



(= Phaseolus aureus) y Vigna unguiculata (= Vigna sinensis), hospedantes de bacterias cuarentenarias, considerando que empresas productoras y exportadoras de las semillas mencionadas y Organizaciones Nacionales de Protección Fitosanitaria (ONPF), han manifestado en forma oficial al SAG que requieren adecuar sus procesos de certificación fitosanitaria, implementando sistemas de control y análisis de laboratorio, si así correspondiera.

- 5. Que, usuarios interesados en exportar semillas de especies hortícolas, chacras, aromáticas y medicinales a nuestro país han informado al SAG la dificultad que tienen algunas ONPF para certificar la declaración adicional requerida para bacterias y virus dada la imprecisión del término “especificar” en el sentido de que puede inducir a errores en la correcta certificación de las semillas.

Resuelvo:

- 1. Modifícase la resolución N°7.386 de 2014, que “Establece requisitos fitosanitarios para la importación de semillas de especies hortícolas, chacras, aromáticas y medicinales, procedentes de todo origen, en lo siguiente:
  - i. Reemplácese el resuelvo N° 14 por el siguiente: “Los países que cuentan con existencia o stock de semillas de las especies Citrullus lanatus (= C. vulgaris), Coriandrum sativum, Cucumis melo, Cucumis metuliferus, Cucumis sativus, Cucurbita ficicolia, Cucurbita foetidissima, Cucurbita maxima, Cucurbita moschata, Cucurbita pepo, Cucurbita pepo var. medullosa, Daucus carota, Labrad purpureus (= Dolichos labrad), Phaseolus coccineus (= P. multiflorus), Phaseolus lunatus, Phaseolus vulgaris, Pisum sativum, Vigna mungo (= Phaseolus mungo), Vigna radiata var. radiata (= Phaseolus aureus) y Vigna unguiculata (= Vigna sinensis), y que no puedan cumplir con la declaración adicional establecida para el caso de las bacterias, podrán hasta el 31 de diciembre de 2016 cumplir con la siguiente declaración adicional “El envío proviene de un semillero que fue inspeccionado durante el período de crecimiento activo y encontrado libre de (indicar nombre de la bacteria)”.
  - ii. Reemplácese en todo el texto de la resolución el término “(especificar técnica de diagnóstico)” el cual es utilizado en las declaraciones adicionales para bacterias y virus, por el nuevo término “(indicar técnica de diagnóstico)”.

Anótese, comuníquese y publíquese.- Óscar Humberto Camacho Inostroza, Director Nacional (S) Servicio Agrícola y Ganadero.

## Ministerio de Energía

(IdDO 981615)

### FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 17 T.- Santiago, 30 de octubre de 2015.

Vistos:

Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República de Chile; en el D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”; los artículos 102°, 131°, 134°, 135°, 147°, 155°, 162°, 168° y 171° del D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la “Ley”; 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° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo y sus modificaciones; en el decreto supremo N° 14, de 2012, del Ministerio de Energía, que Fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante “Decreto 14”; en el artículo primero del decreto supremo N° 1T, de 2012, 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, en adelante “Decreto 1T”; en el decreto supremo N° 2T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala; en el decreto supremo N° 8T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica; en la resolución exenta N° 321, de fecha 21 de julio de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, que dicta Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, y sus modificaciones;

## PROTECCIÓN EFECTIVA DE LOS DERECHOS DE PROPIEDAD INDUSTRIAL

### Publicación:

Aceptada a tramitación una solicitud en el Instituto Nacional de Propiedad Industrial (INAPI), el interesado debe efectuar una publicación en el Diario Oficial.

### Beneficios:

- Protección jurídica al titular.
- Autorizar a terceros el uso de la marca mediante contratos de licencia.
- Ejercer acciones penales y civiles por uso malicioso de la marca.





en el decreto N° 106, de fecha 27 de enero de 2015, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, que Extiende Horario de Verano establecido en los decretos supremos números 1.489, de 1970 y 1.142 de 1980, ambos del Ministerio del Interior; en la resolución exenta N° 223, de 29 de abril de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación que indica; en la resolución exenta N° 540, de fecha 15 de octubre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de octubre de 2015 del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, modificada mediante la resolución exenta N° 570, de fecha 2 de noviembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, remitidas a este Ministerio mediante los oficios CNE. Of. Ord. N° 470, de fecha 15 de octubre de 2015 y CNE. Of. Ord. N° 510, de fecha 3 de noviembre de 2015, respectivamente; y lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República,

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 noviembre de 2015, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 171° de la ley, 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]
Tarapacá	220	5.693,61	35,948
Lagunas	220	5.645,62	36,146
Crucero	220	5.345,84	35,302
Encuentro	220	5.355,44	35,284
Atacama	220	5.420,36	35,464

#### b) Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Subsistema SIC	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Diego de Almagro	Norte	220	6.479,43	28,206
Carrera Pinto	Norte	220	7.664,52	28,650
Cardones	Norte	220	7.797,99	33,121
Maitencillo	Norte	220	7.902,31	32,886
Punta Colorada	Centro-Sur	220	4.967,84	45,091
Pan de Azúcar	Centro-Sur	220	5.161,69	46,381
Los Vilos	Centro-Sur	220	5.380,73	47,939
Nogales	Centro-Sur	220	5.445,34	48,350
Quillota	Centro-Sur	220	5.486,96	48,858
Polpaico	Centro-Sur	220	5.476,01	48,301
Lampa	Centro-Sur	220	5.229,04	46,865
Cerro Navia	Centro-Sur	220	5.609,08	49,972
Chena	Centro-Sur	220	5.572,39	49,733
Candelaria	Centro-Sur	220	5.575,13	48,350
Colbún	Centro-Sur	220	5.373,61	46,400
Alto Jahuel	Centro-Sur	220	5.539,53	49,478
Melipilla	Centro-Sur	220	5.512,70	50,084
Rapel	Centro-Sur	220	5.454,11	49,952
Itahue	Centro-Sur	220	5.410,30	48,687
Ancoa	Centro-Sur	220	5.341,30	47,617
Charrúa	Centro-Sur	220	4.660,63	43,103
Lagunillas	Centro-Sur	220	4.654,61	42,458
Hualpén	Centro-Sur	220	4.603,13	42,482
Temuco	Centro-Sur	220	4.737,30	44,182
Ciruelos	Centro-Sur	220	4.896,65	46,469
Valdivia	Centro-Sur	220	4.958,53	50,803
Rahue	Centro-Sur	220	4.941,00	51,022
Puerto Montt	Centro-Sur	220	5.042,86	52,161

## 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 de la subestación troncal:

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

Sistema	Barra	Potencia [MW]	P <sub>b0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SING	Lagunas	70	5.645,62	0,50551	0,10286	0,39163

Precio de la energía de la subestación troncal:

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

#### b) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado Central

Precio por potencia de la subestación troncal en Subsistema SIC Norte:

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

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	P <sub>b0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Norte	Diego de Almagro	70	6.479,43	0,41210	0,22569	0,36221

Precio por potencia de la subestación troncal en Subsistema SIC Centro-Sur:

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

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	P <sub>b0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Centro-Sur	Polpaico	70	5.476,01	0,47729	0,13314	0,38957

Precio de la energía de la subestación troncal:

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

En estas fórmulas:

- P<sub>b</sub> : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
- P<sub>b0</sub> : Precio base del precio básico de la potencia en \$/kW/mes.
- DOL<sub>i</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al cual se registre la indexación, publicado por el Banco Central.
- IPC<sub>i</sub> : Índices de precios al consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI<sub>turb,i</sub> : 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 registre la indexación.
- PPI<sub>i</sub> : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.
- DOL<sub>0</sub> : Dólar observado EEUU promedio del mes de septiembre de 2015 publicado por el Banco Central (691,73 [\$/US\$]).
- IPC<sub>0</sub> : Valor de índice de precios al consumidor correspondiente a agosto de 2015 publicado por el INE (121,11). 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.

PPI<sub>turb</sub> : 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 abril de 2015 (221,0).

PPI<sub>o</sub> : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de abril de 2015 (190,9).

PMM<sub>1i</sub>:PMM<sub>2i</sub> : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, 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 publicación de este precio, expresado en [\$/kWh].

PMM<sub>10</sub>,PMM<sub>20</sub> : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, 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 de 2015 a agosto de 2015 (PMM<sub>10</sub>: 57,807 [\$/kWh], PMM<sub>20</sub>: SIC 61,410 [\$/kWh]).

A más tardar dentro de los primeros cinco días siguientes a la fecha en que se registre la indexación, la Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico el valor de PMM<sub>1i</sub> y PMM<sub>2i</sub>.

Los precios medios de los contratos considerados en el cálculo de PMM<sub>1i</sub> y PMM<sub>2i</sub>, 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 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 14.

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 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<sub>Dx</sub> : Precio de nudo de energía en el punto de suministro de la empresa distribuidora.

PNP<sub>Dx</sub> : Precio de nudo de potencia en el punto de suministro de la empresa distribuidora.

PNE<sub>SP</sub> : Precio de nudo de energía en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el Decreto 14.

PNP<sub>SP</sub> : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el Decreto 14.

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	106,41
Interconectado Central	140,94

### 2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la resolución exenta N° 321, de fecha 21 de julio de 2014, que dicta Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, modificada por las resoluciones exentas N° 586, de fecha 17 de noviembre de 2014, N° 297, de fecha 8 de junio de 2015 y N° 494 de fecha 16 de septiembre de 2015, todas de la Comisión.

### 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 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, determinada por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo.

## 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 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 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 decreto, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los 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.

### 3.3.3 Reprogramación de Medidores Eléctricos

La reprogramación de medidores a que diese lugar lo dispuesto en los numerales 3.3.1 y 3.3.2 precedentes, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto 1T, efectuados por las empresas concesionarias de distribución así como en el decreto supremo N° 2T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala, deberá realizarse mediante el servicio "Y" establecido en el decreto supremo N° 8T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica.

## 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 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 tuvieren 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.

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

finde 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 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 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 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 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, 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 Sistema Interconectado del Norte Grande 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	5,889	0	0
Sobre 30 y hasta 40	10,605	10,605	0
Sobre 40 y hasta 50	10,605	10,605	10,605
Sobre 50 y hasta 80	14,132	14,132	14,132
Sobre 80	17,657	17,657	17,657

#### Cuadro 5.1.2:

#### Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el Sistema Interconectado Central 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	5,940	0	0
Sobre 30 y hasta 40	10,695	10,695	0
Sobre 40 y hasta 50	10,695	10,695	10,695
Sobre 50 y hasta 80	14,252	14,252	14,252
Sobre 80	17,809	17,809	17,809

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

**6 CARGO ÚNICO SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL.**

En virtud de lo establecido en el artículo 102° de la ley, el cargo único (CU) a aplicar en cada sistema eléctrico será el siguiente.

Sistema	CU2 [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	1,864
Interconectado Central	0,730

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 el artículo 102°, letra a), párrafo segundo, de la ley, se define en el cuadro siguiente.

Sistema	CU 15 [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	1,341
Interconectado Central	0,000

**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:** Establézcanse, 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 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:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]
Tarapacá	220	1,0397	0,7442
Lagunas	220	1,0310	0,7483
Crucero	220	0,9762	0,7309
Encuentro	220	0,9780	0,7305
Atacama	220	0,9898	0,7342
Diego de Almagro	220	1,1832	0,5840
Carrera Pinto	220	1,3997	0,5932
Cardones	220	1,4240	0,6857
Maitencillo	220	1,4431	0,6809
Punta Colorada	220	0,9072	0,9335
Pan de Azúcar	220	0,9426	0,9602
Las Palmas	220	0,9570	0,9714
Los Vilos	220	0,9826	0,9925
Nogales	220	0,9944	1,0010
Quillota	220	1,0020	1,0115
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Polpaico	500	1,0024	1,0017
Lampa	220	0,9549	0,9703
Chena	220	1,0176	1,0296
Cerro Navia	220	1,0243	1,0346
Melipilla	220	1,0067	1,0369
Rapel	220	0,9960	1,0342
El Rodeo	220	1,0130	1,0257
Alto Jahuel	220	1,0116	1,0244
Alto Jahuel	500	1,0047	1,0183
Candelaria	220	1,0181	1,0010
Maipo	220	1,0044	0,9962
Colbún	220	0,9813	0,9607
Ancoa	220	0,9754	0,9858
Ancoa	500	0,9833	0,9932
Itahue	220	0,9880	1,0080
Charrúa	220	0,8511	0,8924
Charrúa	500	0,8523	0,8936
Hualpén	220	0,8406	0,8795
Lagunillas	220	0,8500	0,8790
Esperanza	220	0,8588	0,9005
Cautín	220	0,8631	0,9130
Temuco	220	0,8651	0,9147
Ciruelos	220	0,8942	0,9621
Valdivia	220	0,9055	1,0518
Rahue	220	0,9023	1,0563
Puerto Montt	220	0,9209	1,0799

Para determinar los precios en los puntos de suministro 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 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 cociente 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.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Máximo Pacheco M., Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

(IdDO 981613)

**APRUEBA REGLAMENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO DE BIENES NACIONALES DE USO PÚBLICO DESTINADOS AL TRÁNSITO PEATONAL**

Núm. 51.- Santiago, 28 de mayo de 2015.

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 la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles; en el decreto con fuerza de ley N° 850, de 1997, del Ministerio de Obras Públicas, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley N° 15.840, de 1964 y del decreto con fuerza de ley N° 206, de 1960; en los decretos con fuerza de ley N° 279, de 1960, y N° 343, de 1953, ambos del Ministerio de Hacienda; en la ley N° 16.391, que crea el Ministerio de la Vivienda y Urbanismo; en el decreto con fuerza de ley N° 458, de 1975, del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, que aprueba nueva Ley General de Urbanismo y Construcciones; en el decreto supremo N° 900, de 1996, del Ministerio de Obras Públicas, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL MOP N° 164, de 1991, Ley de Concesiones de Obras Públicas; 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 General de Servicios Eléctricos" o la "Ley", y sus modificaciones posteriores; en el decreto supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos; en el decreto supremo N° 119, de 1989, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de sanciones en materia de electricidad y combustibles; en el decreto supremo N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de instaladores eléctricos y de electricistas de recintos de espectáculos públicos; en el decreto supremo N° 298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para la certificación de productos eléctricos y combustibles, y deroga decreto que indica; en el decreto supremo N° 280, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas de red; en el decreto supremo N° 43, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que establece norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica, elaborada a partir de la revisión del decreto supremo N° 686, de 1998, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; en el decreto supremo N° 2, de 2014, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de alumbrado público de vías de tránsito vehicular; en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y