

Normas Generales

PODER EJECUTIVO

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 381.- Santiago, 30 de octubre de 2008.- Visto: Lo dispuesto en los Artículos Transitorios 16° y 27°, en los Artículos 102°, 131°, 134°, 135°, 147°, 155°, 162°, 168° y 171°, todos del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, en adelante Ley General de Servicios Eléctricos o "LGSE"; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en Oficio Ord. CNE N° 1845, de 15 de octubre de 2008; y lo establecido en la Resolución N° 520 de 1996, de la Contraloría General de la República.

Decreto:

Artículo primero:

Fijanse 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 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 1° de noviembre de 2008, conforme a lo dispuesto en el inciso final del Artículo 171° 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]
Arica	110	4.219,49	69,481
Pozo Almonte	220	4.492,21	74,276
Parinacota	220	4.630,19	75,384
Cóndores	220	4.476,00	73,453
Tarapacá	220	4.379,23	71,718
Lagunas	220	4.367,20	72,262
Crucero	220	4.198,66	69,690
Encuentro	220	4.215,32	69,955
Central Atacama	220	4.144,95	69,202
Chacaya	220	3.793,98	67,481
Capricornio	220	4.091,70	67,808
Mantos Blancos	220	4.150,50	69,112
Mejillones	220	3.999,56	66,854
Antofagasta	110	4.149,11	69,119
Esmeralda	220	4.215,32	70,178

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	Centro-Norte	220	4.734,03	60,973
Carrera Pinto	Centro-Norte	220	4.681,91	60,053
Cardones	Centro-Norte	220	4.567,72	58,046
Maitencillo	Centro-Norte	220	4.374,23	53,831
Pan de Azúcar	Centro-Norte	220	4.282,24	52,039
Los Vilos	Centro-Norte	220	4.516,06	54,477
Quillota	Centro-Norte	220	4.340,70	52,554
Polpaico	Centro-Norte	220	4.531,47	53,558
Cerro Navia	Centro-Norte	220	4.931,15	56,937
Alto Jahuel	Centro-Norte	220	4.704,12	54,583
Chena	Centro-Norte	220	4.895,80	56,811
Paine	Centro-Norte	154	4.784,33	55,870
Rancagua	Centro-Norte	154	4.795,20	55,045
Punta de Cortés	Centro-Norte	154	4.792,94	59,486
San Fernando	Centro-Norte	154	4.710,01	52,275

Teno	Centro-Norte	154	4.647,48	52,501
Itahue	Centro-Norte	154	4.515,16	51,703
Parral	Centro-Norte	154	4.254,14	51,508
Ancoa	Centro-Norte	220	4.487,97	51,587
Charrúa	Centro-Norte	220	4.173,94	50,242
Concepción	Centro-Norte	220	4.251,88	51,061
San Vicente	Centro-Norte	154	4.313,96	51,687
Temuco	Sur	220	4.439,92	50,857
Valdivia	Sur	220	4.363,56	50,231
Barro Blanco	Sur	220	4.347,41	50,499
Puerto Montt	Sur	220	4.375,78	50,757
Pugueñún	Sur	110	5.582,30	64,752

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 principal =

$$P_{bpot} \cdot \left[\frac{DOL}{DOL_0} \cdot \frac{1+d_i}{1+d_o} \cdot \left(coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_0}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_0} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} \right]$$

Sistema	Potencia [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
SING PARINACOTA	50	0,46767	0,10387	0,11457	0,31389

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

$$\text{Precio Básico de Energía} \cdot \left(\frac{PMM_{11}}{PMM_{10}} \right)$$

b) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado Central

Precio por potencia en la más alta tensión de la subestación troncal en Subsistema SIC Centro-Norte =

$$P_{bpot} \cdot \left[\frac{DOL}{DOL_0} \cdot \frac{1+d}{1+d_0} \cdot \left(coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_0}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_0} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} \right]$$

Sistema	Potencia [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
SIC Centro-Norte (Polpaico)	70	0,44962	0,14089	0,13185	0,27764

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

$$P_{bpot} \cdot \left[\frac{DOL}{DOL_0} \cdot \frac{1+d}{1+d_0} \cdot \left(coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_0}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_0} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} \right]$$

Sistema	Potencia [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
SIC Sur (Valdivia)	50	0,48338	0,09806	0,10859	0,30997

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

$$\text{Precio Básico de Energía} \cdot \left(\frac{PMM_{21}}{PMM_{20}} \right)$$

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.
- dI : 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.
- PPIturb : 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.
- DOL0 : Dólar observado EEUU promedio del mes de septiembre de 2008 publicado por el Banco Central (530,17 [\$/US\$]).

- d10 : Tasa arancelaria vigente aplicable a equipos electromecánicos en la zona franca de extensión de Iquique (6%).
- d0 : Tasa arancelaria vigente aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país (6%).
- IPCo e IPMo : Valores de IPC y de IPM correspondientes a agosto de 2008 (142,59 y 302,67 respectivamente).
- PPI_{turb} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg correspondiente al mes de abril de 2008 (178,40).
- PPI_o : Producer Price Index- Commoditie correspondiente al mes de abril de 2008 (190,90).
- PMM₁₁,PMM₂₁ : 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 de 2008 a agosto de 2008 (PMM₁₀: 77,868 [\$/kWh], PMM₂₀: 52,190 [\$/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 PMM₁₁ y PMM₂₁.

Los precios medios de los contratos de clientes libres considerados en el cálculo de PMM₁₁ y PMM₂₁, 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 172º 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 10,046 [\$/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 Subestaciones principales y secundarias

2.1 Subestaciones principales

Los precios de nudo y sus correspondientes fórmulas de indexación, en las subestaciones de centrales generadoras cuya potencia instalada supere la potencia de influencia de la subestación troncal más cercana, serán iguales a los precios en dicha subestación troncal para el mismo nivel de tensión señalado en el numeral 1.1 y numeral 1.2 del presente artículo, respectivamente. Estas subestaciones de centrales generadoras, en conjunto con las subestaciones troncales, se denominarán subestaciones principales.

A continuación se detallan las potencias de influencia a considerar en las subestaciones troncales por sistema, para los niveles de tensión que se indican:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Potencia de Influencia [MW]
Arica	110	5
Pozo Almonte	220	45
Parinacota	220	45
Cóndores	220	45
Tarapacá	220	45
Lagunas	220	45
Crucero	220	10
Encuentro	220	10
Central Atacama	220	45
Chacaya	220	45
Capricornio	220	45
Mantos Blancos	220	45
Mejillones	220	10
Antofagasta	110	5
Esmeralda	220	45

b) Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Potencia de Influencia [MW]
Diego de Almagro	220	100
Carrera Pinto	220	100
Cardones	220	100
Maitencillo	220	100
Pan de Azúcar	220	100
Los Vilos	220	100
Quillota	220	60
Polpaico	220	40
Cerro Navia	220	40
Alto Jahuel	220	40
Chena	220	40
Paine	154	40
Rancagua	154	40
Punta de Cortés	154	20
San Fernando	154	20
Teno	154	20
Itahue	154	20
Parral	154	20
Ancoa	220	20
Charrúa	220	20
Concepción	220	150
San Vicente	154	150
Temuco	220	20
Valdivia	220	40
Barro Blanco	220	40
Puerto Montt	220	40
Pugueñún	110	40

2.2 Precios de nudo en subestaciones principales y secundarias

Los precios de nudo en subestaciones principales en niveles de tensión diferentes a los señalados en el numeral 1.1 del presente artículo y en subestaciones secundarias, incluidas las subestaciones secundarias de centrales generadoras y las subestaciones primarias de distribución, se determinarán incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de la subestación principal que corresponda conforme se establece en el numeral 2.3.1 del presente artículo, en los cargos que resulten de la aplicación de las fórmulas siguientes, y verificando que no se exceda los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las condiciones de aplicación que se establece en el numeral 2.3.3 del presente artículo.

Cargo por concepto de transformación, transporte de energía y abono o cargo:

$$PBEP \cdot ((1 + CBTE / 100) \cdot (1 + \sum_{i=1}^n (CBLE_i \cdot km_i / 100)) - 1)$$

Cargo por concepto de transformación y transporte de potencia:

$$CBTP + \sum_{i=1}^n (FE \cdot CBLP_i \cdot km_i)$$

Donde:

- PBEP es el precio básico de la energía en la subestación principal, según lo señalado en el numeral 1.1 del presente artículo. Este precio se expresa en [\$/kWh].
- CBTE es el cargo base por transformación de energía desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación principal hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en (%).
- CBTP es el cargo base por transformación de potencia desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación principal hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en [\$/kW/mes].
- n es el número de tramos de líneas de transmisión hasta el punto en que se desea calcular el precio de nudo, para un mismo nivel de tensión.
- CBLE_i es el cargo base por transporte de energía, denominado CBLE, correspondiente al tramo i, expresado en [%/km].
- CBLP_i es el cargo base por transporte de potencia, denominado CBLP, correspondiente al tramo i, expresado en [\$/kW-mes/km].
- FE Parámetro de enmallamiento para ajuste de costo de inversión aplicable a tramo i, [p.u.].
- kmi es la longitud de cada tramo i, calculada de acuerdo a lo indicado en el numeral 2.3.2 del presente artículo expresada en kilómetros.

Estos cargos permiten obtener los factores de penalización de energía y de potencia en estos nudos e incorporan todos los costos de inversión, operación,

mantenimiento, y pérdidas de potencia y energía en las instalaciones. Los valores para CBTE, CBLE, CBTP, y CBLP se indican a continuación. Por definición, los precios de nudo en subestaciones primarias de distribución no incluirán cargos por transporte de energía ni cargos por transporte de potencia en niveles de tensión de distribución.

2.2.1 Valor de CBTE (%) desde la tensión señalada en el numeral 1.1

Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Principal	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	a nivel de distribución
Arica	0,00	0,00	2,25	4,07
Pozo Almonte	0,00	1,49	4,34	6,13
Parinacota	0,00	1,49	4,34	6,13
Cóndores	0,00	1,49	4,34	6,13
Tarapacá	0,00	1,49	4,34	6,13
Lagunas	0,00	1,49	4,34	6,13
Crucero	0,00	0,00	0,00	3,84
Encuentro	0,00	0,00	0,00	3,84
Central Atacama	0,00	1,49	4,34	6,13
Chacaya	0,00	1,49	4,34	6,13
Capricornio	0,00	1,49	4,34	6,13
Mantos Blancos	0,00	1,49	4,34	6,13
Mejillones	0,00	3,39	4,34	6,13
Antofagasta	0,00	0,00	2,86	3,24
Esmeralda	0,00	1,49	4,34	6,13

Sistema Interconectado Central

Subestación Principal	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	a nivel de distribución
Diego de Almagro	0,00	4,52	7,63	12,89
Carrera Pinto	0,00	4,52	7,63	12,89
Cardones	0,00	4,52	6,09	12,81
Maitencillo	0,00	4,52	7,63	13,19
Pan de Azúcar	0,00	4,26	7,38	12,25
Los Vilos	0,00	4,26	7,38	12,25
Quillota	0,00	2,76	5,58	10,30
Polpaico	0,00	2,33	4,21	10,30
Cerro Navia	0,00	2,33	4,21	10,30
Alto Jahuel	0,00	2,33	4,21	10,30
Chena	0,00	2,33	4,21	10,30
Paine	0,00	4,14	4,14	9,19
Rancagua	0,00	4,14	4,14	9,19
Punta de Cortés	0,00	4,14	4,14	9,19
San Fernando	0,00	4,14	4,14	9,19
Teno	0,00	4,14	4,14	9,07
Itahue	0,00	4,14	4,14	9,07
Parral	0,00	4,14	4,14	9,19
Ancoa	0,00	4,61	4,61	10,30
Charrúa	0,00	3,73	4,69	10,30
Concepción	0,00	2,84	4,69	10,30
San Vicente	0,00	2,84	4,69	10,30
Temuco	0,00	4,16	5,69	10,30
Valdivia	0,00	4,38	5,99	10,83
Barro Blanco	0,00	4,38	5,99	10,83
Puerto Montt	0,00	4,38	5,99	10,83
Pugueñún	0,00	0,00	2,99	7,66

2.2.2 Valor de CBLE (%)

Líneas de 220 kV	0,03% por kilómetro
Líneas de 154 kV	0,04% por kilómetro
Líneas de 110 kV	0,09% por kilómetro
Líneas a menos de 100 kV y más de 30 kV	0,19% por kilómetro
Líneas a nivel de distribución	0,29% por kilómetro

2.2.3 Valor de CBTP [\$/kW/mes] desde la tensión señalada en el numeral 1.1

Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Principal	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	a nivel de distribución
Arica	0,00	0,00	432,75	779,45
Pozo Almonte	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Parinacota	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Cóndores	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Tarapacá	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Lagunas	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Crucero	0,00	0,00	0,00	735,11
Encuentro	0,00	0,00	0,00	735,11
Central Atacama	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Chacaya	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Capricornio	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Mantos Blancos	0,00	284,69	831,78	1.173,83
Mejillones	0,00	443,49	831,78	1.173,83
Antofagasta	0,00	0,00	545,96	619,32
Esmeralda	0,00	284,69	831,78	1.173,83

Sistema Interconectado Central

Subestación Principal	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	a nivel de distribución
Diego de Almagro	0,00	514,17	868,37	1.465,25
Carrera Pinto	0,00	514,17	868,37	1.465,25
Cardones	0,00	514,17	692,55	1.456,45
Maitencillo	0,00	514,17	868,37	1.499,38
Pan de Azúcar	0,00	485,15	839,67	1.392,69
Los Vilos	0,00	485,15	839,67	1.392,69
Quillota	0,00	313,46	635,36	1.149,32
Polpaico	0,00	265,15	477,61	1.149,32
Cerro Navia	0,00	265,15	477,61	1.149,32
Alto Jahuel	0,00	265,15	477,61	1.149,32
Chena	0,00	265,15	477,61	1.149,32
Paine	0,00	470,95	470,95	1.044,80
Rancagua	0,00	470,95	470,95	1.044,80
Punta de Cortés	0,00	470,95	470,95	1.044,80
San Fernando	0,00	470,95	470,95	1.044,80
Teno	0,00	470,95	470,95	1.030,58
Itahue	0,00	470,95	470,95	1.030,58
Parral	0,00	470,95	470,95	1.044,80
Ancoa	0,00	524,32	524,32	1.149,32
Charrúa	0,00	423,57	523,52	1.149,32
Concepción	0,00	322,00	532,52	1.149,32
San Vicente	0,00	322,00	532,52	1.149,32
Temuco	0,00	472,22	646,78	1.149,32
Valdivia	0,00	498,77	682,15	1.231,35
Barro Blanco	0,00	498,77	682,15	1.231,35
Puerto Montt	0,00	498,77	682,15	1.231,35
Pugueñún	0,00	0,00	354,51	907,56

2.2.4 Valor de CBLP [\$/kW/mes/km]

Sistema	en 220 [kV]	en 154 [kV]	en 110 [kV]	en menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	A nivel de distribución
Interconectado del Norte Grande	13,82	14,11	23,48	43,21	103,40
Interconectado Central	18,18	18,66	31,31	56,81	136,95

2.2.5 Fórmulas de indexación de los cargos base de transformación y transporte de potencia

Las fórmulas de indexación aplicables a los cargos base de transformación y transporte de potencia son las siguientes:

a) Cargo por transformación de potencia (CBTP):

Cargo por transformación de potencia =

$$\text{Cargo Base por Transformación de Potencia} = \left(0,30 \cdot \frac{\text{Precio Dólar}}{\text{DOL}_0} \cdot \frac{1+d_2}{1+d_2} + 0,70 \cdot \frac{\text{IPM}^{\text{STX}}}{\text{IPM}_0^{\text{STX}}} \right)$$

b) Cargo por transporte de potencia (CBLP):

Cargo por transporte de potencia =

$$\text{Cargo Base por Transporte de Potencia} = \left(0,15 \cdot \frac{\text{Precio Dólar}}{\text{DOL}_0} \cdot \frac{1+d_2}{1+d_2} + 0,85 \cdot \frac{\text{IPM}^{\text{STX}}}{\text{IPM}_0^{\text{STX}}} \right)$$

En estas fórmulas:

Precio Dólar : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al cual se aplique la indexación, publicado por el Banco Central.

DOL₀ : Dólar observado EEUU promedio del mes de septiembre de 2008 publicado por el Banco Central (530,17 [\$/US\$]).

IPM^{STX} : Índice de Precios al por Mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, referido al tercer mes anterior al cual se aplique la indexación.

IPM₀^{STX} : Valor del IPM publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de julio del año 2008 (IPM₀: 292,30).

d₂ : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país, correspondiente al mes anterior al cual se aplique la indexación.

d_{2o} : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país, correspondiente al mes de septiembre de 2008 (d_{2o}: 6%).

En aquellas subestaciones de generación-transporte secundarias, con niveles de tensión inferiores a 154 [kV] pero ubicadas en zonas geográficas en las cuales existan líneas de 154 [kV] o de 220 [kV], los precios

de nudo estarán adicionalmente limitados a los valores máximos que resultan de la aplicación del procedimiento señalado en el numeral 2.3.3 del presente artículo de las Condiciones de Aplicación de dicha posibilidad de suministro, denominados costos de conexión directa.

2.2.6 Coeficiente FE

El valor del coeficiente FE, es el factor de enmallamiento a aplicar en un tramo de línea para cada uno de los tramos de las líneas de 110 [kV] que se indican en el cuadro a) y que forman parte de la ruta para la determinación del precio en los puntos de inyección a distribución que se indican en el cuadro b).

El valor del coeficiente FE será igual a 1,0 en los siguientes casos:

- Para el resto de las líneas de transmisión secundaria del sistema.
- Para los tramos de líneas de 110 [kV] que se indican en a) pero que no forman parte de la ruta que determina el precio en los puntos del cuadro b).

Cuadro a)

Línea	Coeficiente FE
Cerro Navia – San Cristóbal 110 [kV]	1,707
San Cristóbal – Los Almendros 110 [kV]	1,707
Los Almendros – Florida 110 [kV]	1,707
Florida - Alto Jahuel 110 [kV]	1,707
Buin - Lo Espejo 110 [kV]	1,707
Lo Espejo – Ochagavía 110 [kV]	1,707
Ochagavía – Florida 110 [kV]	1,707
Chena - Cerro Navia 110 [kV]	1,707

Cuadro b)

Punto de inyección a distribución	
S/E	Alonso de Córdova
S/E	Andes
S/E	Apoquiñando
S/E	Cisterna
S/E	Club Hípico
S/E	Florida
S/E	La Dehesa
S/E	La Reina
S/E	Lo Boza
S/E	Lo Valledor
S/E	Los Dominicos
S/E	Macul
S/E	Maipú
S/E	Pajaritos
S/E	Quilicura
S/E	Recoleta
S/E	San Cristóbal
S/E	San Joaquín
S/E	San José
S/E	San Pablo
S/E	Santa Elena
S/E	Santa Marta
S/E	Santa Raquel
S/E	Vitacura

2.3 Condiciones de aplicación

2.3.1 Subestación principal a considerar para efectos del cálculo de precios de nudo en otras subestaciones de generación-transporte

Para efectos de establecer los precios de nudo que rigen en subestaciones de generación-transporte diferentes a las denominadas principales en el numeral 2.1 del presente artículo, se debe utilizar la subestación principal que en conjunto con los sistemas de transporte correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para un consumo con factor de carga mensual de 55%.

Sin embargo, el cliente podrá solicitar, sólo para fines de incorporar el efecto de diversidad a que se refiere el numeral 4.1 del presente artículo, que los precios de nudo se calculen sobre la base de otras subestaciones principales, referidos al nivel de más alta tensión de suministro.

2.3.2 Modalidad de cálculo de la distancia entre una subestación principal y otra subestación de generación-transporte

Para establecer la distancia entre una subestación principal y otra subestación de generación-transporte se utilizará la distancia a través de las líneas eléctricas que puedan permitir la interconexión. Las líneas a considerar son aquellas establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados. En el caso de existir varias líneas de interconexión, se utilizarán aquellas que impliquen el menor precio medio mensual en el punto de

suministro, considerando para efectos de la comparación un consumo teórico con factor de carga mensual igual a 55%.

2.3.3 Costos de conexión directa

Los precios de nudo en las subestaciones de generación-transporte secundarias, aplicables a las ventas en nivel de alta tensión de distribución, estarán limitados a valores máximos, que se determinan a través del procedimiento que se señala, considerando la alternativa de conexión directa a las líneas de 154 [kV] y de 220 [kV] que unan las subestaciones principales más cercanas.

Estos precios máximos se determinarán comparando mensualmente, para un consumo con demanda máxima en horas de punta igual a la suma de todas las demandas máximas en horas de punta vigentes para fines de facturación en nivel de voltaje de alta tensión de distribución, y con un factor de carga mensual de 55%, el precio medio de la electricidad, en nivel de voltaje de alta tensión de distribución, que resultaría sin considerar esta opción de conexión directa, con el precio medio resultante para un consumo de las mismas características con los precios alternativos siguientes:

Precio alternativo de la energía = $PNET \cdot (1 + \mu)$

Precio alternativo de la potencia de punta = $PNPT \cdot (1 + \mu)$

Si DEM mayor que 20 [MW]: $\mu = 0,150 + 0,014 \cdot KM$

Si DEM menor o igual a 20 [MW]: $\mu = 0,150 + 0,011 \cdot (20 - DEM) + 0,014 \cdot KM$

En que:

PNET : Precio de nudo de la energía en la subestación principal más cercana en nivel de tensión igual o superior a 154 [kV], más el cargo o abono a que se refiere el numeral 1.3 del presente artículo.

PNPT : Precio de nudo de la potencia de punta en la subestación principal más cercana en nivel de tensión igual o superior a 154 [kV].

DEM : Suma de todas las demandas máximas en horas de punta vigentes para fines de facturación en nivel de voltaje de alta tensión de distribución y superiores, expresados en [MW].

KM : Distancia en kilómetros, en línea recta desde la subestación en que se efectúa la venta a la línea de 154 [kV] o 220 [kV] según corresponda.

Si el precio medio de la electricidad en la alternativa de conexión directa resulta menor que el precio medio sin considerar dicha opción, se deberán reducir en la misma proporción los precios de energía y de potencia de punta correspondientes a la opción que no considera la conexión directa, hasta igualar ambos precios medios. En caso contrario, los precios correspondientes a la opción directa no serán considerados.

Para el caso en que el nivel de tensión de suministro sea superior al de alta tensión de distribución, el cliente podrá solicitar la aplicación de un coeficiente que refleje la alternativa de conexión directa. El valor de dicho coeficiente se establecerá de común acuerdo entre el vendedor y el cliente.

2.3.4 Información

Las empresas propietarias y arrendatarias de los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberán proporcionar a las empresas que se abastecen de sus instalaciones, toda la información necesaria para determinar el precio de nudo que corresponda a la compra de energía y potencia, según lo establecido en los numerales 2.3.1, 2.3.2 y 2.3.3, precedentes.

Esta información deberá proporcionarse a requerimiento de la empresa compradora en forma escrita y digital, y enviarse copia a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en la misma forma.

2.4 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 Principal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
ARICA	3,40	0,24	1,63	5,27
POZO ALMONTE	3,40	0,24	1,52	5,16

PARINACOTA	3,40	0,24	1,52	5,16
CONDOROS	3,40	0,24	1,52	5,16
TARAPACA	3,40	0,24	1,52	5,16
LAGUNAS	3,40	0,24	1,52	5,16
CRUCERO	3,40	0,24	0,00	3,64
ENCUENTRO	3,40	0,24	0,00	3,64
CENTRAL ATACAMA	3,40	0,24	1,52	5,16
CHACAYA	3,40	0,24	1,52	5,16
CAPRICORNIO	3,40	0,24	1,52	5,16
MANTOS BLANCOS	3,40	0,24	1,52	5,16
MEJILLONES	3,40	0,24	0,00	3,64
ANTOFAGASTA	3,40	0,24	1,70	5,34
ESMERALDA	3,40	0,24	1,52	5,16

Sistema Interconectado Central

Subestación Principal	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
Cerro Navia Sistema Enmallado (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Alto Jahuel Sistema Enmallado (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Chena Sistema Enmallado (*)	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
Teno	1,90	1,63	4,20	7,73
Itahue	1,90	1,63	3,62	7,15
Parral	1,90	1,63	5,16	8,69
Ancoa	1,90	1,63	4,97	8,50
Charrúa	1,90	1,63	4,89	8,42
Concepción	1,90	1,63	6,54	10,07
San Vicente	1,90	1,63	8,92	12,45
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
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
Pugueñún	1,90	1,63	8,09	11,62

(*) Se refiere a la indisponibilidad en puntos de retiro alimentados desde las líneas de transmisión detalladas en el cuadro a) del numeral 2.2.6 utilizando la trayectoria descrita en el numeral 2.3.2 del presente artículo.

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.

2.5 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.

3 DEFINICIONES

3.1 Cliente

Se considerará cliente a toda empresa de servicio público de distribución que esté recibiendo energía eléctrica 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 la energía 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 energía en dos o más puntos de entrega, cada suministro 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 y festivos. 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 inmediatamente siguientes o anteriores a un día laboral 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 siguientes o anteriores a un día laboral 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 siguientes o anteriores a un día laboral festivo, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

4 DEMANDA MÁXIMA

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

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

1. Demanda máxima leída
2. Potencia contratada

En el caso que un cliente no opte por uno de los sistemas de facturación mencionados, la empresa vendedora le aplicará el sistema de facturación de demanda máxima leída. En todo caso, para los efectos de calcular la demanda de facturación que se señala en el numeral 4.1.1 del presente artículo, la empresa vendedora considerará el promedio de las 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 principal, 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 principal, 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 periodo 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 de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

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 potencias 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 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 y 5.2, 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 y 5.2, sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.

Cuadro 5.1:
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	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	4,203	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	7,568	7,568	0,000
Sobre 40 y hasta 50	7,568	7,568	7,568
Sobre 50 y hasta 80	10,084	10,084	10,084
Sobre 80	12,600	12,600	12,600

Cuadro 5.2:
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	4,239	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	7,631	7,631	0,000
Sobre 40 y hasta 50	7,631	7,631	7,631
Sobre 50 y hasta 80	10,170	10,170	10,170
Sobre 80	12,708	12,708	12,708

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1 y 5.2, 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 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 y 5.2, 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 Centro de Despacho Económico de Carga 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 y 5.2, 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 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción correspondiente, 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 Compreendidas
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, PEÑAFLOL, 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:

$$Pe = \sum_{i=1}^n Ni \cdot Ri \cdot PNEi \cdot (1 + CBTEi / 100) + AC$$

$$Pp = \sum_{i=1}^n Ni \cdot (PNPi + CBTPi + Ki \cdot CBLP/CBLPo)$$

$$PNPT = \sum_{i=1}^n Ni \cdot PNPi$$

En que:

- Pe : Precio de nudo de la energía correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kWh].
- 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].
- Pp : Precio de nudo de la potencia correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, 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].
- PNEi : Precio de nudo de la energía para la subestación troncal de generación-transporte i, explicitado en el numeral 1.1 del presente artículo, [\$/kWh].
- PNPi : 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].
- Ni : Proporción del aporte de electricidad considerado para la subestación principal de generación - transporte i.
- Ri : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía en transporte desde la subestación troncal de generación-transporte i.
- Ki : Cargo adicional, en [\$/kW/mes], en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de potencia en transporte desde la subestación troncal de generación-transporte i.
- CBTEi : Cargo por transformación de energía desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta el nivel de distribución, explicitado en el numeral 2.2.1 del presente artículo, en [%].
- CBTPi : Cargo por transformación de potencia de punta desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta el nivel de distribución, explicitado en el numeral 2.2.3 del presente artículo, en [\$/kW/mes].
- 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 en que éste se encuentra.
- CBLP : Cargo por transporte de potencia en nivel de distribución en el sistema eléctrico al cual pertenece el sector de nudo, explicitado en el numeral 2.2.4 del presente artículo .
- CBLPo : Cargo por transporte de potencia en nivel de distribución en el sistema eléctrico al cual pertenece el sector de nudo, explicitado en el cuadro siguiente:

Para efectos de la determinación de los peajes de distribución establecidos en el decreto N°99, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el valor del abono o cargo en la determinación del término Pe, será igual a cero.

Valor de CBLPo [\$/kW/mes/km]

Sistema	a nivel de distribución
Interconectado del Norte Grande	103,40
Interconectado Central	136,95

Por sector de nudo en donde se ubica el cliente, se entenderá a aquellos sectores geográficos asociados a una o más subestaciones principales 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 numeral 2.3.1 del artículo primero del presente decreto.

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, R, K, 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.

Empresa	Sector de Nudo	Subestación Troncal	N (p.u.)	R (p.u.)	K (\$/kW/mes)
EMELARI	1	ARICA	0,002	1,020	530,89
EMELARI	1	PARINACOTA	0,998	1,007	161,81
ELIQSA	1	ARICA	0,030	1,123	3.216,76
ELIQSA	1	CONDONES	0,784	1,006	165,14
ELIQSA	1	LAGUNAS	0,001	1,000	0,00
ELIQSA	1	POZO ALMONTE	0,164	1,024	545,08
ELIQSA	1	TARAPACA	0,021	1,000	0,00
ELECDA	1	ANTOFAGASTA	0,098	1,017	450,82
ELECDA	1	CRUCERO	0,281	1,028	1.127,87
ELECDA	1	ENCUENTRO	0,001	1,027	1.243,80
ELECDA	1	ESMERALDA	0,601	1,004	108,73
ELECDA	1	MANTOS BLANCOS	0,003	1,000	0,00
ELECDA	1	MEJILLONES	0,016	1,000	0,00
ELECDA	2	D. DE ALMAGRO	1,000	1,114	3.970,56
EMELAT	1	CARDONES	0,748	1,024	847,86
EMELAT	1	D. DE ALMAGRO	0,100	1,105	4.458,27
EMELAT	1	MAITENCILLO	0,147	1,022	765,51
EMELAT	1	PAN DE AZUCAR	0,005	1,087	3.039,26
CONAFE A	1	LOS VILOS	0,082	1,048	1.602,81
CONAFE A	1	PAN DE AZUCAR	0,752	1,034	1.135,11
CONAFE A	1	QUILLOTA	0,166	1,070	2.451,87
CHILQUINTA	1	CERRO NAVIA	0,088	1,052	2.247,76
CHILQUINTA	1	POLPAICO	0,075	1,041	1.927,78
CHILQUINTA	1	QUILLOTA	0,837	1,026	993,51
CONAFE B	1	QUILLOTA	1,000	1,017	866,98
EMELCA	1	QUILLOTA	1,000	1,117	3.886,94
LITORAL	1	QUILLOTA	1,000	1,096	3.248,36
CHILECTRA	1	ALTO JAHUEL	0,186	1,024	1.382,42
CHILECTRA	1	CERRO NAVIA	0,254	1,006	244,87
CHILECTRA	1	CHENA	0,273	1,008	378,84
CHILECTRA	1	POLPAICO	0,286	1,026	1.361,85
CHILECTRA	1	QUILLOTA	0,001	1,074	2.356,46
COLINA	1	CERRO NAVIA	1,000	1,039	1.607,71
TILTIL	1	CERRO NAVIA	0,501	1,077	3.178,52
TILTIL	1	QUILLOTA	0,499	1,078	2.507,56
PUENTE ALTO	1	ALTO JAHUEL	1,000	1,030	1.045,23
LUZANDES	1	ALTO JAHUEL	1,000	1,090	4.340,69
EMELECTRIC	1	CERRO NAVIA	0,855	1,034	1.330,49
EMELECTRIC	1	PAINE	0,145	1,054	1.630,96
EMELECTRIC	2	ANCOA	0,006	1,000	0,00
EMELECTRIC	2	ITAHUE	0,211	1,073	2.192,48
EMELECTRIC	2	PARRAL	0,502	1,116	3.580,63
EMELECTRIC	2	SAN FERNANDO	0,281	1,061	1.822,77
EMELECTRIC	3	CHARRUA	0,409	1,040	1.596,60
EMELECTRIC	3	CONCEPCION	0,591	1,042	1.249,82
CGE DISTRIBUCION	1	ALTO JAHUEL	0,103	1,010	304,25
CGE DISTRIBUCION	1	ITAHUE	0,158	1,047	1.445,68
CGE DISTRIBUCION	1	PAINE	0,060	1,019	571,44
CGE DISTRIBUCION	1	RANCAGUA	0,439	1,019	568,89
CGE DISTRIBUCION	1	SAN FERNANDO	0,240	1,039	1.160,39
CGE DISTRIBUCION	2	CHARRUA	1,000	1,027	1.153,70
CGE DISTRIBUCION	3	CONCEPCION	0,542	1,015	459,66
CGE DISTRIBUCION	3	SAN VICENTE	0,458	1,012	440,57
CGE DISTRIBUCION	4	TEMUCO	0,820	1,012	371,58
CGE DISTRIBUCION	4	VALDIVIA	0,180	1,188	5.628,79
CGE DISTRIBUCION ¹	5	ALTO JAHUEL	0,869	1,016	565,11
CGE DISTRIBUCION ¹	5	CERRO NAVIA	0,021	1,044	1.389,51
CGE DISTRIBUCION ¹	5	CHENA	0,014	1,004	161,12
CGE DISTRIBUCION ¹	5	PAINE	0,096	1,043	1.284,40
CGE DISTRIBUCION ²	6	ITAHUE	0,510	1,033	990,54
CGE DISTRIBUCION ²	6	PARRAL	0,277	1,035	1.307,46
CGE DISTRIBUCION ²	6	TENO	0,213	1,013	394,14

COOPERSOL	1	ARICA	1,000	1,099	3.536,31
COPELAN	1	CHARRUA	1,000	1,015	689,97
FRONTEL	1	CHARRUA	0,411	1,064	2.104,06
FRONTEL	1	CONCEPCION	0,001	1,013	390,85
FRONTEL	1	SAN VICENTE	0,260	1,106	3.367,49
FRONTEL	1	TEMUCO	0,327	1,072	2.161,93
FRONTEL	1	VALDIVIA	0,001	1,155	4.641,38
SAESA	1	BARRO BLANCO	0,228	1,038	1.143,78
SAESA	1	COCHAMÓ	0,001	1,000	0,00
SAESA	1	HORNOPIRÉN	0,004	1,000	0,00
SAESA	1	PUERTO MONTT	0,369	1,019	587,97
SAESA	1	PUGUEÑUN	0,153	1,097	3.273,54
SAESA	1	VALDIVIA	0,245	1,025	745,28
CODINER	1	TEMUCO	0,978	1,050	1.499,56
CODINER	1	VALDIVIA	0,022	1,083	2.482,60
ELECOOP	1	PAN DE AZUCAR	1,000	1,122	3.989,78
E. CASABLANCA	1	CERRO NAVIA	0,016	1,108	4.442,13
E. CASABLANCA	1	QUILLOTA	0,984	1,116	3.836,68
COOP. CURICO	1	ITAHUE	0,615	1,040	1.197,55
COOP. CURICO	1	TENO	0,385	1,020	600,88
EMETAL	1	ANCOA	0,077	1,010	465,63
EMETAL	1	ITAHUE	0,829	1,038	1.132,62
EMETAL	1	PARRAL	0,094	1,095	3.490,13
LUZLINARES	1	ANCOA	0,280	1,021	613,55
LUZLINARES	1	PARRAL	0,720	1,030	1.171,63
LUZPARRAL	1	PARRAL	1,000	1,016	477,58
COPELEC	1	CHARRUA	0,914	1,042	1.565,39
COPELEC	1	CONCEPCION	0,026	1,109	4.399,67
COPELEC	1	PARRAL	0,060	1,072	2.164,46
COELCHA	1	CHARRUA	0,999	1,020	648,67
COELCHA	1	CONCEPCION	0,001	1,104	4.930,20
SOCOEPA	1	VALDIVIA	1,000	1,090	2.678,16
COOPREL	1	BARRO BLANCO	1,000	1,093	2.922,29
CRELL	1	PUERTO MONTT	1,000	1,029	852,15
LUZOSORNO	1	BARRO BLANCO	0,949	1,060	2.126,68
LUZOSORNO	1	PUERTO MONTT	0,051	1,075	2.354,85

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 recaudados 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 recaudado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

$$MRAC = AC * (EFACTAT * PEAT + EFACTBT * PEAT * PEBT)$$

En que:

- MRAC : Monto recaudado 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, definido en el número 6.8.6 del decreto N° 276, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
- PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, definido en el número 6.8.6 del decreto N° 276, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

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 generadoras que corresponda.

6.2 Cargo único Sistema de Transmisión Troncal.

En virtud de lo establecido en el Artículo 102°, y en el Artículo 16° Transitorio, ambos de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cargo único ("CU") a aplicar en cada sistema eléctrico será el siguiente.

Sistema	CU [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	0,035
Interconectado Central	0,399

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 recaudados por la aplicación del correspondiente CU 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, la Dirección de Peajes del CDEC respectivo deberá llevar un registro con detalle mensual de la energía facturada por el respectivo suministrador.

El CU será aplicable a partir de la entrada en vigencia del Decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, efectuados por empresas concesionarias de distribución, correspondiente al cuatrienio Noviembre 2008-Noviembre 2012.

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 185,061 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,7334 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 171,310 [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.]
Arica	110	0,9217	0,9113
Pozo Almonte	220	0,9853	0,9702
Parinacota	220	1,0000	1,0000
Cóndores	220	0,9744	0,9667
Tarapacá	220	0,9514	0,9458
Lagunas	220	0,9586	0,9432
Crucero	220	0,9245	0,9068
Encuentro	220	0,9280	0,9104
Central Atacama	220	0,9180	0,8952
Chacaya	220	0,8952	0,8194
Capricornio	220	0,8995	0,8837
Mantos Blancos	220	0,9168	0,8964
Mejillones	220	0,8868	0,8638
Antofagasta	110	0,9169	0,8961
Esmeralda	220	0,9309	0,9104

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 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.

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 141,518 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,5472 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 125,781 [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	1,1385	1,0447
Carrera Pinto	220	1,1213	1,0332
Cardones	220	1,0838	1,0080
Maitencillo	220	1,0051	0,9653
Pan de Azúcar	220	0,9716	0,9450
Los Vilos	220	1,0172	0,9966
Quillota	220	0,9813	0,9579
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Cerro Navia	220	1,0631	1,0882
Alto Jahuel	220	1,0191	1,0381
Chena	220	1,0607	1,0804
Paine	154	1,0432	1,0558
Rancagua	154	1,0278	1,0582
Punta de Cortés	154	1,1107	1,0577
San Fernando	154	0,9761	1,0394
Teno	154	0,9803	1,0256
Itahue	154	0,9654	0,9964
Parral	154	0,9617	0,9388
Ancoa	220	0,9632	0,9904
Charrúa	220	0,9381	0,9211
Concepción	220	0,9534	0,9383
San Vicente	154	0,9651	0,9520
Temuco	220	0,9496	0,9235
Valdivia	220	0,9379	0,9078
Barro Blanco	220	0,9429	0,9043
Puerto Montt	220	0,9477	0,9102

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 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, Jean-Jacques Duhart Saurel, Ministro (S) de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Lo que transcribe para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Eduardo Escalona Vásquez, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).