

## PODER ELETIVO

## SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION

## FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

**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 90º de la LGSE, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. Estos precios se aplicarán desde la publicación de este Decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio que entrarán en vigencia desde el 1º de noviembre de 2006, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 103º de la LGSE, para efectos de las readjustaciones 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**

### b) Sistema Interconectado Central

c) Abono o cargo por diferencia que se produzca entre el precio de nudo vigente y los costos marginales, de los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos.

A los precios básicos de la energía del Sistema Interconectado Central establecido en el literal precedente se deberá agregar un monto de 0.944 [S/kWh], resultante de la aplicación del Artículo 3º transitorio de la Ley N° 20.018.

Los precios de nudo 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. Estas subestaciones de centrales generadoras, en conjunto con las subestaciones troncales, se denominarán subestaciones principales. Los precios de nudo para las subestaciones principales, en otros niveles de tensión, y para el nivel de tensión de transporte, incluidas las subestaciones secundarias de centrales generadoras, serán iguales los que se determinen según lo señalado en el numeral 1.2.

**1.2 Precios básicos de nudo en subestaciones principales en niveles de tensión diferentes a los señalados en 1.1 y en subestaciones secundarias**

Los precios de nudo en subestaciones principales en niveles de tensión diferentes a los señalados en el numeral 1.1 y en subestaciones secundarias, incluidas 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 2.1, en los cargos por concepto de transformación y de transporte que resulten de la aplicación de las fórmulas siguientes, y verificando que no se exceda los límites denominados costos de  $100\%$  de acuerdo con las condiciones de aplicación que se establece en el numeral 2.3.

Cargo por concepto de transformación y transporte de energía:

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

Cargo por concepto de transformación y transporte de potencia:

$$\text{CBTP} + \sum_{i=1}^n (\text{FE} \cdot \text{CBLP}_i \cdot \text{km}_i)$$

donde:

**PBEP** es el precio básico de la energía en la subestación principal, según lo señalado en los literales a) y b) numeral 1.1 del presente artículo, más el cargo o abono a que se refiere el literal c) del mismo numeral. Este precio se expresa en \$/kWh).

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 (%).

C8TP 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, es el cargo base por transporte de energía, denominado CBLE, correspondiente al tramo i, expresado en [%/km].

CBLP, es el cargo base por transporte de potencia, denominado CBLP, correspondiente al tramo l, expresado en [\$/kW-mes.km].

FE. Parámetro de enmallamiento para ajuste de costo de inversión aplicable a tramo i.

km, es la longitud de cada tramo i, calculada de acuerdo a lo indicado en el numeral 2.2 expresada en kilómetros.

Estos cargos permiten obtener los factores de penalización de energía y de potencia en estos modos 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 incluyen cargos por transporte de energía ni cargos por transporte de potencia en niveles de tensión de distribución.

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

### Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Principal	a 354 [kv]	a 310 [kv]	a menos de 100 [kv] y a más de 30 [kv]	A nivel de distribución
ARICA	0,00	0,00	3,26	4,67
PONTO ALMIRANTE	0,00	1,49	4,34	9,13
PARINACOTA	0,00	1,33	3,33	6,13
EL CONDOR	0,00	1,49	4,34	9,13
TRAPAPACA	0,00	1,49	4,34	6,13
LA GUANES	0,00	1,49	4,34	6,13
EL CURETINO	0,00	0,00	0,00	2,88
ESPELMEZUELO	0,00	0,00	0,00	3,66
CENTRAL ATACAMA	0,00	1,49	4,34	9,13
CHICAYA	0,00	1,33	4,34	6,13
KAPINCHANGUO	0,00	1,49	4,34	6,13
PAN DE AZÚCAR	0,00	1,49	4,34	6,13
MEJILLONES	0,00	3,39	4,34	6,13
ANTIPAGASTA	0,00	0,00	2,88	3,34
ESMERALDA	0,00	1,49	4,34	9,13

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

Sistema	≥ 220 [kV]	≥ 150 [kV]	≥ 110 [kV]	≥ menos de 110 [kV] y a más de 30 [kV]	A nivel de distribución
Sistema Interconectado del Norte	11,92	12,15	20,25	37,36	89,15
Sistema Interconectado Central	15,69	16,50	27,60	59,08	118,07

**Coeficiente FE**

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).

la ruta que determina el precio en los puntos del cuadro b).

**Figure 2**

Expenditure b)

CANTON DE B. J.	
Punto de Inyección a distribución	
202	Alto de la Cruz
203	Arco
204	Armaschich
205	Catoma
206	Cuch. Páez
207	Flaco
208	La Cruz
209	La Cruz
210	La Cruz
211	La Cruz
212	La Cruz
213	La Cruz
214	La Cruz
215	La Cruz
216	La Cruz
217	La Cruz
218	La Cruz
219	La Cruz
220	La Cruz
221	La Cruz
222	La Cruz
223	La Cruz
224	La Cruz
225	La Cruz
226	La Cruz
227	La Cruz
228	La Cruz
229	La Cruz
230	La Cruz
231	La Cruz
232	La Cruz
233	La Cruz
234	La Cruz
235	La Cruz
236	La Cruz
237	La Cruz
238	La Cruz
239	La Cruz
240	La Cruz
241	La Cruz
242	La Cruz
243	La Cruz
244	La Cruz
245	La Cruz
246	La Cruz
247	La Cruz
248	La Cruz
249	La Cruz
250	La Cruz
251	La Cruz
252	La Cruz
253	La Cruz
254	La Cruz
255	La Cruz
256	La Cruz
257	La Cruz
258	La Cruz
259	La Cruz
260	La Cruz
261	La Cruz
262	La Cruz
263	La Cruz
264	La Cruz
265	La Cruz
266	La Cruz
267	La Cruz
268	La Cruz
269	La Cruz
270	La Cruz
271	La Cruz
272	La Cruz
273	La Cruz
274	La Cruz
275	La Cruz
276	La Cruz
277	La Cruz
278	La Cruz
279	La Cruz
280	La Cruz
281	La Cruz
282	La Cruz
283	La Cruz
284	La Cruz
285	La Cruz
286	La Cruz
287	La Cruz
288	La Cruz
289	La Cruz
290	La Cruz
291	La Cruz
292	La Cruz
293	La Cruz
294	La Cruz
295	La Cruz
296	La Cruz
297	La Cruz
298	La Cruz
299	La Cruz
300	La Cruz

### 1.3 Indisponibilidad de Generación y Transmisión

Las indisponibilidades aceptables de generación y de transmisión, asociadas a estos precios y establecidas en la forma de horas de falla al año, se indican a continuación:

### Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Principales	Indicador de la Transmisión [horas/año]	Indicador de la Transmisión [horas/año]	Indicador de la Transmisión [horas/año]	Indicador de la Transmisión [horas/año]
ALTA	3.40	3.40	3.40	3.40
ALTA ALMAGRE	3.40	3.40	3.40	3.40
ALTA OLA	3.40	3.40	3.40	3.40
CRUCES	3.40	3.40	3.40	3.40
TRASPASA	3.40	3.40	3.40	3.40
LAUNDR	3.40	3.40	3.40	3.40
GRUPO	3.40	3.40	3.40	3.40
RECENTRO	3.40	3.40	3.40	3.40
CENTRO ALMAGRE	3.40	3.40	3.40	3.40
OLAYATA	3.40	3.40	3.40	3.40
CAPACORCHI	3.40	3.40	3.40	3.40
MANITO ALMAGRE	3.40	3.40	3.40	3.40
MEJILLONES	3.40	3.40	3.40	3.40
ALTA ALMAGRE	3.40	3.40	3.40	3.40
ALMAGRE	3.40	3.40	3.40	3.40

Las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo N° 104 de la LGSE.



2 CONDICIONES DE APLICACIÓN

2.1 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 1.1, 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 2.8, que los precios de nudo se calculen sobre la base de otras subestaciones principales, referidos al nivel de más alta tensión de suministro.

2.2 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 Costos de conexión directa

Los precios de nudo en las subestaciones de generación-transporte secundarias, aplicables a las ventas en nivel de tensión 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 que se refiere el literal c) numeral 1.1 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.

2.4 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 puntos 2.1, 2.2 y 2.3 precedentes.

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

2.5 Cliente

Se considerará cliente a toda empresa distribuidora de servicio público que este recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, aunque no este vigente un contrato entre las partes para ese objeto.

2.6 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.

2.7 Horas de punta y fuera de punta de los sistemas eléctricos

2.7.1 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 periodo 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, se entenderá por horas de punta el periodo 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.

2.7.2 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 periodo del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de 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, se entenderá por horas de punta el periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

2.8 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 2.8.1, la empresa vendedora considerará el promedio de las dos mas 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 de 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 hubieren 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.

### 2.8.1 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 los determinará mediante algún método adecuado.

Para los efectos de facturación se considerarán 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 de mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

### 2.8.2 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 registrará por un período mínimo de un año y se realizará bajo las siguientes condiciones generales:

Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce durante las horas de punta, deberán contratar una potencia de punta. Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce fuera de las horas de punta deberán contratar una potencia fuera de punta y una potencia de punta.

La potencia de punta contratada se facturará mensualmente al precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega.

A las empresas que contraten potencia fuera de punta, por aquella parte en que la potencia fuera de punta excede de la potencia de punta, se les aplicará un precio establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora.

Dicho precio se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrar la diferencia entre la potencia fuera de punta y la potencia de punta.

Si en cualquier mes las demandas máximas registradas sobrepasan las potencias de contrato respectivas, por aquella parte que las demandas máximas excedan la potencia de contrato, la empresa vendedora podrá aplicar, a ese mes, un precio igual al doble del estipulado.

De manera similar, si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora, excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.

Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 2 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontratar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 2 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontratar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que 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 la recontratación 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 recontratada será de 12 meses. Los clientes podrán recontratar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que registrará 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 recontratar la potencia.

## 3 ENERGIA REACTIVA

### 3.1 Cargo por factor de potencia

En cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- a) Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva
- b) Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- c) Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 3.1 y 3.2, para cada una de las horas del período comprendido entre las 08.00 y 24.00 hrs.
- d) Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 3.1 y 3.2, solo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.



**Cuadro 3.1:**  
**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 superior 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 30	0,000	0,000	0,000
Desde 30 y hasta 40	5,879	0,000	0,000
Desde 40 y hasta 45	6,060	0,000	0,000
Desde 45 y hasta 50	6,242	0,000	0,000
Desde 50 y hasta 60	9,287	0,000	0,000
Desde 60	11,604	11,604	11,604

**Cuadro 3.2:**  
**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 superior 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 30	0,000	0,000	0,000
Desde 30 y hasta 40	5,879	0,000	0,000
Desde 40 y hasta 45	7,028	7,028	0,000
Desde 45 y hasta 50	7,028	7,028	7,028
Desde 50 y hasta 60	9,366	9,366	9,366
Desde 60	11,703	11,703	11,703

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 3.1 y 3.2, se deberá realizar considerando el desglose del cuociente entre la energía reactiva inductiva y energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cuociente exceda el rango exento de pago, comprendido entre 0% y 20%, sólo se deberá aplicar el cargo al exceso por sobre el 20%. Dicho exceso deberá dividirse en cada uno de los rangos indicados en los cuadros 3.1 y 3.2, pagando el valor del rango respectivo, hasta alcanzar el valor total del cuociente.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los cargos presentados en los cuadros 3.1 y 3.2, según corresponda.

### 3.2 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.

### 3.3 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 3.1 y 3.2 precedentes.

## 4 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
ENELSA	1	TIERRA FALGADO TALITA
ELCOP	2	TALITA
COINPE 6	1	VI, VII y VIII REGION excepto TALAPALCA, QUEMQUE y VINA DEL MAR
COINPE 8	1	COMPAÑUELO, GUAYPO y VINA DEL MAR
COINPE 11	2	VII REGION
ENELSECTRO	1	VI REGION, REGION METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHONQUEA, PICHONQUE, LA ESTRELLA, LITUECHE, PARCHQUE, NAVIGAO, PARQUEDES, PARALITO y PARMARQUE
ENELSECTRO	2	REGION DE LA VI REGION y VII REGION
ENELSECTRO	3	VIII REGION
COIN DISTRIBUCION	1	VI, VII REGION y METROPOLITANA
COIN DISTRIBUCION	2	LOS ANGELES, MALDEN, COLLIN, COLLIN MIER, SAN CARLOS, SAN NICOLAS y CARIBUE
COIN DISTRIBUCION	3	REGION DE LA VII REGION
COIN DISTRIBUCION	4	IX REGION
DISTRITO EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	1	TIERRA SIN ZONA DE CONCESION

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

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

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

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

En que:

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

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

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, [\$/kWh]. Este precio, incluye los efectos del cargo que se debe aplicar para el Sistema Interconectado Central conforme a lo indicado en el numeral 1.1, literal c), del presente decreto.

PNPi: Precio de nudo de la potencia de punta para la subestación troncal de generación-transporte i, explicitado en el numeral 1.1, 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 1.2, 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 1.2, 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 1.2.

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:

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

Sistema	Nivel de distribución
Sistema Interconectado del Norte Grande	24,35
Sistema Interconectado Central	10,47

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 2.1 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 Ni, Ri, Ki, 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	Subestación	N	R	K
		Troncal	[p.u.]	[p.u.]	[\$/kW/mes]
ENELAR	1	ARICA	0.001	1.033	868.14
ENELAR	1	PARINACOTA	0.999	1.037	195.16
ELCOSA	1	CONDOR	0.793	1.006	144.87
ELCOSA	1	LAGUNAS	0.001	1.030	0.00
ELCOSA	1	POZO ALMORTE	0.182	1.032	660.23
ELCOSA	1	TARAPACA	0.024	1.010	0.00
ELCOSA	1	ANTOFAGASTA	0.119	1.017	358.80
ELCOSA	1	CRUCERO	0.274	1.027	855.16
ELCOSA	1	ENCUENTRO	0.001	1.037	1.072.86
ELCOSA	1	ESMERALDA	0.536	1.004	88.10
ELCOSA	1	MANTOS BLANCOS	0.002	1.030	0.00
ELCOSA	1	MEHILLONES	0.018	1.003	0.00
ELCOSA	2	D. DE ALMAGRO	1.000	1.115	2.415.59
ENELAT	1	CARDONES	0.796	1.034	730.30
ENELAT	1	D. DE ALMAGRO	0.999	1.100	2.699.49
ENELAT	1	MAITENCILLO	0.140	1.024	731.54
CONAFE A	1	MAITENCILLO	0.004	1.007	2.005.50
CONAFE A	1	PAN DE AZÚCAR	0.748	1.031	894.50
CONAFE A	1	QUILLOTA	0.246	1.034	2.480.43
CHILQUINTA	1	CERRO NAVIA	0.086	1.053	1.979.06
CHILQUINTA	1	QUILLOTA	0.904	1.028	909.50
CONAFE B	1	QUILLOTA	1.000	1.018	798.91
CONAFE B	2	ITABUE	0.808	1.034	837.21
CONAFE B	2	PARRAL	0.191	1.022	769.00
ELCOSA	1	QUILLOTA	1.000	1.117	3.368.08
ELCOSA	1	CERRO NAVIA	0.302	1.076	2.531.67
ELCOSA	1	QUILLOTA	0.698	1.089	2.831.81
CHILECTRA	1	ALTO JAMUEL	0.008	1.019	2.072.51
CHILECTRA	1	CERRO NAVIA	0.302	1.008	283.31
CHILECTRA	1	POLPAICO	0.008	1.033	999.19
CHILECTRA	1	QUILLOTA	0.991	1.074	2.028.71
RIO MATIPO	1	ALTO JAMUEL	0.979	1.018	758.58
RIO MATIPO	1	CERRO NAVIA	0.020	1.048	1.198.10
COLINA	1	CERRO NAVIA	1.000	1.039	1.305.19
TELTEL	1	CERRO NAVIA	0.360	1.072	2.241.30
TELTEL	1	QUILLOTA	0.440	1.078	2.108.26
PUENTE ALTO	1	ALTO JAMUEL	1.000	1.076	1.039.59
LIZANDES	1	ALTO JAMUEL	1.000	1.090	1.742.56
EMELETRIC	1	ALTO JAMUEL	0.147	1.062	1.203.37
EMELETRIC	1	CERRO NAVIA	0.853	1.048	1.400.28
EMELETRIC	2	ATACAMA	0.007	1.070	0.00
EMELETRIC	2	ITABUE	0.441	1.126	1.312.13
EMELETRIC	2	PARRAL	0.234	1.058	1.323.42
EMELETRIC	2	SAN FERNANDO	0.318	1.063	1.600.31
EMELETRIC	3	CHARRUA	0.679	1.007	1.921.95
EMELETRIC	3	CONCEPCION	0.321	1.062	1.077.56
COE DISTRIBUCION	1	ALTO JAMUEL	0.188	1.019	1.20.71
COE DISTRIBUCION	1	ITABUE	0.154	1.077	1.210.82
COE DISTRIBUCION	1	PARRAL	0.402	1.023	325.21
COE DISTRIBUCION	1	SAN FERNANDO	0.245	1.039	1.064.81
COE DISTRIBUCION	2	CHARRUA	1.000	1.027	999.68
COE DISTRIBUCION	3	CONCEPCION	0.565	1.016	412.67
COE DISTRIBUCION	3	SAN VICENTE	0.437	1.010	318.66
COE DISTRIBUCION	4	ITABUE	0.637	1.012	317.25
COE DISTRIBUCION	4	VALDIVIA	0.173	1.176	4.530.90
COE DISTRIBUCION	1	ALCANTARA	1.000	1.033	1.020.49
COE DISTRIBUCION	1	ALCANTARA	1.000	1.100	3.070.77
FRONTEL	1	CHARRUA	1.000	1.011	907.23
FRONTEL	1	SAN VICENTE	0.302	1.063	1.808.51
FRONTEL	1	TEMUCO	0.208	1.010	3.002.96
SAGRA	1	PARRAL	0.311	1.076	1.932.97
SAGRA	1	PUERTO MONTE	0.319	1.038	1.012.15
SAGRA	1	PUERTO MONTE	0.272	1.045	736.90
SAGRA	1	VALDIVIA	0.152	1.091	2.051.79
SAGRA	1	VALDIVIA	0.266	1.031	1.317.38
SAGRA	1	TEMUCO	0.377	1.031	1.313.18
SAGRA	1	VALDIVIA	0.021	1.003	2.140.43
ELCOSA	1	PAN DE AZÚCAR	1.000	1.102	3.343.68
E. CASABLANCA	1	CERRO NAVIA	0.018	1.108	3.029.88
E. CASABLANCA	2	QUILLOTA	0.002	1.115	3.307.01
COOP. TURICO	1	ITABUE	1.000	1.038	1.061.70
EMETAL	1	ALCANTARA	0.000	1.031	901.44
EMETAL	1	ITABUE	0.000	1.046	1.229.61
LUZIMARES	1	ALCANTARA	0.005	1.021	538.08
LUZIMARES	1	ITABUE	0.001	1.104	5.113.04
LUZIMARES	1	PARRAL	0.003	1.022	735.60
LUZIMARES	1	PARRAL	1.000	1.014	905.95
COPIAC	1	CHARRUA	0.040	1.040	1.451.61
COPIAC	1	CONCEPCION	0.054	1.109	3.750.12
COPIAC	1	CHARRUA	0.998	1.020	901.15
COPIAC	1	CONCEPCION	0.002	1.104	3.220.52
COPIAC	1	VALDIVIA	1.000	1.098	2.303.80
COPIAC	1	PARRAL	1.000	1.051	2.408.26
COPIAC	1	PUERTO MONTE	1.000	1.018	724.70
COPIAC	1	PARRAL	0.044	1.055	1.635.30
COPIAC	1	PUERTO MONTE	0.052	1.075	2.030.38

5 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.

6 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 79º-1 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 en los puntos de abastecimiento o suministros conforme al artículo 79º-4 inciso primero de la LGSE.

En virtud de lo establecido en el artículo 79º-5 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 10º ter 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 \$1,063 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 7,8715 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 68,669 [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 79º-4 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	0.897	0.801
POZO ALMORTE	220	0.969	0.943
PARINACOTA	220	1.000	1.000
CONDOR	220	0.972	0.953
TARAPACA	220	0.946	0.931
LAGUNAS	220	0.941	0.937
CRUCERO	220	0.969	0.961
ENCUENTRO	220	0.911	0.890
CENTRAL ATACAMA	220	0.968	0.963
CHACAYA	220	0.972	0.957
CAFRECORNO	220	0.967	0.967
MANTOS BLANCOS	220	0.894	0.864
MEHILLONES	220	0.875	0.845
ANTOFAGASTA	110	0.899	0.871
ESMERALDA	220	0.893	0.869

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 \$1,175 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 7,5496 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 67,275 [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 79º- 4 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.]
EL DE ALAMARCO	220	1,150	1,099
CARRERA PINTO	220	1,152	1,113
CARDONES	220	1,138	1,121
MATEMUELO	220	1,076	1,068
PAN DE AZÚCAR	220	1,101	1,114
QUELTA	220	0,980	0,987
PILOPAZO	220	1,030	1,080
CERRO NAVIA	220	1,032	1,036
ALTO SANJUL	220	0,985	1,001
BARILAGUA	154	1,041	1,046
SAN PEDRANCO	154	1,027	1,021
ITAHUE	154	0,988	0,983
PARHAI	154	0,971	0,978
RAICOA	220	0,927	0,928
CHAROLA	220	0,926	0,925
CONCEPCION	220	0,974	0,964
SAN VICENTE	154	0,985	0,981
TEMUCO	220	0,937	1,021
VALDIVIA	220	0,986	1,024
BAHIO BLANCO	220	1,037	1,037
PUERTO REYNT	220	1,038	1,038

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.

3 RESULTADOS DE LAS LICITACIONES

Las empresas concesionarias de servicio público deberán informar a la Comisión Nacional de Energía, en la forma y plazos que ésta estipule, los resultados de las licitaciones y los precios en los respectivos puntos de suministro, determinados conforme se señala en el presente decreto, a efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo 96º bis de la LGSE.

**Artículo tercero:** Los precios fijados mediante el presente Decreto, han sido ajustados a la banda de clientes libres, incluyendo en la misma los costos de transmisión. Este efecto será considerado en la aplicación de la Ley Nº 19.940, publicada el día 13 de marzo de 2004, específicamente en lo relativo al cargo único a clientes finales.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Alejandro Ferreiro Yazigi, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Lo que transcribe, para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Ana María Correa López, Subsecretaría de Economía.

Ministerio de Hacienda

Servicio de Impuestos Internos

Dirección Nacional

INCORPORA A TODAS LAS INSTITUCIONES INTERMEDIARIAS A INFORMAR AL SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS A TRAVES DE LA DECLARACION JURADA 1823, Y DE CERTIFICAR, LOS SALDOS DE INVERSIONES REALIZADAS EN CUALQUIERA INSTITUCION RECEPTORA

(Extracto)

Extracto de resolución exenta del Servicio de Impuestos Internos Nº 171, del 27 de diciembre de 2006, incorpora a todas las instituciones intermediarias dentro de la obligación de

informar al Servicio de Impuestos Internos a través de la declaración jurada 1823, establecida en la res. ex. Nº 64, del año 1993; y de certificar por medio del modelo de certificado Nº 17, a que se refiere la res. ex. Nº 65, del año 1993; los saldos de ahorro neto del ejercicio, respecto de inversiones efectuadas en cualquiera institución receptora de aquellas a que alude el artículo 57 bis de la Ley de la Renta.

El texto íntegro de esta resolución está publicado en la Oficina Virtual del Servicio de Impuestos Internos en Internet ([www.sii.cl](http://www.sii.cl)) y, además, aparecerá en el Boletín del SII del mes de diciembre de 2006.

Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones

SUBSECRETARÍA DE TRANSPORTES

Secretaría Regional Ministerial III Región de Atacama

MODIFICA RESOLUCION EXENTA Nº 400, DE 2005, SOBRE PLAZO DE VIGENCIA DEL CERTIFICADO DE INSCRIPCION EN EL REGISTRO NACIONAL PARA SERVICIOS QUE INDICA

(Resolución)

Núm. 800 exenta.- Copiapó, 20 de diciembre de 2006.- Visto: La ley Nº 19.040, la ley Nº 18.059, lo dispuesto en el artículo 3º del decreto supremo Nº 212, de 1992, modificado por el decreto supremo Nº 56, de 2003, ambos del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, Subsecretaría de Transportes; la resolución exenta Nº 400, de 27 de julio de 2005, modificada por la resolución exenta Nº 690, de 6 de noviembre de 2006, ambas de esta Secretaría Regional y demás leyes y reglamentos que sean pertinentes.

Considerando: Que, efectos de lograr un mejor funcionamiento del Registro Nacional de Servicio de Transporte Público de Pasajeros de la III Región de Atacama, respecto de los servicios de transporte público, resulta conveniente ampliar el plazo de vigencia de los certificados de inscripción, respecto de los servicios urbanos, en el aludido Registro,

Resuelvo:

Modifíquese la resolución exenta Nº 400/2005 citada en el Visto, sustituyendo la expresión "18 meses" del numeral 1, letra a), por "36 meses".

Anótese, comuníquese y publíquese.- Karina Vargas Brizuela, Secretaría Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones III Región de Atacama.

Secretaría Regional Ministerial IV Región de Coquimbo

PROHIBE CIRCULACION DE VEHICULOS DE LOCOMOCION COLECTIVA QUE INDICA, EN LA CIUDAD DE OVALLE, EN LAS CONDICIONES QUE SEÑALA

(Resolución)

Núm. 441 exenta.- La Serena, 18 de diciembre de 2006.- Visto: Lo dispuesto en los artículos 113º y 118º de la ley Nº 18.290, Ley de Tránsito, ley Nº 18.059 en relación con el artículo 43º de la ley 18.267; el decreto Nº 255, de 1981, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, y las resoluciones Nº 59 de 1985 y Nº 39 de 1992, ambas del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones;

Considerando:

1) Que el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, podrá prohibir por causa justificada, la circulación de todo vehículo o de tipos específicos de éstos, por determinadas vías públicas, como una excepción al derecho que tienen los conductores a transitar en sus vehículos;

2) Los estudios de transporte y tránsito que han sido realizados en la ciudad de Ovalle, que concluyen que uno de los principales problemas viales que se presentan es por motivo de la sobre oferta de servicios de locomoción colectiva urbana, compuesta principalmente por taxis colectivos;

3) Que como consecuencia de lo anterior se considera necesario tomar medidas para reducir la masiva circulación de este tipo de vehículos logrando por otra parte incrementar la tasa de ocupación de los vehículos de locomoción colectiva sobre todo en los horarios fuera de punta;

4) La necesidad de reducir la congestión vial en la ciudad de Ovalle y contribuir con ello a mejorar la calidad de vida de sus habitantes;

5) Que la medida de restricción vehicular se viene implementando en forma continua desde octubre a diciembre del año 2003, y anualmente los años 2004, 2005 y 2006, por parte de esta Secretaría Regional;

6) Que, evaluada la implementación de la medida de restricción dispuesta por la resolución Nº 443/2006, se concluyó que ésta continúa siendo eficaz, por lo que el gremio de taxis colectivos ha solicitado la continuidad de la misma mediante presentación de fecha 7 de diciembre de 2006.

7) Que en consecuencia existen las causas justificadas que exige el artículo 118º de la ley Nº 18.290 para aplicar la restricción vehicular a los taxis colectivos de Ovalle;