



PODER EJECUTIVO

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD.

Núm. 281.- Santiago, 30 de octubre de 2009.- Visto: Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República; en los artículos transitorios 16º y 27º, en los artículos 102º, 131º, 134º, 135º, 147º, 155º, 162º, 168º y 171º del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante Ley General de Servicios Eléctricos, “LGSE”; lo señalado en los numerales 9.3 y 10.5.1 letra a) del artículo segundo del Decreto Supremo Nº 320 del Ministerio de Economía, de 2008 modificado por el Decreto Supremo Nº 160 del Ministerio de Economía, de 2009, en adelante “Decreto 320”; lo establecido en el artículo primero del Decreto Supremo Nº385 del Ministerio de Economía, de 2008, en adelante, “Decreto 385”; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en Oficio ORD. CNE Nº 1050, de fecha 15 de octubre de 2009; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en Resolución Exenta Nº 1110, de fecha 27 de octubre de 2009; y lo establecido en la Resolución Nº 1600 de 2008 de la Contraloría General de la República.

Decreto:

Artículo primero:

Fíjanse 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 147º de la LGSE, 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 1º de noviembre de 2009, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 171º de la LGSE, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del mismo artículo.

1 PRECIOS DE NUDO

1.1 Precios básicos de nudo en subestaciones troncales

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 troncales, y para los niveles de tensión que se indican.

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$ /kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$ /kWh]
Crucero	220	4.662,80	58,149
Encuentro	220	4.708,00	58,515

b) Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$ /kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$ /kWh]
Diego de Almagro	220	5.198,93	44,775
Carrera Pinto	220	5.051,11	43,398
Cardones	220	4.850,78	41,536
Maitencillo	220	4.583,83	39,437
Pan de Azúcar	220	4.874,61	41,403
Los Vilos	220	4.861,96	40,396
Quillota	220	4.849,32	40,139
Polpaico	220	4.862,45	40,143
Lampa	220	5.301,04	44,811
Cerro Navia	220	5.265,06	42,732
Chena	220	5.209,14	42,443
Alto Jahuel	220	5.124,54	41,733
Paine	154	5.178,51	42,254
Rancagua	154	5.169,27	42,15
Punta de Cortés	154	5.155,66	42,278
Tilcoco	154	5.084,18	41,48
San Fernando	154	5.064,73	40,886
Teno	154	4.933,44	39,533
Itahue	154	4.824,04	38,927
Ancoa	220	4.814,80	38,281
Charrúa	220	4.339,25	37,153
Temuco	220	4.368,43	37,976
Los Ciruelos	220	4.332,44	37,799
Valdivia	220	4.324,66	38,096
Barro Blanco	220	4.295,00	38,365
Puerto Montt	220	4.347,03	38,702

1.2 Fórmulas de indexación

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

a) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado del Norte Grande

Precio por potencia en la más alta tensión de la subestación troncal =

$$P_{bpot} \cdot \left[\frac{DOL}{DOL_o} \cdot \frac{1 + d_1}{1 + d_{1o}} \cdot \left(coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_o}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_o} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_o} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_o} \right]$$

Sistema	Potencia [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
Encuentro	70	0,49544	0,12329	0,09542	0,28585

Precio de la energía en la más alta tensión de la subestación troncal =

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

b) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado Central

Precio por potencia en la más alta tensión de la subestación troncal=

$$P_{bpot} \cdot \left[\frac{DOL}{DOL_o} \cdot \frac{1 + d}{1 + d_o} \cdot \left(coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_o}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_o} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_o} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_o} \right]$$

Sistema	Potencia [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
Polpaico	70	0,45376	0,14131	0,12950	0,27543

Precio de la energía en la más alta tensión de la subestación troncal =

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

En estas fórmulas:

- DOL : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al que aplique la indexación, publicado por el Banco Central.
- d₁ : Tasa arancelaria aplicable a equipos electromecánicos en la zona franca de extensión de Iquique, en %/1.
- d : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país, en %/1.
- IPC e IPM : Índices de precios al consumidor y de precios al por mayor publicados por el INE para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI_{turb} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- DOL_o : Dólar observado EEUU promedio del mes de septiembre de 2009 publicado por el Banco Central (549,07 [\$/US\$]).
- d_{1o} : Tasa arancelaria vigente aplicable a equipos electromecánicos en la zona franca de extensión de Iquique (6%).
- d_o : Tasa arancelaria vigente aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país, (6%).
- IPC_o e IPM_o : Valores de IPC y de IPM correspondientes a agosto de 2009 (98,41 y 285,25 respectivamente).
- PPI_{turb_o} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg correspondiente al mes de abril de 2009 (207,90).
- PPI_o : Producer Price Index- Commodity correspondiente al mes de abril de 2009 (169,1).
- PMM_{1i},PMM_{2i} : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de aplicación de este precio, expresado en [\$/kWh].
- PMM₁₀,PMM₂₀ : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que incluye los meses de mayo a agosto de 2009 (PMM₁₀: 69,553 [\$/kWh], PMM₂₀: 48,218 [\$/kWh]).

A más tardar el primer día hábil del mes en que se aplique la indexación, la Comisión Nacional de Energía publicará en su sitio de dominio electrónico el valor de PMM_{1i} y PMM_{2i}.

Los precios medios de los contratos de clientes libres considerados en el cálculo de PMM_{1i} y PMM_{2i}, serán indexados mediante el IPC disponible al mes anterior al cual se aplique la indexación.

Las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo Nº 172 de la LGSE.

1.3 Abono o Cargo por diferencia entre precio de nudo y costo marginal

En el Sistema Interconectado Central se deberá considerar un monto de 7,431 [\$/kWh], resultante de la aplicación del Artículo 27º transitorio de la LGSE.

Dicho monto será aplicado en las fórmulas tarifarias para clientes regulados, conforme a lo establecido en el numeral 6 del presente artículo, debiendo ser reliquidado de acuerdo a lo dispuesto en el número 6.1 del mismo artículo.



2 Precios de nudo en subestaciones distintas a las subestaciones troncales .

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 la subestación troncal que corresponda conforme se establece en el Decreto 320.

Para la determinación de los precios de nudo en puntos de suministro 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 conforme a lo señalado en las expresiones siguientes:

$$PNE_Dx = PNE_SP \times (1 + 0,29\% \times km)$$
$$PNP_Dx = PNP_SP + CBLPDx \times km$$

Donde:

- PNE_Dx : Precio de nudo de energía en el punto de suministro de la empresa distribuidora.
- PNP_Dx : Precio de nudo de potencia en el punto de suministro de la empresa distribuidora.
- PNE_SP : Precio de nudo de energía en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el Decreto 320 sin considerar el AC señalado en el numeral 1.3.
- PNP_SP : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el Decreto 320.
- 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 suministro de la empresa distribuidora

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

Sistema	CBLPDx \$/kW/mes/km
Interconectado del Norte Grande	101,48
Interconectado Central	134,41

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades aceptables de generación y de transmisión, asociadas a los precios de los numerales 1 y 2 del presente artículo, y establecidas en la forma de horas de falla al año, se indican a continuación:

Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Crucero	3,40	0,24	0,00	3,64
Encuentro	3,40	0,24	0,00	3,64

Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Diego de Almagro	1,90	1,63	7,50	11,03
Carrera Pinto	1,90	1,63	7,50	11,03
Cardones	1,90	1,63	7,20	10,73
Maitencillo	1,90	1,63	5,50	9,03
Pan de Azúcar	1,90	1,63	5,62	9,15
Los Vilos	1,90	1,63	5,62	9,15
Quillota	1,90	1,63	3,82	7,35
Polpaico	1,90	1,63	3,56	7,09
Lampa	1,90	1,63	3,56	7,09
Cerro Navia (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Alto Jahuel (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Chena (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Cerro Navia	1,90	1,63	3,56	7,09
Alto Jahuel	1,90	1,63	6,37	9,90
Chena	1,90	1,63	3,56	7,09
Paine	1,90	1,63	4,66	8,19
Rancagua	1,90	1,63	4,66	8,19
Punta de Cortés	1,90	1,63	4,66	8,19
San Fernando	1,90	1,63	4,20	7,73
Tilcoco	1,90	1,63	4,20	7,73
Teno	1,90	1,63	4,20	7,73
Itahue	1,90	1,63	3,62	7,15
Ancoa	1,90	1,63	4,97	8,50
Charrúa	1,90	1,63	4,89	8,42
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
Los Ciruelos	1,90	1,63	7,71	11,24
Valdivia	1,90	1,63	7,71	11,24
Barro Blanco	1,90	1,63	8,09	11,62
Puerto Montt	1,90	1,63	8,09	11,62

(*) Se refiere a la indisponibilidad en puntos de retiro alimentados desde las líneas de transmisión que se muestran en el siguiente cuadro:

Líneas de Transmisión
Cerro Navia – San Cristóbal 110 [kV]
San Cristóbal – Los Almendros 110 [kV]
Los Almendros – Florida 110 [kV]
Florida - Alto Jahuel 110 [kV]
Buin - Lo Espejo 110 [kV]
Lo Espejo – Ochagavía 110 [kV]
Ochagavía – Florida 110 [kV]
Chena - Cerro Navia 110 [kV]

En los puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indicada en la columna denominada Indisponibilidad Total de estos cuadros.

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 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, corresponderán al precio de nudo de la subestación troncal más cercana. A estos efectos la subestación troncal más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la barra troncal respectiva conforme a lo establecido en el numeral 3.3 del artículo segundo del Decreto 320.

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 de los sistemas eléctricos

3.3.1 Sistema Interconectado del Norte Grande

En el Sistema Interconectado del 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 domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta.

En el Sistema Interconectado del 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 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 domingo, festivos y sábado siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

3.3.2 Sistema Interconectado Central

En el Sistema Interconectado Central, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente artículo, 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 domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses.

En el Sistema Interconectado Central, 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 domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.



4 DEMANDA MAXIMA

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 dos más altas 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 firmes que tuvieran disponibles para abastecerlo. Estas potencias firmes se determinarán de acuerdo a las normas y procedimientos del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del Sistema eléctrico correspondiente, y si no existiere dicho Centro, se calcularán de acuerdo a las normas y procedimientos del Centro de Despacho Económico del Sistema Interconectado Central.

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 troncal, 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 y 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 suministro cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma subestación troncal, 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 periodos 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 dos más altas demandas máximas leídas en 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 dos más altas demandas máximas leídas en 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 dos más altas demandas máximas leídas en las horas fuera 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 y/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 las contratadas.

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 ENERGIA 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:

- a) Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- b) Calcular el cuociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- c) Conforme al cuociente 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 periodo 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 Sistema Interconectado del Norte Grande
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cuociente entre Energía Reactiva 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	0,0	0,0
Sobre 20 y hasta 30	4,335	0,0	0,0
Sobre 30 y hasta 40	7,805	7,805	0,0
Sobre 40 y hasta 50	7,805	7,805	7,805
Sobre 50 y hasta 80	10,399	10,399	10,399
Sobre 80	12,994	12,994	12,994

Cuadro 5.1.2:
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva
para el Sistema Interconectado Central
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cuociente entre Energía Reactiva 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	4,371	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	7,870	7,870	0,000
Sobre 40 y hasta 50	7,870	7,870	7,870
Sobre 50 y hasta 80	10,488	10,488	10,488
Sobre 80	13,106	13,106	13,106

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, se deberá realizar considerando el desglose del cuociente entre la energía reactiva inductiva y energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cuociente 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 cuociente.

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, la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo 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 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 Precios de Nudo Aplicables a Clientes Regulados en Zonas de Concesión de Empresas Distribuidoras

Para efectos de la determinación de los precios de nudo a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución, según se establece en el Decreto 385, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionario y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
ELECDA	1	TODAS EXCEPTO TALTAL
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III, IV y V REGION EXCEPTO VALPARAISO, QUILPUE y VIÑA DEL MAR
CONAFE B	1	VALPARAISO, QUILPUE y VIÑA DEL MAR
EMELECTRIC	1	V REGION, REGION METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHIDEGUA, PICHILEMU, LA ESTRELLA, LITUECHE, MARCHIGUE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGION y VII REGION
EMELECTRIC	3	VIII REGION
CGE DISTRIBUCION	1	VI, VII REGION y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCION	2	LOS ANGELES, MULCHEN, CHILLAN, CHILLAN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLAS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCION	3	RESTO DE LA VIII REGION

CGE DISTRIBUCION	4	IX REGION
CGE DISTRIBUCION	5	EL BOSQUE, LA PINTANA, PUENTE ALTO, PADRE HURTADO, PEÑAFLO, SAN BERNARDO, CALERA DE TANGO, CURACAVÍ, ISLA DE MAIPO, SAN JOSÉ DE MAIPO, TALAGANTE (EX RIO MAIPO SECTOR DE NUDO 1).
CGE DISTRIBUCION	6	CURICÓ, LINARES, LONGAVÍ, MOLINA, ROMERAL, SAGRADA FAMILIA, SAN JAVIER, TENO, VILLA ALEGRE, YERBAS BUENAS, PELARCO, RAUCO, RÍO CLARO (EX CONAFE B SECTOR DE NUDO 2).
RESTO EMPRESAS CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

Para cada concesionario y sector de nudo los precios de nudo de energía y potencia se calcularán de la siguiente forma:

$$Pe = \sum_{i=1}^n [(N_i + Re_i) \times PNE_i + Nk_i \times Ke_i] + AC$$

$$Pp = \sum_{i=1}^n [(N_i + Rp_i) \times PNP_i + Nk_i \times Kp_i]$$

$$PNPT = \sum_{i=1}^n N_i \times PNP_i$$

En que:

Pe : Precio de nudo de la energía correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kW/mes].

AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes indicados en el segundo párrafo del numeral 1.3 del presente artículo, en [\$/kWh].

PNE_i : Precio de nudo de la energía para la subestación troncal de generación-transporte i, explicitado en el numeral 1.1 del presente artículo, [\$/kWh].

PNP_i : Precio de nudo de la potencia de punta para la subestación troncal de generación-transporte i, explicitado en el numeral 1.1 del presente artículo, en [\$/kW/mes].

PNPT : Precio de nudo de potencia en nivel troncal, correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kW/mes].

N_i : Proporción del aporte de electricidad considerado para la subestación troncal de generación - transporte i.

Re_i : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía desde la subestación troncal de generación-transporte i.

Rp_i : Factor de recargo en el precio de la potencia de punta por concepto de pérdidas de potencia desde la subestación troncal de generación-transporte i.

Ke_i : Cargo adicional, en [\$/kWh], en el precio de la energía por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i.

Kp_i : Cargo adicional, en [\$/kW/mes], en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i.

Nk_i : Proporción del aporte de electricidad considerado para la determinación de la componente de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i.

n : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp correspondientes al cliente de acuerdo al sector de nudo en que éste se encuentra.

Para efectos de la determinación de los peajes de distribución establecidos en el Decreto N°79/2009 de este Ministerio o el que lo reemplace, el valor del abono o cargo en la determinación del término Pe, será igual a cero.

Por sector de nudo en donde se ubica el cliente, se entenderá a aquellos sectores geográficos asociados a una o más subestaciones troncales a partir de las cuales se determina un costo medio mínimo en los puntos de inyección al sistema de distribución desde el cual se abastece el cliente, considerando para la identificación de la subestación señalada los criterios indicados en el Decreto 320.

A continuación se indican, para cada concesionario de servicio público de distribución y sector de nudo donde se ubica el cliente, los valores de los parámetros N_i, Re_i, Rp_i, Ke_i y Kp_i, Nk_i en cada una de las subestaciones troncales de generación- transporte consideradas para efectos de representar los costos de generación-transporte en su estructura de precios a nivel de distribución.



COD	Nombre Empresa	Sector	Nombre	Ni	Rei	Rpi	Nki	Kei	Kpi
Dx	Distribuidora		S/E Troncal	[p.u]	[%]	[%]	[p.u]	[\$/kWh]	[\$/kW/mes]
1	EMELARI	1	Crucero 220	1,000	4,5283%	4,9377%	1,000	6,942	3.160,53
2	ELIQSA	1	Crucero 220	1,000	2,9445%	3,1557%	1,000	4,258	1.982,03
3	ELECDA	1	Crucero 220	0,409	1,0712%	1,1202%	0,409	4,289	2.001,71
3	ELECDA	1	Encuentro 220	0,591	1,3323%	1,4091%	0,591	4,289	2.001,71
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	1,000	17,8359%	14,1797%	1,000	11,855	7.198,39
4	EMELAT	1	Cardones 220	0,767	3,1587%	2,6084%	0,767	4,734	2.878,76
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	0,076	0,6399%	0,5269%	0,076	4,734	2.878,76
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	0,152	0,5602%	0,4651%	0,152	4,734	2.878,76
4	EMELAT	1	Pan de Azucar 220	0,005	0,0737%	0,0588%	0,005	4,734	2.878,76
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	0,753	2,0499%	2,2557%	0,753	3,797	1.925,86
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	0,094	0,5126%	0,5746%	0,094	3,797	1.925,86
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	0,153	0,7867%	0,8834%	0,153	3,797	1.925,86
7B	CONAFE B	1	Quillota 220	1,000	2,6139%	2,9030%	1,000	3,275	1.645,06
7A	CONAFE A	1	Pan de Azucar 220	0,762	3,4623%	3,1022%	0,762	6,619	4.011,79
7A	CONAFE A	1	Quillota 220	0,155	1,7081%	1,3677%	0,155	6,619	4.011,79
7A	CONAFE A	1	Los Vilos 220	0,083	0,5264%	0,4490%	0,083	6,619	4.011,79
9	LITORAL	1	Quillota 220	0,768	4,6154%	5,1354%	0,768	10,237	5.150,50
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	0,232	1,4847%	1,6625%	0,232	10,237	5.150,50
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	0,022	0,0199%	0,0227%	0,022	1,989	1.024,67
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	0,249	0,2923%	0,3318%	0,249	1,989	1.024,67
10	CHILECTRA	1	Tap Chena 220	0,250	0,2158%	0,2416%	0,250	1,989	1.024,67
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	0,478	0,4230%	0,4731%	0,478	1,989	1.024,67
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	0,001	0,0033%	0,0036%	0,001	1,989	1.024,67
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	1,000	1,2769%	1,4231%	1,000	3,789	2.650,01
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	0,511	1,8627%	2,0448%	0,511	8,070	4.582,17
13	TILTIL	1	Quillota 220	0,489	2,4887%	2,7405%	0,489	8,070	4.582,17
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	1,000	1,7124%	1,9046%	1,000	2,728	1.397,00
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	1,000	1,0268%	1,1732%	1,000	5,409	4.519,12
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	1,000	12,5150%	15,7070%	1,000	3,181	1.902,88
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	0,007	0,0105%	0,0133%	0,007	6,433	3.918,58
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	0,232	4,4939%	5,6757%	0,232	6,433	3.918,58
17	EMELECTRIC	2	Charrua 220	0,218	1,1246%	1,5210%	0,218	6,433	3.918,58
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	0,457	3,3099%	4,3623%	0,457	6,433	3.918,58
17	EMELECTRIC	2	Tap San Fernando 154	0,086	0,2654%	0,3441%	0,086	6,433	3.918,58
17	EMELECTRIC	3	Charrua 220	1,000	4,4530%	5,0412%	1,000	4,786	2.749,65
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	0,096	0,2033%	0,2596%	0,096	3,086	1.867,48
18	CGED	1	Tap Paine 154	0,068	0,1821%	0,2353%	0,068	3,086	1.867,48
18	CGED	1	Rancagua 154	0,267	0,6965%	0,8987%	0,267	3,086	1.867,48
18	CGED	1	Punta Cortes 154	0,197	0,4605%	0,5923%	0,197	3,086	1.867,48
18	CGED	1	Itahue 154	0,160	0,5177%	0,6833%	0,160	3,086	1.867,48
18	CGED	1	Tap San Fernando 154	0,212	0,7726%	1,0051%	0,212	3,086	1.867,48
18	CGED	2	Charrua 220	1,000	3,1211%	3,3549%	1,000	4,074	2.291,95
18	CGED	3	Charrua 220	1,000	3,8680%	3,3412%	1,000	3,223	1.663,16
18	CGED	4	Temuco 220	1,000	3,0774%	3,0552%	1,000	3,898	2.065,16
18	CGED ⁽¹⁾	5	Alto Jahuel 220	0,307	0,3547%	0,3957%	0,307	2,183	1.152,59
18	CGED ⁽¹⁾	5	Tap Chena 220	0,573	0,5197%	0,5813%	0,573	2,183	1.152,59
18	CGED ⁽¹⁾	5	Tap Paine 154	0,098	0,3336%	0,4333%	0,098	2,183	1.152,59
18	CGED ⁽¹⁾	5	Cerro Navia 220	0,022	0,0385%	0,0433%	0,022	2,183	1.152,59
18	CGED ⁽²⁾	6	Itahue 154	0,920	2,8892%	3,7789%	0,920	3,558	2.157,05
18	CGED ⁽²⁾	6	Tap Teno 154	0,080	0,1297%	0,1651%	0,080	3,558	2.157,05
21	COOPELAN	1	Charrua 220	1,000	3,0726%	2,8305%	1,000	3,345	1.739,36
22	FRONTEL	1	Charrua 220	0,687	4,8657%	4,7060%	0,687	5,286	2.724,32
22	FRONTEL	1	Temuco 220	0,313	1,4253%	1,4237%	0,313	5,286	2.724,32
23	SAESA	1	Temuco 220	0,061	0,3656%	0,3532%	0,061	3,506	1.902,34
23	SAESA	1	Valdivia 220	0,173	0,1619%	0,1673%	0,174	3,506	1.902,34
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	0,231	0,3433%	0,3446%	0,233	3,506	1.902,34
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	0,528	1,7188%	1,3775%	0,532	3,506	1.902,34
23	SAESA	1	Cochamó	0,002	0,0000%	0,0000%	0,000	3,506	1.902,34
23	SAESA	1	Hornopirén	0,005	0,0000%	0,0000%	0,000	3,506	1.902,34
26	CODINER	1	Temuco 220	1,000	3,1907%	3,1908%	1,000	3,675	1.923,51
28	EDECSA	1	Quillota 220	0,987	7,0368%	7,8298%	0,987	13,970	7.016,20
28	EDECSA	1	Cerro Navia 220	0,013	0,0235%	0,0265%	0,013	13,970	7.016,20
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	0,605	1,9981%	2,5921%	0,605	3,083	1.866,99
29	COOP. CURICO	1	Tap Teno 154	0,215	0,3507%	0,4466%	0,215	3,083	1.866,99
29	COOP. CURICO	1	Tap San Fernando 154	0,180	0,6939%	0,9036%	0,180	3,083	1.866,99
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	0,073	2,2278%	2,7851%	0,073	3,939	2.394,02
30	EMETAL	1	Itahue 154	0,927	3,7038%	4,8457%	0,927	3,939	2.394,02
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	0,739	2,0896%	2,8145%	0,739	4,358	2.642,64
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	0,261	0,6459%	0,8321%	0,261	4,358	2.642,64
32	LUZPARRAL	1	Charrua 220	1,000	3,7566%	5,0921%	1,000	6,595	4.015,20
33	COPELEC	1	Charrua 220	1,000	3,6609%	4,7957%	1,000	4,371	2.652,32
34	COELCHA	1	Charrua 220	1,000	2,4293%	2,4567%	1,000	2,429	1.268,18
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	1,000	1,8054%	1,7961%	1,000	3,365	1.820,34
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	1,000	2,6600%	2,6108%	1,000	4,499	2.431,22
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	0,950	1,4334%	1,4378%	0,950	3,832	2.535,20
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	0,050	0,1302%	0,1279%	0,050	3,832	2.535,20
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	1,000	1,3212%	1,3346%	1,000	4,667	3.622,47
42	ENELSA	1	Pan de Azucar 220	1,000	11,8463%	10,2017%	1,000	11,774	7.130,99
8	EMELCA	1	Quillota 220	1,000	7,1821%	7,9914%	1,000	14,272	7.178,93
20	COOPERSOL	1	Crucero 220	1,000	12,4784%	13,4288%	1,000	7,543	3.441,89

¹: EX RIO MAIPO SECTOR DE NUDO 1

²: EX CONAFE B SECTOR DE NUDO 2

6.1 Reliquidación del Abono o Cargo por diferencia entre precio de nudo y costo marginal

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

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

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

En que:

MFAC : Monto facturado por la empresa distribuidora, en [\$]

AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes indicados en el segundo párrafo del numeral 1.3 del presente artículo, en [\$/kWh].

EFACTAT : Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución, en [kWh]

EFACTBT : Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución, en [kWh]

PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385.

PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385.

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

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

6.2 Cargo único Sistema de Transmisión Troncal.

En virtud de lo establecido en el Artículo 102 y 16 Transitorio de la LGSE, el cargo único (CU) a aplicar en cada sistema eléctrico será el siguiente.

Sistema	CU [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	0,011
Interconectado Central	0,754

En la oportunidad que las concesionarias de servicio público de distribución informen a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles las facturaciones correspondientes a cada mes, éstas deberán informar tanto a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles como a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo los montos facturados por la aplicación del CU respectivo y los montos de energía asociados.

Por otra parte para el caso de clientes no sujetos a regulación de precios, con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW y superior a dicha potencia, la Dirección de Peajes del CDEC respectivo deberá llevar un registro con detalle mensual de la energía facturada por el respectivo suministrador.

El cargo único para el segmento de usuarios que se señala en la LGSE, artículo 102°, letra a), párrafo segundo, se define según corresponda, de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 16° transitorio de la LGSE, de los cargos contenidos en el cuadro siguiente.

Sistema	CU 45 [\$/kWh]	CU 30 [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	-	0,003
Interconectado Central	0,255	0,116

7 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.

8 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:

Téngase por determinado, para las licitaciones de suministro a que se refiere el artículo 131° y siguientes de la LGSE y que se efectúen durante el periodo de vigencia del presente decreto, la forma en que se configurarán los precios de energía ofrecidos en los puntos de abastecimiento o suministros conforme al artículo 134° inciso primero de la LGSE.

En virtud de lo establecido en el artículo 135° de la LGSE, en cada licitación para abastecer consumos regulados, el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la Banda de Precios de Mercado (BPM) establecida en el artículo 168° de la LGSE, aumentado en un 20%.

1 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE:

1.1 Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado del Norte Grande corresponde a un precio medio de 159,609 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,5745 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 146,108 [US\$/MWh].



El precio de potencia y el valor máximo de oferta de licitación para la energía, señalados en el inciso anterior, deberán tener el mismo valor para cada punto de oferta definido en las licitaciones respectivas.

1.2 Precios en puntos de abastecimiento o suministro

Para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 134° inciso primero de la LGSE, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Crucero	220	0,9937	0,9904
Encuentro	220	1,0000	1,0000

Para determinar los precios en los puntos de suministro a que se refiere el inciso primero de este numeral, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cuociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro 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 suministro, 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 cuociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro 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.

2 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL:

2.1 Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado Central corresponde a un precio medio de 110,649 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,8558 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 95,016 [US\$/MWh].

El precio de potencia y el valor máximo de oferta de licitación para la energía, señalados en el inciso anterior, deberán tener el mismo valor para cada punto de oferta definido en las licitaciones respectivas.

2.2 Precios en puntos de abastecimiento o suministro

Para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 134 inciso primero de la LGSE, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Diego de Almagro 220	220	1,1154	1,0692
Carrera Pinto 220	220	1,0811	1,0388
Cardones 220	220	1,0347	0,9976
Maitencillo 220	220	0,9824	0,9427
Pan de Azucar 220	220	1,0314	1,0025
Los Vilos 220	220	1,0063	0,9999
Quillota 220	220	0,9999	0,9973
Polpaico 220	220	1,0000	1,0000
Lampa 220	220	1,1163	1,0902
Cerro Navia 220	220	1,0645	1,0828
Chena 220	220	1,0573	1,0713
Alto Jahuel 220	154	1,0396	1,0539
Paine 154	154	1,0526	1,0650
Rancagua 154	154	1,0500	1,0631
Punta Cortes 154	154	1,0532	1,0603
Tilcoco 154	154	1,0333	1,0456
San Fernando 154	154	1,0185	1,0416
Teno 154	154	0,9848	1,0146
Itahue 154	220	0,9697	0,9921
Ancoa 220	220	0,9536	0,9902
Charrua 220	220	0,9255	0,8924
Temuco 220	154	0,9460	0,8984
Los Ciruelos 220	220	0,9416	0,8910
Valdivia 220	220	0,9490	0,8894
Barro Blanco 220	220	0,9557	0,8833
Puerto Montt 220	220	0,9641	0,8940

Para determinar los precios en los puntos de suministro a que se refiere el inciso primero de este numeral, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cuociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro 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 suministro, 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 cuociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro 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.

3 RESULTADOS DE LAS LICITACIONES

3.1 Precios de nudo de largo plazo

3.1.1 Precios de energía de largo plazo

A continuación se detallan los precios de energía de largo plazo (PNELP) obtenidos en los procesos licitatorios CGED 2008/01-2° llamado y EMEL-SING N°1/2008, adjudicados el 10 de julio de 2009 y el 16 de septiembre de 2009, respectivamente, para los distintos bloques de suministro por empresa licitante y separados por empresa adjudicataria

Empresa Licitante	Proceso	Bloques Licitados PNELP [US\$/MWh]	PNELP [US\$/MWh]			
			Eléctrica Puntilla S.A.	EMELDA S.A.	ENDESA	Monte Redondo S.A. EDELNOR S.A.
CGE Distribución S.A.	CGED 2008/01- 2° Llamado	BSE1 (*)	105,000	101,749	100,250	92,800
EMELARI S.A., ELIQSA y ELECDA S.A.	EMEL-SING N°1/ 2008	BSE1				89,990

(*) Los precios de adjudicación de EMELDA S.A. y ENDESA, corresponden a precios promedio ponderados por la energía que ofertaron en cada uno de los sub-bloques adjudicados.

Los precios de la tabla anterior se entienden ofrecidos en el mismo punto de oferta que se indica en el numeral siguiente.

3.1.2 Precio de potencia de largo plazo

A continuación se detalla el precio de potencia de largo plazo (PNPLP) en el punto de oferta de cada empresa licitante.

Empresa Licitante	Proceso	Punto de Oferta	Tensión [kV]	PNPLP [US\$/kW/mes]
CGE Distribución S.A.	CGED 2008/01- 2° Llamado	Alto Jahuel	220	8,3650
EMELARI S.A., ELIQSA y ELECDA S.A.	EMEL-SING N°1/ 2008	Crucero	220	8,5659

3.2 Fórmulas de indexación de precios de nudo de largo plazo

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de largo plazo son las señaladas a continuación:

3.2.1 Proceso CGED 2008/01- 2° Llamado

3.2.1.1 Fórmula de indexación para el precio nudo de energía de largo plazo

Para los años 2010, 2011 y primer semestre del año 2012, la fórmula de indexación para el precio de la energía será la señalada en el punto 3.2.1.1.1.

Respecto del segundo semestre del año 2012 y años siguientes la fórmula de indexación para el precio de la energía será la propuesta por el Oferente en base a los índices señalados en el punto 3.2.1.1.2.

3.2.1.1.1 Fórmula de Indexación Enero 2010 – Junio 2012

La fórmula de indexación aplicable al precio de la energía para el período comprendido entre el 1° de Enero de 2010 y el 30 de junio de 2012, será la siguiente:

$$PNELP = PNELP_{base} \times \left(\frac{CSCP_i}{PSLP_o} \right)$$

Donde:

CSCP_i : Valor del índice de costo de suministro de corto plazo. Corresponde al promedio de tres meses del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema interconectado. Para efectos del cálculo del promedio se considerarán todos los días desde el primer día del tercer mes anterior al momento de cálculo del promedio. Dicho promedio será calculado por la Comisión a partir de la información publicada por el CDEC-SIC y será publicado en el sitio de dominio electrónico de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros quince días de cada mes.

PSLP₀ : Valor Base que refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el Sistema Interconectado Central para contratos regulados (88,222 US\$/MWh).

El valor que resulte para cada PNELP calculado, no podrá ser superior al menor valor entre:

- a) El valor que tome el CSCP_i respectivo.
- b) El valor que tome la siguiente fórmula, según el año y mes que corresponda:

- Año 2010: 0,322 (m³/MWh) x PDiesel (US\$/m³)
- Año 2011: 0,204 (m³/MWh) x PDiesel (US\$/m³)
- Año 2012, Primer Semestre : 0,204 (m³/MWh) x PDiesel US\$/m3)



En donde:

PDiesel : Corresponde al promedio aritmético de los Precios de Paridad Mensual de P. Diesel, en US\$/m³, publicado en el sitio web de la Comisión, el cual incluirá los efectos del Fondo de Estabilización de Precios de Petróleo. Dicho promedio considera los precios de tres meses consecutivos, contados regresivamente desde el mes anterior a aquel en que se realice el cálculo de la fórmula de indexación.

En caso que el valor de PNELP supere al menor de los valores señalados en las letras a) y b) precedentes, deberá ajustarse al menor de dichos valores.

3.2.1.1.2 **Formula de Indexación segundo semestre año 2012 y años siguientes.**

La fórmula de indexación aplicable a la energía a partir del segundo semestre del año 2012 y siguientes es:

$$PNELP = PNELP_{base} \times \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

3.2.1.2 **Fórmula de indexación para el precio de nudo de potencia de largo plazo**

Para todo el periodo que dure el contrato de suministro, la formula de indexación de la potencia será la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{base} \times \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

Donde:

- CPI : Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA) publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA (cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice) correspondiente a los nueve meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior al cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI₀ : Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, correspondientes a los nueve meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del primer llamado del proceso licitatorio. Vale decir, contados regresivamente desde octubre de 2008, inclusive.

Para efecto de la aplicación de las fórmulas:

PNELP_{Base} : Precio de Nudo de Energía de Largo plazo especificado por cada empresa licitante para cada empresa adjudicataria en el numeral 3.1.1 del presente artículo, en [US\$/MWh].

PNPLP_{Base} : Precio de Nudo de Potencia de Largo Plazo especificado en el numeral 3.1.2 del presente artículo, en [US\$/kW/mes].

3.2.2 **Proceso EMEL-SING Nº1/ 2008**

3.2.2.1 **Fórmula de indexación para el precio nudo de energía de largo plazo**

Para todo el periodo que dure el contrato de suministro, la fórmula de indexación aplicable a la energía es:

$$PNELP = PNELP_{base} \times \left(a_1 \times \frac{GNL}{GNL_0} + a_2 \times \frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

Los valores de los ponderadores son los siguientes:

Empresa Adjudicataria	a ₁	a ₂
EDELNOR S.A.	0,594	0,406

3.2.2.2 **Fórmula de indexación para el precio de nudo de potencia de largo plazo**

Para todo el periodo que dure el contrato de suministro, la formula de indexación de la potencia es la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{base} \times \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

Donde:

- GNL : Promedio aritmético de los precios promedios mensuales del GNL Henry Hub (en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI’s Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes) correspondiente a los cuatro meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior al cual se evalúa la fórmula de indexación.
- GNL₀ : Promedio aritmético de precios promedios mensuales del GNL Henry Hub correspondiente a los cuatro meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la presentación de las ofertas. Vale decir, contados regresivamente desde junio de 2009, inclusive.
- CPI : Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA) publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA (cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice) correspondiente a los cuatro meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior al cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI₀ : Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, correspondientes a los cuatro meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del primer llamado del proceso licitatorio. Vale decir, contados regresivamente desde junio de 2009, inclusive.

Para efecto de la aplicación de las fórmulas:

PNELP_{Base} : Precio de Nudo de Energía de Largo plazo especificado por cada empresa licitante para cada empresa adjudicataria en el numeral 3.1.1 del presente artículo, en [US\$/MWh].

PNPLP_{Base} : Precio de Nudo de Potencia de Largo Plazo especificado en el numeral 3.1.2 del presente artículo, en [US\$/kW/mes].

3.3 **Valores base de indexadores de precios de nudo de largo plazo**

Los valores base aplicables a las fórmulas de indexación del precio de nudo de energía de largo plazo y del precio de nudo de potencia de largo plazo son los siguientes:

Indexador	CGED 2008/01- 2º Llamado	EMEL-SING Nº1/ 2008
PSLP ₀	88,222	
CPI ₀	216,66	213,87
GNL ₀		3,77

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Hugo Lavados Montes, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.
Lo que transcribe, para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Jean Jacques Duhart Saurel, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los derechos de Propiedad Industrial comprenden:

Las marcas, patentes de invención, los modelos de utilidad, los dibujos y diseños industriales, los esquemas de trazado o topografías de circuitos integrados, indicaciones geográficas y denominaciones de origen

Instituto Nacional de Propiedad Industrial

Presentada y aceptada a tramitación una solicitud de registro, un extracto de ésta deberá ser publicado en el Diario Oficial

Protección efectiva a sus derechos de propiedad industrial

Infórmese en el Instituto Nacional de Propiedad Industrial - www.inapi.cl
Oficinas atención de usuarios:
Moneda 975 Piso 13 - Santiago

DIARIO OFICIAL - Suplemento Marcas aparece todos los Viernes