

**Ministerio de Energía**

(IdDO 930410)

**FIJA PRECIOS A NIVEL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN SISTEMAS MEDIANOS DE PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS, Y ESTABLECE PLANES DE EXPANSIÓN EN LOS SISTEMAS SEÑALADOS**

Núm. 1T.- Santiago, 19 de febrero de 2015.

Vistos:

1. Lo establecido en los artículos 173° y siguientes del D.F.L. N° 4/20.018, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la “Ley”;
  2. Lo dispuesto en el D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía;
  3. Lo establecido en el Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley, en adelante e indistintamente “Decreto 229”;
  4. Lo establecido por la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, en su Resolución Exenta N° 751, de fecha 29 de noviembre de 2013, que aprueba bases definitivas para realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, en adelante e indistintamente “Resolución Exenta N° 751”;
  5. Lo comunicado por Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en adelante e indistintamente “EDEL MAG”, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., SAGESA S.A. y Cuchildeo SpA, mediante cartas de fechas 5, 6 y 9 de diciembre de 2013, respectivamente;
  6. Lo establecido por la Comisión en su Resolución Exenta N° 779, de fecha 11 de diciembre de 2013, que aprueba bases definitivas para realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, en adelante e indistintamente “Resolución Exenta N° 779”;
  7. Lo enviado por EDEL MAG, mediante carta EEMG N° 281/2014-G, de fecha 30 de abril de 2014;
  8. El Informe Técnico denominado “Observaciones y correcciones a estudio de planificación y tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams”, enviado por la Comisión a EDEL MAG, mediante carta CNE N° 262, de fecha 31 de julio de 2014;
  9. Las observaciones al Informe Técnico señalado en el considerando precedente, enviadas por EDEL MAG, mediante carta EEMG N° 484/2014-G, de fecha 22 de agosto de 2014;
  10. Lo comunicado por la Comisión a EDEL MAG, mediante carta CNE N° 442, de fecha 10 de septiembre de 2014;
  11. Las observaciones al Informe Técnico enviadas por EDEL MAG, mediante carta EEMG N° 595/2014-G, de fecha 9 de octubre de 2014;
  12. Lo establecido por la Comisión en su Resolución Exenta N° 543, de fecha 3 de noviembre de 2014, que aprueba Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;
  13. Lo informado por EDEL MAG, mediante carta EEMG N° 716/2014-G, de fecha 1 de diciembre de 2014, en que manifiesta su desacuerdo respecto al Informe Técnico, del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;
  14. Lo enviado por la Comisión al Panel de Expertos, mediante carta CNE N° 626, de fecha 3 de diciembre de 2014;
  15. Lo resuelto por el Panel de Expertos a través de su Dictamen N° 7 – 2014, de fecha 8 de enero de 2015;
  16. Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 43, de 29 de enero de 2015, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo del “Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams”, rectificada mediante Resolución Exenta N° 388, de 30 de julio de 2015, de la Comisión y enviadas al Ministerio de Energía mediante los oficios CNE OF. ORD. N° 42, de fecha 29 de enero de 2015 y CNE. ORD. N° 336, de fecha 30 de julio de 2015 respectivamente;
  17. Lo solicitado a la Comisión mediante oficio OF. ORD. N° 145, de fecha 9 de febrero de 2015, del Ministerio de Energía;
  18. Lo comunicado por la Comisión mediante oficio CNE. OF. ORD. N° 69, de fecha 13 de febrero de 2015, complementado y precisado mediante oficio CNE. OF. ORD. N° 80, de fecha 18 de febrero de 2015;
  19. Lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.
- Considerando:
1. Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 174° de la Ley, los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años;
  2. Que, mediante Resolución Exenta N° 751, la Comisión aprobó las bases definitivas para realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén;
  3. Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo segundo de la Resolución Exenta N° 751, las empresas EDEL MAG, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., SAGESA S.A. y Cuchildeo SpA comunicaron a la Comisión mediante cartas de fechas 5, 6 y 9 de diciembre de 2013, respectivamente, su aprobación con las bases definitivas para realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén;
  4. Que, de conformidad a lo señalado precedentemente, la Comisión dio inicio, con fecha 11 de diciembre de 2013, mediante Resolución Exenta N° 779, al proceso de realización de los estudios de expansión y de costos de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén;
  5. Que, EDEL MAG mediante carta EEMG N° 281/2014-G, de fecha 30 de abril de 2014, remitió a la Comisión el informe final del estudio de planificación y tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;
  6. Que, mediante carta CNE N° 262, de fecha 31 de julio de 2014, la Comisión remitió a EDEL MAG, el Informe Técnico denominado “Observaciones y correcciones a estudio de planificación y tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams”;
  7. Que, EDEL MAG mediante cartas EEMG N° 484/2014-G, de fecha 22 de agosto de 2014, y EEMG N° 595/2014-G, de fecha 9 de octubre de 2014, remitió a la Comisión sus observaciones al informe técnico señalado en el considerando precedente y a lo comunicado por la Comisión mediante carta CNE N° 442, de fecha 10 de septiembre de 2014, respectivamente;
  8. Que, la Comisión mediante Resolución Exenta N° 543, de fecha 3 de noviembre de 2014, aprobó Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams;
  9. Que, mediante carta EEMG N° 716/2014-G, de fecha 1 de diciembre de 2014, EDEL MAG manifestó su desacuerdo respecto al Informe Técnico, del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, el que fue remitido por la Comisión al Panel de Expertos, mediante carta CNE N° 626, de fecha 3 de diciembre de 2014;
  10. Que, el Panel de Expertos a través de su Dictamen N° 7 – 2014, de fecha 8 de enero de 2015, resolvió la discrepancia presentada por EDEL MAG relativa al Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado mediante Resolución Exenta N° 543, de fecha 3 de noviembre de 2014;
  11. Que, mediante los oficios CNE. OF. ORD. N° 42, de fecha 29 de enero de 2015 y CNE. ORD. N° 336, de fecha 30 de julio de 2015, la Comisión remitió al Ministerio de Energía la Resolución Exenta N° 43, de fecha 29 de enero de 2015, que aprueba Informe Técnico Definitivo del “Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams”, el cual incorpora lo resuelto por el Panel de Expertos en su Dictamen N° 7 – 2014 y la Resolución Exenta N° 388, de fecha 30 de julio de 2015, que rectifica la mencionada resolución, respectivamente;
  12. Que, el Informe Técnico Definitivo del “Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams”, remitido al Ministerio de Energía mediante el oficio citado en el considerando precedente, contempla dentro del plan de expansión óptimo del Sistema Mediano de Punta Arenas, el ingreso a partir del año 2015 de una central eólica de propiedad de la empresa Pecket Energy S.A., la que constituye un nuevo operador en el sistema referido;
  13. Que, conforme a lo señalado en el artículo 173° de la Ley cuando en un sistema mediano exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las

- instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones;
14. Que tal coordinación requiere contar con una metodología que permita realizar la repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia;
  15. Que, teniendo presente lo expuesto, el Ministerio de Energía mediante el oficio OF. ORD. N° 145, de fecha 9 de febrero de 2015, solicitó a la Comisión, en su rol de organismo técnico encargado de analizar precios y tarifas, encargado de asesorar al Gobierno, por intermedio del mencionado ministerio, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo, proponer una metodología que permita realizar la repartición de recaudación por ventas de energía y potencia aplicable al Sistema Mediano de Punta Arenas;
  16. Que, la Comisión mediante el oficio CNE. OF. ORD. N° 69, de fecha 13 de febrero de 2015, complementado y precisado mediante el oficio CNE. OF. ORD. N° 80, de fecha 18 de febrero de 2015, remitió una propuesta de metodología para realizar la repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia aplicable al Sistema Mediano de Punta Arenas, en base a determinar criterios de asignación de costos a cada una de las empresas operadoras del respectivo sistema en función del costo total de largo plazo (CTLP) con el que se obtuvo el precio de nudo;
  17. Que, de acuerdo a lo expuesto, se han cumplido todas las etapas y actuaciones previstas en la Ley para que se dicte el presente decreto.

Decreto:

**Artículo primero:** Fíjense los siguientes precios a nivel de generación y transmisión, en adelante “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 artículo 174° y siguientes de la Ley, que se efectúen en los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. 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 2014, conforme a lo dispuesto en el artículo 178° de la Ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso cuarto del mismo artículo.

## 1 PRECIOS DE NUDO.

### 1.1 Precios de Nudo en Barras de Retiro.

A continuación se detallan los precios de nudo de energía y potencia de punta que se aplicarán a los suministros servidos en las barras de retiro para los niveles de tensión que se indican.

#### a) Sistema Punta Arenas:

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Punta Arenas	13,2	9.002,41	39,845
Tres Puentes	13,2	9.002,41	39,845

#### b) Sistema Puerto Natales:

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Puerto Natales	13,2	5.125,81	57,324

#### c) Sistema Porvenir:

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Porvenir	13,8	6.551,01	53,606

#### d) Sistema Puerto Williams:

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Puerto Williams	13,2	12.656,49	221,978

### 1.2 Fórmulas de Indexación.

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo en las barras de retiro de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams son las siguientes:

#### a) Precio de Nudo de la Potencia de Punta:

$$\frac{PN\_Potencia_i}{PN\_Potencia_0} = \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \left( \alpha_{PPI_{turb}} \cdot \frac{PPIeq_i}{PPIeq_0} + \alpha_{PPI\_P} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}$$

Donde:

- DOL<sub>i</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL<sub>0</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2014 (554,64 \$/US\$).
- IPC<sub>i</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2014 (114,27).
- PPIeq<sub>i</sub> : Producer Price Index Industry Data (PCU333611333611 para Punta Arenas, y PCU335312335312 para Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams), publicados por el Bureau of Labor Statistics, correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPIeq<sub>0</sub> : Producer Price Index Industry Data (PCU333611333611 para Punta Arenas, y PCU335312335312 para Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams), publicados por el Bureau of Labor Statistics, correspondiente al mes de diciembre de 2013 (217,90 y 203,80, respectivamente).
- PPI<sub>i</sub> : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200 para Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y WPU00000000 para Puerto Williams), publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI<sub>0</sub> : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200 para Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y WPU00000000 para Puerto Williams), publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de diciembre de 2013 (165,6 y 202,0, respectivamente).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula de indexación del precio de nudo de la potencia de punta, son los que a continuación se indican:

#### i. Sistema Punta Arenas:

	Barra	
	Punta Arenas	Tres Puentes
$\alpha_{PPI_{turb}}$	0,44233	0,44233
$\alpha_{PPI\_P}$	0,04991	0,04991
$\alpha_{IPC\_P}$	0,50776	0,50776

#### ii. Sistema Puerto Natales:

$\alpha_{PPI_{turb}}$	0,29674
$\alpha_{PPI\_P}$	0,09737
$\alpha_{IPC\_P}$	0,60589

#### iii. Sistema Porvenir:

$\alpha_{PPI_{turb}}$	0,21126
$\alpha_{PPI\_P}$	0,06405
$\alpha_{IPC\_P}$	0,72469

iv. Sistema Puerto Williams:

$\alpha_{PPI_{turb}}$	0,10680
$\alpha_{PPI\_P}$	0,07861
$\alpha_{IPC\_P}$	0,81459

b) Precio de Nudo de la Energía:

$$\frac{PN_{Energía_i}}{PN_{Energía_0}} = X_E \cdot \left[ \alpha_{IPC\_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PGAS} \cdot \frac{P_{GASi}}{P_{GAS0}} + \alpha_{PDIESEL} \cdot \frac{P_{DIESELi}}{P_{DIESEL0}} \right] + \left( \alpha_{PPI\_E} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \cdot \frac{(1+TAX_i)}{(1+TAX_0)} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) + X_P \cdot \left[ \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \left( \alpha_{PPI_{turb}} \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + \alpha_{PPI\_P} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- $X_E$  : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- $X_P$  : Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.
- $IPC_i$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
- $IPC_0$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2014 (114,27).
- $P_{GASi}$  : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por EDELMAG correspondiente al promedio de los últimos 3 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m<sup>3</sup>.
- $P_{GAS0}$  : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por EDELMAG, correspondiente al promedio del periodo marzo a mayo de 2014 (80,232 \$/m<sup>3</sup>).
- $P_{DIESELi}$  : Precio vigente del Petróleo Diesel en el Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según corresponda, informado por EDELMAG, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m<sup>3</sup>.
- $P_{DIESEL0}$  : Precio vigente del petróleo diesel en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según corresponda, informado por EDELMAG, correspondiente al promedio del periodo diciembre de 2013 a mayo de 2014 (484.524,401 \$/m<sup>3</sup>, 503.640,401 \$/m<sup>3</sup>, 526.814,601 \$/m<sup>3</sup> y 545.186 \$/m<sup>3</sup>, respectivamente).
- $PPI_i$  : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200 para Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y WPU00000000 para Puerto Williams), publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al sexto mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.
- $PPI_0$  : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200 para Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y WPU00000000 para Puerto Williams), publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de diciembre de 2013 (165,6 y 202,0, respectivamente).
- $PPI_{eq_i}$  : Producer Price Index Industry Data (PCU333611333611 para Punta Arenas, y PCU335312335312 para Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams), publicados por el Bureau of Labor Statistics, correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.
- $PPI_{eq_0}$  : Producer Price Index Industry Data (PCU333611333611 para Punta Arenas, y PCU335312335312 para Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams), publicados por el Bureau of Labor Statistics, correspondiente al mes de diciembre de 2013 (217,90 y 203,80, respectivamente).
- $TAX_i$  : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- $TAX_0$  : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de mayo de 2014 (0,06 %/1).
- $DOL_i$  : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- $DOL_0$  : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2014 (554,64 \$/US\$).

Los precios de combustibles aplicables en la fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, referido a los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto

Natales, Porvenir y Puerto Williams, serán los costos que informe EDELMAG a la Comisión, netos de IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, son los que a continuación se indican:

i. Sistema Punta Arenas:

Ponderador	Barra	
	Punta Arenas	Tres Puentes
$X_E$	0,99848	0,99848
$X_P$	0,00152	0,00152
$\alpha_{IPC\_E}$	0,23178	0,23178
$\alpha_{PGAS}$	0,66972	0,66972
$\alpha_{PDIESEL}$	0,00000	0,00000
$\alpha_{PPI\_E}$	0,09850	0,09850
$\alpha_{PPI_{turb}}$	0,44233	0,44233
$\alpha_{PPI\_P}$	0,04991	0,04991
$\alpha_{IPC\_P}$	0,50776	0,50776

ii. Sistema Puerto Natales:

Ponderador	Barra
	Puerto Natales
$X_E$	0,82592
$X_P$	0,17408
$\alpha_{IPC\_E}$	0,40880
$\alpha_{PGAS}$	0,43920
$\alpha_{PDIESEL}$	0,00000
$\alpha_{PPI\_E}$	0,15200
$\alpha_{PPI_{turb}}$	0,29674
$\alpha_{PPI\_P}$	0,09737
$\alpha_{IPC\_P}$	0,60589

iii. Sistema Porvenir:

Ponderador	Barra
	Porvenir
$X_E$	0,92683
$X_P$	0,07317
$\alpha_{IPC\_E}$	0,41850
$\alpha_{PGAS}$	0,42875
$\alpha_{PDIESEL}$	0,00148
$\alpha_{PPI\_E}$	0,15127
$\alpha_{PPI_{turb}}$	0,21126
$\alpha_{PPI\_P}$	0,06405
$\alpha_{IPC\_P}$	0,72469

iv. Sistema Puerto Williams:

Ponderador	Barra
	Puerto Williams
$X_E$	1,01645
$X_P$	-0,01645
$\alpha_{IPC\_E}$	0,32818
$\alpha_{PGAS}$	0,00000
$\alpha_{PDIESEL}$	0,62254
$\alpha_{PPI\_E}$	0,04928
$\alpha_{PPI_{turb}}$	0,1068
$\alpha_{PPI\_P}$	0,07861
$\alpha_{IPC\_P}$	0,81459

c) Factor de ajuste en caso de restricción de gas natural en el Sistema Mediano de Punta Arenas:

En caso de presentarse restricciones en el suministro de gas natural para generación eléctrica en el sistema de Punta Arenas, será necesario aplicar un factor de corrección, para el cálculo del precio de la energía a través del parámetro  $\alpha_{rg}$  que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado y comunicado por la Comisión, una vez que sea instruido por la autoridad competente. Asimismo, la Comisión comunicará los nuevos valores resultantes de los costos variables totales promedio de cada una de las empresas que operen las instalaciones de generación, y que serán aplicables durante el periodo en que se presente la restricción en el suministro de gas natural.

El parámetro  $\alpha_{rg}$  se define como sigue:

$$\alpha_{rg} = 1 + \frac{\text{costo diesel eficiente}_{6 \text{ meses}} - \text{costo gas eficiente}_{6 \text{ meses}}}{Pn_{index} * E_{Proy 6 \text{ meses}}}$$

Donde:

$\text{costo diesel eficiente}_{6 \text{ meses}}$  : Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de diésel, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, considerando el volumen de energía efectivamente generado con diésel en el semestre anterior a la aplicación del cálculo, debido a restricciones en la disponibilidad de gas natural.

$\text{costo gas eficiente}_{6 \text{ meses}}$  : Corresponde a la estimación de los costos eficientes asociados a volumen de energía efectivamente generada con diésel, en el semestre anterior a la aplicación del cálculo, obtenidos a partir del parque generador determinado en el CTLP, si se hubiese generado con gas.

$Pn_{index}$  : Corresponde al precio de energía indexado aplicable durante el siguiente período sin la aplicación del

$\alpha_{rg}$ .  
 $E_{Proy 6 \text{ meses}}$  : Corresponde a la energía proyectada a partir de las ventas para el período de 6 meses siguientes al cálculo del  $\alpha_{rg}$ .

Para el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2014 y 30 de abril de 2015 el valor del  $\alpha_{rg} = 1$ .

Corresponderá a la Comisión establecer y comunicar periódicamente el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación señaladas así como también el valor del  $\alpha_{rg}$ , para que EDELMAG determine los valores de los precios de nudo de energía y de potencia de punta a ser aplicados. Para tal efecto, la Comisión informará la actualización de los índices antes mencionados, durante los meses de abril y octubre de cada año. En aquellos casos en que alguno de los índices dejase de estar vigente, la Comisión propondrá mediante un informe técnico dirigido al Ministerio de Energía el nuevo índice que mejor lo reemplace.

Sin perjuicio de lo anterior, las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172° de la Ley.

Finalmente, cada vez que EDELMAG modifique sus tarifas, deberá comunicar los nuevos valores a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la "Superintendencia", y publicarlos en un diario de circulación nacional.

### 1.3 Seguridad y Calidad de Servicio.

Las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio asociadas a los niveles tarifarios que establece el presente decreto corresponderán a las que estén contenidas en la norma técnica dictada para tal efecto.

## 2 CONDICIONES DE APLICACIÓN.

### 2.1 Cliente.

Se considerará cliente a toda empresa de servicio público de distribución que esté recibiendo suministro eléctrico de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto.

### 2.2 Entrega y medida.

Cuando la medida se efectúe en un nivel de tensión o en un punto diferente al de entrega, ésta se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de entrega. Si el suministro se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por este concepto.

Si un mismo cliente recibe suministro en dos o más puntos de entrega, cada uno será facturado por separado, a los precios de nudo en la barra de retiro correspondiente.

### 2.3 Horas de punta y fuera de punta del sistema eléctrico.

En los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente artículo, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses. El resto de las horas del año serán fuera de punta.

En los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, 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 período del día comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose, a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes. El resto de las horas del año serán fuera de punta.

### 2.4 Determinación de la demanda máxima y del cargo por demanda máxima.

Los clientes podrán optar por cualquiera de los sistemas de facturación que se indican a continuación:

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 2.4.1 siguiente, 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 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 que tuvieren disponibles para abastecerlo.

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 barra de retiro, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente se determinará conforme el aporte de cada punto de entrega a la demanda máxima del cliente, determinada ésta como la suma de las demandas individuales de cada punto de entrega. Las demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores, y el cliente.

Los clientes tendrán el derecho de instalar a su cargo los equipos necesarios de medición y registro de demanda, en los grupos de puntos de suministro cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma barra de retiro, 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.

#### 2.4.1 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 siguientes dos casos:

- 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 el 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 siguientes dos 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.

#### 2.4.2 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 en ese mes un precio igual al doble del estipulado.
- De manera similar, si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora, excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.
- Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 2 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.
- Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 2 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.
- En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que las contratadas.
- Se entenderá por exceso registrado, a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia hasta el momento en que se efectúa recontractación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontractada será de 12 meses. Los clientes podrán recontractar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que regirá por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán recontractar la potencia.

### 3 ENERGÍA 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 correspondientes. Los valores de cargos por energía reactiva inductiva a emplear corresponderán a los establecidos en el punto referido a energía reactiva para el Sistema Interconectado del Norte Grande en el Decreto de Precios de Nudo que se encuentre vigente.

Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva para:

1. Las horas del período comprendido entre las 00:00 y 08:00 hrs. de cada día, y
2. Todas las horas de los días domingos o festivos.

#### 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 recargará 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 efecto de la determinación de los precios de nudo a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución, según lo establecido en el Decreto Supremo N° 1T de 2012, del Ministerio de Energía o el que lo reemplace, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionario y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
EDELMAG	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:

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

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

En que:

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

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

PNEi : Precio de nudo de la energía para la barra de retiro i, explicitado en el artículo primero, numeral 1.1 del presente Decreto, [\$/kWh].

PNPi : Precio de nudo de la potencia de punta para la barra de retiro i, explicitado en el artículo primero, numeral 1.1 del presente Decreto, [\$/kW/mes].

Ni : Proporción del aporte de electricidad considerado para la barra de retiro i.

n : Número de barras de retiro consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp correspondientes al cliente de acuerdo al sector en que éste se encuentra.

A continuación se indican los valores del parámetro Ni en cada una de las barras de retiro consideradas para efectos de representar los costos de generación-transporte en su estructura de precios a nivel de distribución.

Empresa	Sector de Nudo	Sistema Mediano	Barra de Retiro	Ni [p.u.]
EDELMAG	1	Punta Arenas	Punta Arenas	0,524
EDELMAG	1	Punta Arenas	Tres Puentes	0,273
EDELMAG	1	Puerto Natales	Puerto Natales	0,108
EDELMAG	1	Porvenir	Porvenir	0,081
EDELMAG	1	Puerto Williams	Puerto Williams	0,014

El parámetro Ni será actualizado por la Comisión, en abril de cada año, con ocasión de la actualización de índices a que se refiere el artículo primero, numeral 1.2 del presente Decreto.

**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 las oficinas que se 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:** Determinase la construcción de las obras de generación que se indican a continuación y fijense las siguientes condiciones para su ejecución.

**1. EXPANSIÓN SISTEMA PUNTA ARENAS.**

Para el sistema de Punta Arenas, la empresa Pecket Energy S.A. será responsable de la conexión y entrada en operación de los tres generadores eólicos de la Central Cabo Negro en las fechas que a continuación se indican:

Entrada en Operación	Potencia [kW] (*)	Tipo	Combustible
Julio-2015	1700(**)	Eólico	Viento
Enero-2016	850(***)	Eólico	Viento

(\*) = La capacidad instalada de generación deberá ser a lo menos la indicada en la presente tabla.

(\*\*) = Conexión de dos de los tres generadores.

(\*\*\*) = Conexión del tercer generador.

**2. EXPANSIÓN SISTEMA PUERTO NATALES.**

Para el sistema de Puerto Natales, la empresa EDELMAG será responsable de la ejecución y construcción de las obras de generación que a continuación se indican:

Entrada en Operación	Potencia [kW](*)	Tipo	Combustible
Enero-2016	2.002	Motor a Gas Rápido	Gas Natural

(\*) = La capacidad instalada de generación deberá ser a lo menos la indicada en la presente tabla.

**3. INICIO DE CONSTRUCCIÓN.**

Las obras de generación que deban comenzar su operación a partir del año 2016 en adelante, deberán dar inicio a la construcción a lo menos 6 meses antes de la fecha de entrada en operación que establece el presente Decreto.

**4. AUDITORÍA DE LA EJECUCIÓN Y CONSTRUCCIÓN.**

A más tardar 30 días después de que entre en operación cada uno de los proyectos identificados en el presente artículo, EDELMAG o PECKET ENERGY S.A, según corresponda, deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, los resultados de la auditoría técnica que éstas contraten, para certificar el cabal cumplimiento de las exigencias del plan de expansión que establece el presente Decreto.

**Artículo tercero:** Aplícase el siguiente mecanismo de repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia entre las empresas que se encuentren operando las instalaciones de generación en el sistema mediano de Punta Arenas:

**1. REPARTICIÓN DE LA RECAUDACIÓN POR VENTAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.**

Se considerará como recaudación total ("RT") de las empresas generadoras que se encuentren operando en el sistema mediano de Punta Arenas, al monto mensual a pagar por la empresa distribuidora por concepto de compras de energía y potencia en las barras de inyección al sistema de distribución, valorizadas al precio de nudo correspondiente, la que se calculará de la siguiente forma:

$$RT(\$) = \sum_{i=1}^n PNE_{bi} \left( \frac{\$}{kWh} \right) * E_{bi}(kWh) + \sum_{i=1}^n PNP_{bi} \left( \frac{\$}{kW} \right) * Dda_{bi}(kW)$$

Donde:

$PNE_{bi}$  : Precio de Nudo de Energía vigente en la Barra de Inyección i<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Se entiende Barra de Inyección como la Barra donde el generador inyecta su energía al sistema de distribución.

- $E_{bi}$  : Volumen de energía inyectada en el mes anterior al cual en el que se efectúa el cálculo (vendida) por las empresas generadoras en la Barra de Inyección i.  
 $PNP_{bi}$  : Precio de Nudo de la Potencia vigente en la Barra de Inyección i.  
 $Dda_{bi}$  : Demanda Máxima en la Barra de Inyección i.  
 $n$  : Número de Barras de Inyección existentes en el sistema mediano.

Una vez calculado el monto de la RT, se deben estimar los ingresos de cada una de las empresas que se encuentren operando las instalaciones de generación en el sistema mediano (I), ingresos que se obtienen de la siguiente manera:

$$I_i(\$) = CV_i \left( \frac{\$}{kWh} \right) * E_i(kWh) + \delta(\$) * f_i$$

Donde:

- $CV_i$  : Costo Variable total promedio para la empresa que opera instalaciones de generación i, determinados a partir de los costos variables combustibles (CVC) y costos variables no combustibles (CVNC) considerados en el CTLP para cada central.  
 $CV_i = CVC_i + CVNC_i$

- $E_i$  : Volumen de energía inyectada en el mes anterior al cual en el que se efectúa el cálculo (vendida) por la empresa generadora i.  
 $\delta(\$)$  : Diferencia entre la recaudación total y los costos variables de las empresas generadoras.

$$\delta(\$) = RT(\$) - \sum_{i=1}^n CV_i \left( \frac{\$}{kWh} \right) * E_i(kWh)$$

- $f_i$  : Factor de asignación de  $\delta(\$)$  para la empresa generadora i, de acuerdo al nivel de inversión y costos de administración considerados en el CTLP.

En caso de que la operación real del sistema implicara que  $\delta(\$)$  fuese menor a cero, la recaudación total será repartida entre las empresas en proporción de sus costos variables totales en mismo período. Esto es,

$$I_i(\$) = RT(\$) * \frac{CV_i \left( \frac{\$}{kWh} \right) * E_i(kWh)}{\sum_{i=1}^n CV_i \left( \frac{\$}{kWh} \right) * E_i(kWh)}$$

## 2. COSTOS VARIABLES TOTALES.

Para efectos de lo señalado precedentemente, los costos variables totales promedio base de cada una de las empresas que se encuentren operando las instalaciones de generación, son los siguientes:

Empresa Generadora	CVC(\$/kWh)	CVNC (\$/kWh)	CV(\$/kWh)
EDELMAG S.A.	27,06	4,65	31,71
PECKET ENERGY S.A.	0,00	3,59	3,59

## 3. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES (CV).

Se establece para los CV de ambas empresas la siguiente fórmula de indexación y sus ponderadores:

$$\frac{CVC_i}{CVC_0} = \alpha_{P_{GAS}} * \frac{P_{GASi}}{P_{GAS0}}$$

$$\frac{CVNC_i}{CVNC_0} = \alpha_{IPC\_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PPI\_P} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0}$$

Donde:

- $IPC_i$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior al mes en que se aplique la indexación.  
 $IPC_0$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2014 (114,27).  
 $PGAS_i$  : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por EDELMAG, correspondiente al promedio de los últimos 3 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/m3.  
 $PGAS_0$  : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por EDELMAG, correspondiente al promedio del periodo marzo de 2014 a mayo de 2014 (80,232 \$/m3).  
 $PPI_i$  : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200), publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.  
 $PPI_0$  : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200) publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de diciembre de 2013 (165,6).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula de indexación de los CVC y CVNC, son los que a continuación se indican:

	Índice	EDELMAG S.A	PECKET ENERGY S.A.
CVC	Gas ( $\alpha_{P_{GAS}}$ )	1,00000	No Aplica
CVNC	IPC ( $\alpha_{IPC\_E}$ )	0,23617	0,23617
	PPI ( $\alpha_{PPI\_P}$ )	0,76383	0,76383

La Comisión deberá establecer y comunicar durante los meses de abril y octubre de cada año el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación señaladas, para que EDELMAG determine los valores de los precios de nudo de energía y de potencia de punta a ser aplicados. En aquellos casos en que alguno de los índices dejase de estar vigente, la Comisión propondrá mediante un informe técnico dirigido al Ministerio de Energía el nuevo índice que mejor lo reemplace.

## 4. FACTORES DE ASIGNACIÓN DE $\delta(\$)$ .

$f_i$ EDELMAG S.A.	<b>0,94703</b>
$f_i$ PECKET ENERGY S.A.	<b>0,05297</b>

## 5. RELIQUIDACIONES.

Cuando corresponda realizar reliquidaciones se deberán recalculan los montos de los RT y en consecuencia se deberán determinar los valores de los nuevos  $I_i$  de acuerdo al mecanismo establecido en el presente artículo. Este recálculo gatillará la realización de transferencias entre las partes en base a los nuevos  $I_i$  y los calculados originalmente.

Las transferencias que corresponda efectuar, deberán ser reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente para operaciones no reajustables en moneda nacional de menos de 90 días, aplicado en forma compuesta desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha de la reliquidación.

## 6. MECANISMO ALTERNATIVO DE REPARTICIÓN DE LA RECAUDACIÓN POR VENTAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.

Las empresas que se encuentren operando las instalaciones de generación en el sistema mediano de Punta Arenas podrán acordar y proponer al Ministerio de Energía un mecanismo de repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia distinto al establecido en los numerales anteriores del presente artículo, el que deberá basarse en criterios de asignación en función de los costos de las distintas empresas. El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, determinará si el mecanismo propuesto se ajusta a los criterios señalados precedentemente, en cuyo caso establecerá que no les será aplicable lo dispuesto en los numerales 1 al 5 del presente artículo.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Jimena Jara Quilodrán, Ministra de Energía (S).

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Loreto Cortés Alvear, Jefa División Jurídica (S) Ministerio de Energía.