el decreto supremo N° 5T, de 7 de marzo de 2018, del Ministerio de Energía, en adelante “DS 11T/2016”; en el decreto supremo N° 4T, de 2018, 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 “DS 4T/2018”; en la resolución exenta N° 299, de 26 de abril de 2018, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de conformidad al artículo 34° del decreto supremo N° 11, de 2017, del Ministerio de Energía y aprueba texto refundido y sistematizado de dicha norma técnica, en adelante “RE N° 299 de 2018”; en la resolución exenta N° 306, de 27 de abril de 2018, de la Comisión Nacional de Energía, que establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación que indica; en la resolución exenta N° 557, de 31 de julio de 2018, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2018, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, rectificada por las resoluciones exentas N° 597, de fecha 17 de agosto de 2018, de la Comisión, remitidas a este Ministerio mediante los oficios CNE. Of. Ord. N° 430/2018, de fecha 31 de julio de 2018 y CNE. Of. Ord. N°473/2018, de fecha 17 de agosto de 2018, respectivamente y por la resolución exenta N° 795, de 17 de diciembre de 2018; en los antecedentes acompañados mediante los oficios CNE.

Of. Ord. N° 434/2018, de fecha 1° de agosto de 2018, CNE. Of. Ord. N° 475/2018, de fecha 17 de agosto de 2018 y CNE. Of. Ord. N° 721, de fecha 19 de diciembre de 2018; en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República; y

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 e indistintamente la “Comisión”;
4. Que, mediante la RE N° 641, la Comisión estableció los plazos, requisitos y condiciones a lo 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° 430/2018, de fecha 31 de julio de 2018 y CNE Of. Ord. N° 473/2018, de fecha 17 de agosto de 2018, las resoluciones exentas N° 557, de 31 de julio de 2018, que Aprueba el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2018, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional y N° 597, de fecha 17 de agosto de 2018, rectificatoria de la anterior, rectificada posteriormente por la resolución exenta N° 795, de 17 de diciembre de 2018, de la Comisión;
6. Que, el informe técnico señalado en el considerando anterior, en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la ley, y de acuerdo a lo dispuesto en la resolución exenta N° 668, de 21 de noviembre de 2017, de la Comisión, que da por conformado el Sistema Eléctrico Nacional, a partir de la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante, “SING”) con el Sistema Interconectado Central (en adelante, “SIC”), considera la existencia del denominado Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”) para la determinación de los precios de nudo de corto plazo;
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 2018, 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	Norte Grande	220	5.064,23	41,235
Calama	Norte Grande	220	5.127,09	41,816
Chuquicamata	Norte Grande	220	5.054,96	41,654
Cóndores	Norte Grande	220	5.334,22	43,334
Crucero	Norte Grande	220	4.972,52	40,842
El Cobre	Norte Grande	220	5.048,78	41,236

El Tesoro	Norte Grande	220	5.162,64	42,291
Encuentro	Norte Grande	220	5.022,50	40,985
Esperanza SING	Norte Grande	220	5.116,79	41,975
Laberinto	Norte Grande	220	5.060,63	41,321
Lagunas	Norte Grande	220	5.152,34	42,200
Nueva Victoria	Norte Grande	220	5.127,61	42,098
O'Higgins	Norte Grande	220	4.982,31	40,764
Parinacota	Norte Grande	220	5.534,13	44,877
Pozo Almonte	Norte Grande	220	5.193,04	42,314
Tarapacá	Norte Grande	220	5.094,63	42,062
D. de Almagro	Centro - Norte	220	4.900,02	38,838
Carrera Pinto	Centro - Norte	220	4.950,34	39,041
Cardones	Centro - Norte	220	5.030,04	39,264
Maitencillo	Centro - Norte	220	4.947,84	38,581
Punta Colorada	Centro - Norte	220	5.000,65	39,398
Pan de Azúcar	Centro - Norte	220	5.184,97	39,398
Los Vilos	Centro - Norte	220	5.142,63	37,061
Nogales	Centro - Norte	220	4.981,72	38,758
Quillota	Centro - Norte	220	5.218,35	39,173
Polpaico	Centro - Norte	220	5.148,11	38,987
Los Maquis	Centro - Norte	220	5.209,38	39,835
El Llano	Centro - Norte	220	5.189,46	38,620
Lampa	Centro - Norte	220	5.232,30	38,591
Cerro Navia	Centro - Norte	220	5.213,37	39,323
Chena	Centro - Norte	220	5.213,87	39,231
Maipo	Centro - Norte	220	5.101,78	38,638
Candelaria	Centro - Norte	220	5.168,04	37,959
Colbún	Centro - Norte	220	5.025,06	37,042
Alto Jahuel	Centro - Norte	220	5.101,78	38,641
Melipilla	Centro - Norte	220	5.237,78	39,333
Rapel	Centro - Norte	220	5.197,93	39,271
Itahue	Centro - Norte	220	4.975,24	37,383
Ancoa	Centro - Norte	220	5.050,47	37,627
Charrúa	Centro - Norte	220	4.902,01	36,583
Hualpén	Centro - Norte	220	4.989,69	37,119
Lagunillas	Centro - Norte	220	4.948,34	36,848
Temuco	Centro - Norte	220	4.902,51	36,890
Cautín	Centro - Norte	220	4.938,88	36,677
Los Ciruelos	Sur	220	4.671,70	35,860
Valdivia	Sur	220	4.685,41	35,926
Rahue	Sur	220	4.391,09	38,049
Puerto Montt	Sur	220	4.570,24	38,628
Melipulli	Sur	220	4.571,15	38,629
Chiloé	Sur	220	4.650,22	39,894

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:

$$Pb = Pb_0 \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_o}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb ₀ [\$/kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
Norte Grande	Lagunas 220	70	5.152,34	0,51109	0,09246	0,39645
Centro - Norte	Nogales 220	70	4.981,72	0,49969	0,09563	0,40468
Sur	Puerto Montt 220	70	4.570,24	0,52050	0,10438	0,37512

Precio de la energía de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional:

$$\text{Precio Básico de Energía} \cdot \left(\frac{PMM_i}{PMM_0} \right)$$

En estas fórmulas:

- Pb : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
- Pb₀ : Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.
- DOL_i : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
- IPC_i : Índices de Precios al Consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación (Base 2013=100).
- PPI_{turb_i} : 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.
- PPI_i : 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.
- DOL₀ : Dólar observado EEUU promedio del mes de mayo de 2018 publicado por el Banco Central (626,12 [\$/US\$]).
- IPC₀ : Índice de Precios al Consumidor correspondiente a mayo de 2018 publicado por el INE (117,99). 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 (Base 2013=100).
- PPI_{turb₀} : 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 2017 (204,50).
- PPI₀ : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de diciembre de 2017 (196,30).
- PMM_i : 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, por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio, expresado en [\$/kWh].
- PMM₀ : 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, por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses, que incluye los meses de enero de 2018 a abril de 2018 (PMM₀: 59,114 [\$/kWh]).

A más tardar el tercer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del PPM_i respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.
Los precios medios de los contratos considerados en el cálculo de PMM_i 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, aplicando, los factores de referenciación; y los factores esperados de pérdidas de energía y potencia; definidos por Coordinador, de acuerdo a lo señalado en los artículos 23 y 25 de la resolución N° 703 de 2018, de la Comisión Nacional de Energía, según corresponda.
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 aplicando factores de referenciación, así como los factores esperados de pérdidas de energía, definidos por el Coordinador, según corresponda.
PNP_SP : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado aplicando factores de referenciación, así como los factores esperados de pérdidas de energía, definidos por el Coordinador, según corresponda.
CBLPDx : 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 CBLPDx será el que a continuación se indica:

Sistema Eléctrico Nacional	CBLPDx [\$/kW/mes/km]
Interconectado del Norte Grande	112,91
Interconectado Central	149,54

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la RE N° 299, de 2018.

2.2 Precio 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 respectiva del Sistema de Transmisión Nacional, 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 Norte Grande, 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 Norte Grande, 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 Centro-Norte y 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 Centro-Norte y 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, la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras, aprobada mediante resolución exenta N° 54, de 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 recontractar 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 o de otra empresa distribuidora de servicio público, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- a) Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva;
- b) Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa;
- c) 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 hrs;
- d) 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	6,442	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,598	11,598	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,598	11,598	11,598
Sobre 50 y hasta 80	15,455	15,455	15,455
Sobre 80	19,310	19,310	19,310

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	6,496	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,696	11,696	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,696	11,696	11,696
Sobre 50 y hasta 80	15,587	15,587	15,587
Sobre 80	19,476	19,476	19,476

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 de clientes 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.

La facturación por consumos efectuados en instalaciones de los clientes definidos en el DS 11T/2016 o el que lo reemplace y en el DS 4T/2018 o el que lo reemplace, 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. En el caso de los clientes en baja tensión cuyas tarifas correspondan a aquellas destinadas a usuarios residenciales definidos en el DS 11T/2016 o el que lo reemplace, la facturación se cargará en un 0%. La metodología de medición y cálculo del factor de potencia será la establecida en la normativa técnica aplicable al segmento de distribución.

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, párrafo primero 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	0,9837	1,0577
Calama	220	0,9959	1,0726
Chuquicamata	220	0,9819	1,0684
Cóndores	220	1,0362	1,1115
Crucero	220	0,9659	1,0476
El Cobre	220	0,9807	1,0577
El Tesoro	220	1,0028	1,0847
Encuentro	220	0,9756	1,0513
Esperanza SING	220	0,9939	1,0767
Laberinto	220	0,9830	1,0599
Lagunas	220	1,0008	1,0824
María Elena	220	0,9696	1,0497
Quillagua	220	0,9875	1,0636
Salar	220	0,9829	1,0660
Nueva Victoria	220	0,9960	1,0798
O'Higgins	220	0,9678	1,0456
Parinacota	220	1,0750	1,1511
Pozo Almonte	220	1,0087	1,0853
Tarapacá	220	0,9896	1,0789
D. de Almagro	220	0,9518	0,9962
Carrera Pinto	220	0,9616	1,0014
San Andrés	220	0,9702	1,0043
Cardones	220	0,9771	1,0071
Maitencillo	220	0,9611	0,9896
Punta Colorada	220	0,9714	1,0105
Pan de Azúcar	220	1,0072	1,0105
Don Goyo	220	0,9925	0,9412
La Cebada	220	0,9833	0,9314
Las Palmas	220	0,9862	0,9343
Los Vilos	220	0,9989	0,9506
Nogales	220	0,9677	0,9941
Quillota	220	1,0136	1,0048
Polpaico	500	1,0092	1,0031
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Los Maquis	220	1,0119	1,0217
El Llano	220	1,0080	0,9906
Lampa	220	1,0164	0,9899
Cerro Navia	220	1,0127	1,0086
Chena	220	1,0128	1,0063
El Rodeo	220	0,9967	0,9970
Paine	154	1,0050	1,0031
Rancagua	154	1,0051	0,9988
Punta Cortés	154	1,0009	0,9960
Tilcoco	154	0,9944	0,9903
San Fernando	154	0,9842	0,9822
Teno	154	0,9788	0,9711
Itahue	154	0,9635	0,9558
Maipo	220	0,9910	0,9910
Candelaria	220	1,0039	0,9736
Colbún	220	0,9761	0,9501
Alto Jahuel	220	0,9910	0,9911
Alto Jahuel	500	0,9885	0,9867
Melipilla	220	1,0174	1,0089
Rapel	220	1,0097	1,0073
Itahue	220	0,9664	0,9589
Ancoa	500	0,9875	0,9703
Ancoa	220	0,9810	0,9651
Charrúa	220	0,9522	0,9383
Charrúa	500	0,9536	0,9396
Hualpén	220	0,9692	0,9521
Lagunillas	220	0,9612	0,9451
El Rosal	220	0,9501	0,9370
Temuco	220	0,9523	0,9462
Duqueco	220	0,9356	0,9376
Cautín	220	0,9594	0,9408
Los Ciruelos	220	0,9075	0,9198
Valdivia	220	0,9101	0,9215
Rahue	220	0,8530	0,9759
Puerto Montt	220	0,8878	0,9908
Melipulli	220	0,8879	0,9908
Chiloé	220	0,9033	1,0233

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 del Presidente de la República, Susana Jiménez Schuster, Ministra de Energía.

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

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
División de Infraestructura y Regulación

Cursa con alcances el decreto N° 12T, de 2018, del Ministerio de Energía

N° 3.535.- Santiago, 1 de febrero de 2019.

La Contraloría General ha dado curso al instrumento del rubro, que fija precios de nudo para suministro de electricidad.

Sin embargo, cumple con hacer presente que la referencia a la expresión “PPM_i”, efectuada en el antepenúltimo párrafo del numeral 1.2 del artículo primero del decreto en examen, debe entenderse realizada al término “PMM_i”.

También, que la alusión a los “factores esperados de pérdidas de energía”, contenida en la definición del concepto “PNP_SP” que se señala en el numeral 2 del nombrado artículo primero, debe entenderse hecha a los “factores esperados de pérdidas de potencia”.

Por último, corresponde precisar que la resolución N° 703, de 2018, de la Comisión Nacional de Energía, citada en el párrafo primero del antedicho numeral 2, es exenta, aspecto que se ha omitido consignar.

Saluda atentamente a Ud., Dorothy Pérez Gutiérrez, Contralora General de la República (S).

A la señora
Ministra de Energía
Presente.