
LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 42.626

Martes 7 de Abril de 2020

Página 1 de 12

Normas Generales

CVE 1749147

MINISTERIO DE ENERGÍA

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 2T.- Santiago, 10 de febrero de 2020.

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, de la Comisión, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente la “RE 641”; 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° 786, de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión, que aprueba modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y aprueba texto refundido y sistematizado de dicha norma técnica, en adelante “RE N° 786 de 2019”; en la resolución exenta N° 29, de fecha 30 de enero de 2020, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2020, para la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, remitida a este Ministerio mediante oficio CNE Of. Ord. N° 78/2020, de fecha 30 de enero de 2020; en los antecedentes acompañados mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 76/2020, de fecha 30 de enero de 2020; en la resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República; en la resolución exenta N° 107, de 1° de abril de 2020, de la Comisión, que Modifica Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado mediante resolución exenta N° 29, de fecha 30 de enero de 2020; y

CVE 1749147

Director: Juan Jorge Lazo Rodríguez
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: +562 2486 3600 Email: consultas@diarioficial.cl
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

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;

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 oficio CNE Of. Ord. N° 78/2020, de fecha 30 de enero de 2020, la resolución exenta N° 29, de fecha 30 de enero de 2020, de la Comisión, que aprueba el Informe Técnico Definitivo, de enero de 2020, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, modificada por la resolución exenta N° 107, de 1° de abril de 2020, de la Comisión, que Modifica Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado mediante resolución exenta N° 29, de fecha 30 de enero de 2020;

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 abril de 2020, 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	Centro - Norte	220	5.576,72	42,513
Calama	Centro - Norte	220	5.340,24	39,345
Chuquicamata	Centro - Norte	220	5.757,84	45,936
Cóndores	Centro - Norte	220	5.690,44	43,731
Crucero	Centro - Norte	220	5.534,00	42,199
El Cobre	Centro - Norte	220	5.660,36	43,493
El Tesoro	Centro - Norte	220	5.715,72	43,436
Encuentro	Centro - Norte	220	5.599,58	42,654
Esperanza SING	Centro - Norte	220	5.717,52	43,420
Laberinto	Centro - Norte	220	5.632,68	42,801
Lagunas	Centro - Norte	220	5.499,70	41,749
Nueva Victoria	Centro - Norte	220	5.489,47	41,647
O'Higgins	Centro - Norte	220	5.604,40	42,355
Parinacota	Centro - Norte	220	5.772,88	44,790
Pozo Almonte	Centro - Norte	220	5.623,05	44,288
Tarapacá	Centro - Norte	220	5.530,39	41,985
D. de Almagro	Centro - Norte	220	5.484,05	38,647
Carrera Pinto	Centro - Norte	220	5.666,98	40,640
Cardones	Centro - Norte	220	5.792,74	41,836
Maitencillo	Centro - Norte	220	5.725,94	40,694
Punta Colorada	Centro - Norte	220	5.752,42	40,727
Pan de Azúcar	Centro - Norte	220	5.898,64	41,543
Los Vilos	Centro - Norte	220	6.065,91	42,382
Nogales	Centro - Norte	220	6.017,18	40,860
Quillota	Centro - Norte	220	6.256,66	42,724
Polpaico	Centro - Norte	220	6.167,00	42,315
Los Maquis	Centro - Norte	220	6.245,23	42,643
El Llano	Centro - Norte	220	6.256,66	43,059
Lampa	Centro - Norte	220	6.212,73	42,517
Cerro Navia	Centro - Norte	220	6.238,01	42,467
Chena	Centro - Norte	220	6.247,03	42,004
Maipo	Centro - Norte	220	6.188,67	41,296
Candelaria	Centro - Norte	220	6.167,00	41,963
Colbún	Centro - Norte	220	6.044,25	41,093
Alto Jahuel	Centro - Norte	220	6.189,27	41,298
Melipilla	Centro - Norte	220	6.266,89	41,888
Rapel	Centro - Norte	220	5.869,75	40,785
Itahue	Centro - Norte	220	6.112,85	39,465
Ancoa	Centro - Norte	220	6.044,25	41,093
Charrúa	Centro - Norte	220	5.983,48	39,405
Hualpén	Centro - Norte	220	6.060,50	39,876
Lagunillas	Centro - Norte	220	6.021,39	39,640
Temuco	Centro - Norte	220	5.882,39	39,291
Cautín	Centro - Norte	220	5.890,21	39,453
Ciruelos	Sur	220	5.806,42	37,825
Valdivia	Sur	220	6.009,92	38,788
Rahue	Sur	220	5.490,05	35,797
Puerto Montt	Sur	220	5.560,11	35,633
Melipulli	Sur	220	5.560,11	35,633
Chiloé	Sur	220	5.584,02	35,909

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:

$$Pb[($/kW)/mes] = Pb_0 \left[\frac{Dol_i}{Dol_0} \left(Coef_1 \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	Pb ₀	PPIturb	PPI	IPC
		[MW]	[\$/kW/mes]	COEF 1	COEF 2	COEF 3
Centro - Norte	Nogales 220	70	6.017,18	0,52388	0,09410	0,38202
Sur	Puerto Montt 220	70	5.560,11	0,54447	0,10249	0,35304

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

$$\text{Precio energía} = \text{Precio base} \left[\frac{PMM_i}{PMM_0} \right]$$

En estas fórmulas:

- Pb : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
- Pb_o : 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.
- Dol_o : Dólar observado EEUU promedio del mes de noviembre de 2019 publicado por el Banco Central (776,53 [\$/US\$]).
- IPC_o : Índice de precios al consumidor correspondiente a noviembre de 2019 publicado por el INE (122,90). 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_{turb_o} : 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 junio de 2019 (222,30).
- PPI_o : Producer Price Index - Commodities, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de junio de 2019 (200,30).
- 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].
- PMM_o : 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 establecida en la normativa vigente. Para la presente fijación este valor corresponde a 68,784 \$/kWh.

A más tardar el tercer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del PMM_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 el Coordinador, de acuerdo a lo señalado en los artículos 23 y 25 de la resolución N° 703 de 2018, de la Comisión, 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 los 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 los factores de referenciación, así como los factores esperados de pérdidas de potencia, definidos por el Coordinador, según corresponda.
- 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	119,70
Interconectado Central	158,53

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la RE N° 786 de 2019.

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 SEN, 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 22:00 horas durante los meses de junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta.

En el SEN, 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 22:00 horas de cada día de los meses de 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. Sin perjuicio de lo anterior, para los clientes definidos en el DS 11T/2016 y en el DS 4T/2018, o el decreto que los reemplace, cuya opción tarifaria cuente con la modalidad de medición de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta, se considerará a los meses de abril y/o mayo como meses que contienen horas de punta en el período de horas señalado, sólo si la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en uno o en ambos de los meses antes señalados, según corresponda, fuese inferior al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior, a saber, los meses de abril a septiembre del año calendario anterior.

Sin perjuicio de lo anterior, para efectos de la disposición establecida en el numeral 7.9 del Artículo 1 del DS 11T/2016, se considerará que los meses en que se han definido horas de punta son todos los meses del año en el SEN-SING, y los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre en el SEN-SIC.

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 registrará 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 recontratar 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 recontratar 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:

- 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 hrs;
- 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	0	0
Sobre 20 y hasta 30	8,241	0	0
Sobre 30 y hasta 40	14,836	14,836	0
Sobre 40 y hasta 50	14,836	14,836	14,836
Sobre 50 y hasta 80	19,770	19,770	19,770
Sobre 80	24,701	24,701	24,701

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	0	0
Sobre 20 y hasta 30	8,309	0	0
Sobre 30 y hasta 40	14,962	14,962	0
Sobre 40 y hasta 50	14,962	14,962	14,962
Sobre 50 y hasta 80	19,939	19,939	19,939
Sobre 80	24,913	24,913	24,913

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	0,9043	1,0047
Calama	220	0,8659	0,9298
Chuquicamata	220	0,9337	1,0856
Cóndores	220	0,9227	1,0335
Crucero	220	0,8974	0,9973
El Cobre	220	0,9178	1,0279
El Tesoro	220	0,9268	1,0265
Encuentro	220	0,9080	1,0080
Esperanza Sing	220	0,9271	1,0261

Laberinto	220	0,9134	1,0115
Lagunas	220	0,8918	0,9866
Maria Elena	220	0,8943	1,0112
Quillagua	220	0,8879	1,0002
Salar	220	0,8700	0,9544
Nueva Victoria	220	0,8901	0,9842
O'higgins	220	0,9088	1,0010
Parinacota	220	0,9361	1,0585
Pozo Almonte	220	0,9118	1,0466
Tarapacá	220	0,8968	0,9922
D, De Almagro	220	0,8893	0,9133
Carrera Pinto	220	0,9189	0,9604
San Andres	220	0,9279	0,9732
Cardones	220	0,9393	0,9887
Maitencillo	220	0,9285	0,9617
Punta Colorada	220	0,9328	0,9625
Pan De Azúcar	220	0,9565	0,9818
Don Goyo	220	0,9588	0,9854
La Cebada	220	0,9561	0,9781
Las Palmas	220	0,9794	1,0012
Los Vilos	220	0,9836	1,0016
Nogales	220	0,9757	0,9656
Quillota	220	1,0145	1,0097
Polpaico	500	1,0084	1,0046
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Los Maquis	220	1,0127	1,0078
El Llano	220	1,0145	1,0176
Lampa	220	1,0074	1,0048
Cerro Navía	220	1,0115	1,0036
Chena	220	1,0130	0,9927
El Rodeo	220	1,0058	0,9788
Paine	154	1,0156	1,0192
Rancagua	154	1,0174	1,0349
Punta Cortes	154	1,0137	1,0182
Tilcoco	154	1,0078	1,0056
San Fernando	154	1,0033	0,9930
Teno	154	1,0023	0,9932
Itahue	154	0,9908	0,9351
Maipo	220	1,0035	0,9759
Candelaria	220	1,0000	0,9917
Colbún	220	0,9801	0,9711
Alto Jahuel	220	1,0036	0,9760
Alto Jahuel	500	1,0016	0,9724
Melipilla	220	1,0162	0,9899
Rapel	220	0,9518	0,9638
Itahue	220	0,9912	0,9327
Ancoa	500	0,9841	0,9721
Ancoa	220	0,9801	0,9711
Charrúa	220	0,9702	0,9312
Charrúa	500	0,9717	0,9350
Hualpén	220	0,9827	0,9424
Lagunillas	220	0,9764	0,9368
El Rosal	220	0,9690	0,9298
Temuco	220	0,9538	0,9286
Duqueco	220	0,9521	0,9225
Cautín	220	0,9551	0,9324
Ciruelos	220	0,9415	0,8939
Valdivia	220	0,9745	0,9167
Rahue	220	0,8902	0,8460
Puerto Montt	220	0,9016	0,8421
Melipulli	220	0,9016	0,8421
Chiloé	220	0,9055	0,8486

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, Francisco López Díaz, Ministro de Energía (S).

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

