

# **CNE**

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**

**FIJACION DE PRECIOS DE NUDO  
ABRIL DE 2004  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL  
(SIC)**

**INFORME TECNICO DEFINITIVO**

**ABRIL DE 2004**

**SANTIAGO – CHILE**

**INFORME TECNICO DEFINITIVO**  
**CALCULO DE PRECIOS DE NUDO**  
**EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)**  
**PARA LA FIJACION DE PRECIOS DE ABRIL DE 2004.**

**1. INTRODUCCION**

En el presente informe se explicitan las bases utilizadas y los resultados obtenidos en la determinación de los precios de nudo del Sistema Interconectado Central (SIC), para la fijación de precios correspondiente al mes de Abril de 2004, en conformidad a lo estipulado en el DFL N°1 de 1982<sup>1</sup>, del Ministerio de Minería y el Decreto Supremo N°327, en adelante Reglamento Eléctrico<sup>2</sup>.

**2. PREVISION DE DEMANDA**

En el cuadro N° 1 se indica la previsión de consumo neto<sup>3</sup> del SIC utilizada en este informe, y en el cuadro N° 2 se indican los factores aplicados para repartir trimestralmente la energía y la demanda máxima anual.

La previsión de demanda utilizada corresponde a la establecida en el Estudio de Proyección de Demandas de Energía y Potencia<sup>4</sup>, que se envió mediante carta CNE N° 000301 del 15 Marzo de 2004.

Adicionalmente, se ha considerado tanto el factor de carga como los factores de repartición trimestral de energía y potencia para el Sistema Interconectado Central, en virtud del comportamiento observado de los consumos reales del SIC de los últimos años<sup>5</sup>.

---

1 Modificada según Ley 19.940 publicada en el Diario Oficial el 13 de Marzo de 2004.

2 Modificada según Decreto Supremo N° 158 publicado en el Diario Oficial el 9 de Octubre de 2003.

3 Por consumo neto se entiende la producción bruta de energía menos los consumos propios de las centrales térmicas.

4 Conforme al artículo 272° del Reglamento Eléctrico.

5 Fuente: Dirección de Operación del CDEC-SIC

Cuadro N° 1 : PREVISION DE CONSUMOS EN EL SIC

AÑO	Ventas (GWh)	Producción Neta (GWh)	Factor de Carga (%)
2004	34128	35390	74.4
2005	36448	37743	74.4
2006	38879	40151	74.4
2007	41864	43157	74.4
2008	45242	46681	74.4
2009	48736	50421	74.4
2010	52501	54397	74.4
2011	56557	58903	74.4
2012	60927	63310	74.4
2013	65635	68477	74.4
2014	70708	73628	74.4

Cuadro N° 2 : FACTORES DE REPARTICION TRIMESTRAL

Trimestre	<u>Energía Trimestral</u>	<u>Demanda Max. Trim.</u>
	Energía Anual	Demanda Max. Anual
Ene - Mar	0.247	0.998
Abr - Jun	0.251	1.000
Jul - Sep	0.249	0.937
Oct - Dic	0.253	0.981

### 3. PROGRAMA DE OBRAS EN EL SIC

El Programa de Obras elaborado por la CNE, de acuerdo a lo estipulado en el artículo N° 99 del DFL N° 1/82(M) y el artículo N° 272 del Decreto 327/99 (M), consideró las centrales existentes, en construcción así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte establecido en la ley. Las bases del estudio y las características de las alternativas utilizadas se entregan en el Anexo N°5 "Programa de Obras de Generación y Transmisión de Mínimo Costo de Abastecimiento en el SIC".

En el cuadro N° 3 se indica el Programa de Obras elaborado por la CNE, de acuerdo a lo estipulado en el artículo N° 99 del DFL N° 1/82 (M).

**PROGRAMA DE OBRAS EN EL SIC**  
**Cuadro N° 3A**

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Julio	2005	Instalación 2do Transformador S/E Maitencillo 220/110 kV Instalación 3er Transformador S/E Pan de Azúcar 220/110 kV	75 MVA 75 MVA
Abril	2006	Aumento de capacidad Charrúa-Concepción 220 kV Hidroeléctrica Pasada :Rehabilitación Coya-Pangal	300 MVA 25 MW
Septiembre	2006	Aumento de Capacidad Chena-Alto Jahuel 220 kV	245 MVA
Octubre	2006	Aumento de capacidad A.Jahuel-Polpaico 220 kV a 500 kV Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV Final:	390 MVA 1400 MVA
Octubre	2007	Nueva Línea Charrúa-Temuco 220 kV y Subestación Temuco Nueva Línea Subestación Temuco – Valdivia 220 kV Aumento de Capacidad Sistema 154 kV Alto Jahuel - Itahue	2x500 MVA 333 MVA 183 MVA
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica V Región Central a gas ciclo combinado 1 (VIII Región)	65 MW 385.1 MW
Enero	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Abril	2008	Aumento de Capacidad C° Navia-Polpaico 220 kV Central a gas ciclo combinado 2 (VIII Región)	300 MVA 385.1 MW
Abril	2009	Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 1 Central a gas ciclo combinado 3 (VIII Región)	100 MW 381.0 MW
Enero	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	155 MW
Abril	2010	Línea de Interconexión SIC-SADI sur 2x220 Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 2	250 MW 100 MW
Enero	2011	Central a gas ciclo combinado 4 (VIII Región)	381.0 MW
Abril	2011	Nueva Línea Cardones-Carrera Pinto 220 kV Nueva Línea P. Azúcar – Los Vilos 220kV Nueva Línea Los Vilos – Quillota 220kV	210 MVA 230 MVA 220 MVA
Abril	2011	Central Hidroeléctrica Neltume Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 3	400 MW 100 MW
Enero	2012	Línea de Interconexión SIC-SADI centro 2x220	400 MW

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Enero	2013	Central a gas ciclo combinado 5 (VIII Región)	379.4 MW
Octubre	2013	Central a gas ciclo combinado 6 (VIII Región)	379.4 MW

En la elaboración del Programa de Obras, se consideró en construcción las siguientes instalaciones, cuyas fechas de puesta en marcha se establecen según información entregada por sus propietarios, y no necesariamente corresponden a una recomendación por parte de la CNE:

**Cuadro N° 3B**

Fecha de entrada		Obras en Construcción	Potencia
Mes	Año		
Mayo-Julio	2004	Ampliación Charrúa-Ancoa de 3x220 kV a 2x500 kV Compensación Serie Charrúa-Ancoa 500 kV (650 MVA) Compensación Serie Ancoa-A.Jahuel 500 kV (450 MVA)	Capac. Final 1300 MW 1400 MW
Mayo	2004	Cierre ciclo combinado Central de Colbún S.A.	130.7 MW
Julio	2004	Central Ralco	570 MW
Diciembre	2005	Nueva Línea Charrúa – Chillán 154kV	200 MVA
Julio	2005	Central gas natural ciclo abierto Candelaria	250

#### **4. NIVEL DE PRECIOS**

Todos los costos utilizados en los cálculos en el presente informe, han sido expresados a los precios existentes en Marzo de 2004, de acuerdo al artículo 99º, número siete, del DFL1/82.

TASA DE CAMBIO : 603.91 \$/US\$

Valor promedio del dólar observado del mes de Marzo de 2004, publicado por el Banco Central.

#### **5. COSTOS VARIABLES DE OPERACION**

Los costos variables indicados en el cuadro N° 4 se han obtenido de acuerdo a lo establecido en el artículo N° 99 del DFL N° 1/82, utilizando los valores vigentes al 31 de Marzo de 2004 para cada uno de ellos. La metodología para el precio del carbón, mezcla carbón/petcoke, combustibles líquidos y gas natural se detalla en el Anexo N° 1. Los costos utilizados se resumen en el cuadro N°4.

**Cuadro N° 4: COSTOS VARIABLES DE OPERACION**

Central	Potencia MW	Tipo de Combustible	Consumo Específico Kg/KWh	Costos Variables No Combustibles Mills/KWh	Costos de Combustibles US\$/ton
Laja	7.0	Vapor	0.000	0.00	0.00
Constitución	7.0	des forest.	0.000	0.00	0.00
Petropower	59.1	C. de Petróleo	0.313	3.90	0.00
Guacolda 1	142.9	Carbón/Petcoke	0.336	2.00	62.24
Guacolda 2	142.9	Carbón/Petcoke	0.336	2.00	62.24
Bocamina	121.0	Carbón	0.368	1.67	71.90
Ventanas 1	112.8	Carbón	0.415	2.18	73.64
Ventanas 2	197.4	Carbón	0.397	1.38	73.64
Huasco	13.3	Carbón	0.740	3.64	74.65
Laguna Verde	52.7	Carbón	0.850	7.86	77.94
Huasco TG	58.0	Diesel/Fuel	0.362	7.29	338.65
Diego de Almagro	46.0	Diesel	0.337	0.91	373.83
Turbinas El Indio	18.0	Diesel	0.264	1.00	369.38
Renca	92.0	Diesel	0.362	3.64	348.23
E.Verde TG25MW	25.0	Diesel	0.309	1.00	427.38
Ampliación Arauco	24.0	Fuel	0.297	1.00	177.00
Calabozo	300.0	Geotermia	0.000	2.00	0.00
Nehuenco I Bloque1	280.0	Diesel	0.161	2.31	348.23
Unid. 9B Nehuenco	107.8	Diesel	0.254	2.31	348.23

Centrales a Licor Negro, Biomasa, Petróleo	Potencia MW	Costos Total de Generación Mills/KWh	Costos Variables No Combustibles Mills/KWh
Central Arauco	0-12	5.00	0
	12-15	9.00	0
	15-18	13.00	0
	18-21	17.00	0
	21-25	21.00	0
	25-33	45.00	0
Central Constitución	0-10	0.00	0
	10-12	5.40	0
	12-14	8.00	0
	14-16	22.00	0
	16-20	33.00	0
Central Cholguán	0-9	9.50	0
	9-13	57.20	0
Central Licantén	0-2	5.10	0
	2-6	16.90	0
	6-8	64.00	0
	8-11	76.00	0
Central Valdivia	0-17	5.00	0
	17-53	18.00	0
	53-70	45.00	0

Centrales a Gas Natural	Potencia MW	Tipo Central	Contrato de Suministro Gas Natural	Costos de Combustibles Mills/KWh		Costos Variables No Combustibles
				2004	2005	Mills/KWh
Nueva Renca	320.0	Ciclo Comb.	Firme	10.87	10.87	2.10
Nueva Renca	50.0	Ciclo Comb.	Interrumpible	19.77	19.77	0.00
Nehuenco I Bloque1	318.0	Ciclo Comb.	Firme	11.21	11.21	2.31
Nehuenco I Bloque2	22.0	Ciclo Comb.	Interrumpible	11.86		2.31
Nehuenco I Bloque3	21.0	Ciclo Comb.	Interrumpible 2	18.91		0.10
Nehuenco I Bloque2 (Jun04)	22.0	Ciclo Comb.	Interrumpible	15.81	15.81	2.31
Nehuenco I Bloque3 (Jun04)	21.0	Ciclo Comb.	Interrumpible 2	24.55	24.55	0.10
San Isidro Bloque1	345.7	Ciclo Comb.	Firme	11.86	11.86	2.82
San Isidro Bloque2	1.6	Ciclo Comb.	Interrumpible	16.63	16.63	2.82
San Isidro Bloque3	64.4	Ciclo Comb.	Interrumpible 2	20.33	20.33	2.82
San Isidro Fuego Adicional	20.3	Ciclo Comb.	Interrumpible 3	27.25	27.25	2.82
Taltal Bloque1	202.0	Ciclo Abto.	Firme	14.79	14.79	2.20
Taltal Bloque2	42.0	Ciclo Abto.	Interrumpible	27.54	27.54	2.20
Taltal Bloque2 (Nov04)	42.0	Ciclo Abto.	Firme	14.79	14.79	2.20
Unid. 9B Nehuenco	107.8	Ciclo Abto.	Interrumpible	30.17	30.17	2.31
Nehuenco II Bloque1	149.0	Ciclo Abto.	Firme	20.99		2.58
Nehuenco II Bloque2	106.0	Ciclo Abto.	Interrumpible	27.25		2.58
Nehuenco II Bloque1 (Jun04)	274.0	Ciclo Comb.	Firme	13.58	13.58	2.58
Nehuenco II Bloque2 (Jun04)	106.0	Ciclo Comb.	Interrumpible	17.63	17.63	2.58
Ampliación Arauco	24.0	Ciclo Abto.	Interrumpible	42.79	42.79	1.00
Candelaria CA	250.0	Ciclo Abto.	Interrumpible	30.96	30.96	2.50
C.Comb. B1 Rancagua (Chena)	293.5	Ciclo Comb.	Firme	10.37	10.37	2.50
C.Comb. B2 Rancagua (Chena)	32.6	Ciclo Comb.	Interrumpible	17.57	17.57	2.50
C.Comb. B3 Rancagua (Chena)	32.6	Fuego Adic.	Interrumpible	23.68	23.68	2.50
C.Comb. B1 Rancagua (Recinto)	293.5	Ciclo Comb.	Firme	10.12	10.12	2.50
C.Comb. B2 Rancagua (Recinto)	32.6	Ciclo Comb.	Interrumpible	23.24	23.24	2.50
C.Comb. B3 Rancagua (Recinto)	32.6	Fuego Adic.	Interrumpible	31.32	31.32	2.50
C.Comb. B1 Talca (Chena)	311.8	Ciclo Comb.	Firme	10.37	10.37	2.50
C.Comb. B2 Talca (Chena)	34.6	Ciclo Comb.	Interrumpible	19.68	19.68	2.50
C.Comb. B3 Talca (Chena)	34.6	Fuego Adic.	Interrumpible	26.53	26.53	2.50
C.Comb. B1 Talca (Recinto)	311.8	Ciclo Comb.	Firme	10.12	10.12	2.50
C.Comb. B2 Talca (Recinto)	34.6	Ciclo Comb.	Interrumpible	19.56	19.56	2.50
C.Comb. B3 Talca (Recinto)	34.6	Fuego Adic.	Interrumpible	26.36	26.36	2.50
C.Comb. B1 Chillán	311.7	Ciclo Comb.	Firme	10.12	10.12	2.50
C.Comb. B2 Chillán	34.6	Ciclo Comb.	Interrumpible	17.79	17.79	2.50
C.Comb. B3 Chillán	34.6	Fuego Adic.	Interrumpible	23.97	23.97	2.50
C.Comb. B1 Charrúa	310.4	Ciclo Comb.	Firme	10.12	10.12	2.50
C.Comb. B2 Charrúa	34.5	Ciclo Comb.	Interrumpible	17.75	17.75	2.50
C.Comb. B3 Charrúa	34.5	Fuego Adic.	Interrumpible	23.97	23.97	2.50
C.Comb. B1 San Vicente	315.1	Ciclo Comb.	Firme	10.12	10.12	2.50
C.Comb. B2 San Vicente	35.0	Ciclo Comb.	Interrumpible	17.45	17.45	2.50



## 6. COSTO DE RACIONAMIENTO

Los diferentes valores utilizados según los niveles de déficit de suministro y el valor único representativo del costo de racionamiento estipulado en el artículo N° 276 del Decreto 327/98, son los siguientes:

RANGO	US\$/MWh
0 - 10%	227.4
10 - 20%	318.1
Sobre 20%	334.9

Estos valores se determinan conforme a lo señalado en el Anexo N° 4.

Valor único representativo: 227.90 US\$/MWh

Este valor único representativo, se obtiene de considerar el punto de operación del sistema en cada fijación y su valor es tal que permite obtener el mismo precio de energía calculado con los tres tramos indicados.

Este valor único representa el costo por kilowattthora en que incurrirían, en promedio, los usuarios al no disponer de energía. Esta cifra es equivalente a la que resulta de aplicar costos variables con la profundidad de la falla (durante el período de estudio que se indica en el punto 8 de este informe).

## 7. TASA DE ACTUALIZACION

Se utilizó la tasa de 10% que estipula el DFL N°1/82.

## 8. CALCULO DE LOS PRECIOS DE NUDO Y RESULTADOS OBTENIDOS

Los precios de energía se calcularon a partir de los costos marginales de energía en los primeros 16 trimestres de operación del SIC, contados a partir del 1° de Abril de 2004 que se muestran en el Anexo N° 2. Dichos valores se obtuvieron utilizando el modelo de optimización de la operación del SIC, denominado "Modelo del Laja". La modelación incorpora además una operación de la central Rucúe en serie hidráulica con las otras centrales del complejo Laja, una operación con una cota mínima de 1308.48 msnm, y la consideración de una muestra estadística de energía generable de 40 años<sup>6</sup>, desde abril de 1962 a marzo de 2002. El horizonte de estudio utilizado fue 10 años (años hidrológicos 2004 a 2014), con una cota inicial para el lago Laja al 1° de Abril de 1335.77 msnm<sup>7</sup>.

La muestra señalada ha sido tratada de modo de considerar la posibilidad de ocurrencia de años más secos que el más seco registrado, así como la posibilidad de ocurrencia de años más húmedos que el más húmedo registrado. Para ello, se tomaron las dos situaciones más secas, como sistema, de las estadísticas existentes (años 68-69 y 98-99), ponderándose los respectivos afluentes por los guarismos 0,8 y 0,9. Lo propio se efectuó con los dos años más húmedos, ponderándose los afluentes respectivos por los guarismos 1,2 para el más húmedo y 1,1 para el siguiente, para proceder posteriormente a la construcción de las matrices de energía generable a partir de las estadísticas de afluentes tratadas de la manera descrita.

Debe hacerse presente que la ocurrencia de las hidrologías resultantes presentan probabilidades más bajas que las frecuencias de aparición que les asigna la Simulación de Montecarlo efectuada por el Modelo GOL, de manera que el cálculo implica un margen de seguridad considerable.

El precio básico de la energía, que resulta de calcular el promedio ponderado de los costos marginales trimestrales (16 trimestres), es de **18.48 \$/kWh** en el Nudo Básico Quillota. En el cálculo del precio de la energía, se ha considerado una operación que recoge exigencias de calidad de servicio establecidas en la legislación vigente, en lo relativo a regulación de frecuencia y tensión, cuyos aspectos generales se describen en Anexo N° 3.

---

<sup>6</sup> Se actualizaron las matrices de corto plazo a partir de la información enviada por el CDEC-SIC a solicitud de la CNE.

<sup>7</sup> Fuente: Información diaria de operación del SIC, hecha llegar a la CNE por el CDEC-SIC.

Los precios de potencia de punta se derivaron del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas a gas diesel. Conforme a lo establecido en el artículo 4º, nro 17) letra a) de la Ley 19.940, se identifican dos precios básicos de potencia:

El precio básico de la potencia de punta resulta igual a **3377.669** \$/kW/mes en el nudo Básico de Potencia (Polpaico 220kV), de acuerdo con los cálculos y consideraciones que se detallan en el Anexo N° 2.

El precio básico de la potencia de punta resulta igual a **4022.97** \$/kW/mes en el nudo Básico de Potencia (P.Montt 220kV), de acuerdo con los cálculos y consideraciones que se detallan en el Anexo N° 2.

Los precios de energía y potencia en los restantes nudos del SIC, se calcularon aplicando los respectivos factores de penalización, los cuales corresponden a los determinados por la CNE. Las bases y las características utilizadas en el estudio sobre el "Cálculo de los Factores de Penalización del SIC" se entregan en el Anexo N° 6. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes, que se describen en el anexo adjunto para tal efecto.

En el caso del nudo Pugeñún, el cálculo lo efectúa la CNE con los antecedentes correspondientes a la fecha de cada Informe técnico. En el cuadro N° 5 se muestran los factores de penalización y los precios de energía y potencia resultantes.

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)

CUADRO N° 5

FACTORES DE PENALIZACION Y PRECIOS DE NUDO (\*)

NUDO	TENSION kV	FACTORES DE PENALIZACION		PRECIOS DE NUDO		
		POTENCIA [p.u.]	ENERGIA [p.u.]	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]	
D. DE ALMAGRO	220	0.9957	1.0293	3363.15	19.021	(**)
CARRERA PINTO	220	1.0218	1.0546	3451.30	19.489	(**)
CARDONES	220	1.0302	1.0597	3479.67	19.583	(**)
MAITENCILLO	220	1.0000	1.0275	3377.67	18.988	(**)
PAN DE AZUCAR	220	1.0276	1.0300	3470.89	19.034	(**)
<b>QUILLOTA</b>	220	1.0090	1.0000	3408.07	<b>18.480</b>	(**)
<b>POLPAICO</b>	220	1.0000	0.9993	<b>3377.67</b>	18.467	(**)
CERRO NAVIA	220	1.0554	1.0725	3564.79	19.820	(**)
ALTO JAHUEL	220	1.0375	1.0668	3504.33	19.714	(**)
RANCAGUA	154	1.0554	1.0943	3564.79	20.223	(**)
SAN FERNANDO	154	1.0478	1.0947	3539.12	20.230	(**)
ITAHUE	154	1.0019	1.0697	3384.09	19.768	(**)
PARRAL	154	0.9827	1.0473	3319.24	19.354	(***)
ANCOA	220	0.9932	1.0344	3354.70	19.116	(**)
CHARRUA	220	0.9318	0.9850	3147.31	18.203	(**)
CONCEPCION	220	0.9811	1.0113	3313.83	18.689	(***)
SAN VICENTE	154	0.9953	1.0337	3361.79	19.103	(***)
TEMUCO	220	1.0197	1.0615	4102.22	19.617	(**)
VALDIVIA	220	1.0169	1.0599	4090.96	19.587	(**)
<b>PUERTO MONTT</b>	220	1.0000	1.0561	<b>4022.97</b>	19.517	(**)
PUGUEÑUN	110	1.4593	1.5412	5870.72	28.481	(***)

(\*) Conforme al Artículo 4° transitorio, inciso tercero de la Ley n° 19.940.

(\*\*) Subestaciones troncales conforme Artículo 1° transitorio de la Ley N°19.940.

(\*\*\*) Otras subestaciones del sistema eléctrico.

## 9. INDEXACION

### 9.1 Precio de la Potencia de Punta

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del precio básico de la potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

$$\text{Preciopotencia} = \text{Preciobase} * \left( \frac{\text{DOL}}{\text{DOLo}} * \frac{1+d}{1+do} * \left( 0,733 * \frac{\text{CHE}}{\text{CHEo}} + 0,024 * \frac{\text{CPI}}{\text{CPIo}} \right) + 0,006 * \frac{\text{IPM}}{\text{IPMo}} + 0,036 * \frac{\text{IPC}}{\text{IPCo}} + 0,201 * \frac{\text{ISS}}{\text{ISSo}} \right)$$

- d : Derechos arancelarios aplicables a la importación de bienes de capital, en °/1.
- Do : Derechos arancelarios aplicables a la importación de bienes de capital, en °/1 vigentes ( 0,06 °/1).
- DOL : Valor promedio de los días hábiles de los últimos 30 días del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central.
- DOLo : Valor promedio del mes de Marzo de 2004 del dólar observado EEUU, publicado por el Banco Central ( 603.91 \$/US\$).
- CHE : Chemical Equipment Plant Cost Index, publicado al quinto mes anterior al cual se aplique la indexación
- CHEo : Chemical Equipment Plant Cost Index correspondiente al mes de Noviembre de 2003(447.20)
- IPC : Indice General de Precios al Consumidor correspondiente al mes anterior al cual se aplique la indexación
- IPCo : Indice General de Precios al Consumidor correspondiente al mes de Marzo de 2004 (114.35)

CPI : Consumer Price Index(USA), correspondiente al tercer mes anterior al cual se aplique la indexación

CPIo : Consumer Price Index(USA) correspondiente al mes de Enero de 2004 (185.2)

IPM : Indice de Precios al por Mayor publicados por el INE, para el tercer mes anterior al cual se aplique la indexación

IPMo : Indice de Precios al por Mayor correspondiente al mes de Enero de 2004 (191.74)

ISS : Indice General de Remuneraciones publicados por el INE, para el tercer mes anterior al cual se aplique la indexación

ISSo : Indice General de Remuneraciones correspondiente al mes de Enero de 2004 (238.08)

## 9.2 Precio de la Energía

Los parámetros de la fórmula de indexación de la energía se obtienen y justifican mediante:

- Valor de las derivadas parciales del precio de la energía respecto de precio del Fuel, el Diesel y el Dólar.
- El parámetro alfa representa las variaciones hidrológicas que puedan ocurrir en el período que media entre fijación a fijación. Este parámetro se obtiene de considerar la energía acumulada al 1º de Julio de 2004 en el Lago Laja más Colbún y Canutillar, nivel del Laja que es sensibilizado respecto de una variación de cuatro metros en torno a su valor esperado.

$$\text{Precio}_{\text{energía}} = \text{Precio}_{\text{base}} * ( 0.907 * \frac{\text{Precio}_{\text{dólar}}(\$)}{\text{DOLo}} * \frac{1+d + 0.086}{1+ do} * \frac{\text{PD} + 0.007 * \frac{\text{PFO}}{\text{PFOo}}}{\text{Pdo}} ) * \alpha$$

En estas fórmulas:

Precio dólar : valor promedio de los días hábiles de los últimos 30 días del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central.

d : Derechos arancelarios aplicables a la importación de bienes de capital, en %/1.

- PD : Precio de Paridad del P. Diesel, en \$/m<sup>3</sup>, incluidos los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, determinado conforme a los mismos criterios con que se determina el PDo (ver Anexo N° 1, numeral 3).
- PFO : Precio de Paridad del P. Combustible (Fuel Oil #6), en \$/Ton, incluidos los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, determinado conforme a los mismos criterios con que se determina el PFo (ver Anexo N° 1, numeral 3).
- do : Derechos arancelarios aplicables a la importación de bienes de capital, en °/1 vigentes ( 0,06 °/1).
- DOLo : Valor promedio del mes de Marzo de 2004 del dólar observado EEUU, publicado por el Banco Central ( 603.91 \$/US\$).
- PDo : Precio de Paridad del P. Diesel, en \$/m<sup>3</sup>, incluidos los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo vigente (176,653 \$/m<sup>3</sup>).
- PFOo : Precio del P. Combustible (Fuel Oil #6), en \$/Ton, incluidos los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo vigente (114,935 \$/Ton).
- $\alpha$  : Coeficiente que multiplica el precio de la energía para tomar en cuenta la desviación que presente la energía embalsada en el lago Laja respecto de una cota esperada de 1332.3 msnm, en el embalse Colbún más el embalse en el lago Chapo, respecto de 2615.11 GWh, energía embalsada esperada al 1° de Julio de 2004.

Valores de  $\alpha$  : período Abril a Junio de 2004 : 1.0

desde el 1° de Julio de 2004 en adelante :

1.0253	si la energía embalsada al 1°.7.2004 es inferior a	2177.307 GWh
0.9750	si la energía embalsada al 1°.7.2004 es superior a	3070.848 GWh
1.0	si la energía embalsada está en el rango intermedio.	

## 10. CARGOS POR ENERGIA REACTIVA

### 10.1 Indexación

Los cargos por energía reactiva de la fijación de Abril de 2004 varían en un 1.85 % respecto de la fijación de Octubre de 2003, cifra que corresponde a un 0.48 % por la variación del tipo de cambio (Dólar Acuerdo) entre Octubre de 2003 y Marzo de 2004 y a un 1.37 % por variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica (IPM USA), en seis meses (Julio 2003 - Enero 2004).

### 10.2 Condiciones de Aplicación

Los nuevos cargos para estos rangos se presentan en el cuadro N°6, y se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.
3. Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en el cuadro N°6, para cada una de las horas del período comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.

Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingos o festivos.

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, se deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los recargos presentados en el cuadro N°6.

Los términos y condiciones de dichos balances deberán ser determinados a través de un informe de la Dirección de Peajes.



Cuadro N° 6: Cargos por Energía Reactiva Inductiva  
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cuociente (%)	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/KVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/KVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/KVArh
Desde 0 y hasta 10	0.0	0.0	0.0
Sobre 10 y hasta 20	0.0	0.0	0.0
Sobre 20 y hasta 30	3.482	0.0	0.0
Sobre 30 y hasta 40	6.270	6.270	0.0
Sobre 40 y hasta 50	6.270	6.270	6.270
Sobre 50 y hasta 80	8.355	8.355	8.355
Sobre 80	10.440	10.440	10.440

## 11. SIMPLIFICACIONES EFECTUADAS EN LA MODELACION DEL SISTEMA

Para la modelación del sistema eléctrico se han adoptado las siguientes simplificaciones:

- a) Modelación uninodal del sistema eléctrico y modulación geográfica de precios mediante factores de penalización.
- b) Aporte de las centrales hidráulicas del sistema mediante matrices de energía generable, que contienen los aportes basadas en una muestra estadística de 40 años, desde abril de 1962 a marzo de 2002, considerando:
  - La muestra señalada ha sido tratada para considerar la posibilidad de ocurrencia de años más secos y más húmedos que los registrados. Para ello, se tomaron las dos situaciones más secas, como sistema, de las estadísticas existentes (años 68-69 y 98-99), ponderándose los respectivos afluentes por los guarismos 0,8 y 0,9. Lo propio se efectuó con los dos años más húmedos, ponderándose los afluentes respectivos por los guarismos 1,2 para el más húmedo y 1,1 para el siguiente.
  - La previsión de demanda estimada en el Estudio de Proyección de Demandas de Energía y Potencia.

## 12. OTRAS CONSIDERACIONES

- a) En virtud de lo señalado en la ley (DFL N°1/82), se ha considerado el stock de agua en los embalses, diferentes al Lago Laja, a través de matrices de energía generable de corto, mediano y largo plazo.
- b) Reubicación de la turbina a gas El Indio en la Subestación Laguna Verde a partir del 1° de marzo de 2004, aportando una potencia de 18MW.
- c) En el caso de los ciclos combinados futuros, recomendados por la CNE, se consideró como contratada con modalidad interrumpible el 10% de la capacidad total de generación (Potencia ISO degradada por altura), mientras que al 90% restante se le consideró un nivel de costo fijo de transporte consistente (ver Anexo N°5).
- d) Adicionalmente, se considera que estas centrales poseen una capacidad por fuego adicional contratada con modalidad interrumpible, y de capacidad equivalente a un 10% de la Potencia ISO degradada por altura (ver Anexo N°5).
- e) Para el complejo Taltal se ha considerado lo siguiente:
  - Período Abril-Septiembre de 2004: Unidad Taltal 2 fuera de servicio, por restricciones de gas;
  - Octubre de 2004: Unidad Taltal 2 interrumpible, 42 MW de capacidad disponible;
  - Desde noviembre de 2004 en adelante: 100% firme; y

- La unidad Taltal 1se ha considerado contratada en modalidad 100% firme.
- f) Para los ciclos combinados existentes que utilizan gas natural y que están adscritas a contratos interrumpibles (San Isidro, Nueva Renca y Nehuenco), en todo o parte de su consumo, la CNE ha decidido considerar la existencia de un mercado emergente de transporte de gas a costos variables. Las porciones de contratación interrumpible de las centrales existentes se basaron en las estructuras de los contratos informados por las propias empresas, así como los niveles de precios por contrato de transporte aportados por las respectivas empresas transportistas de gas. Asimismo, se incluyó además la modelación de los fuegos adicionales de los ciclos combinados que poseen esta característica de operación.
- g) Para la central en construcción informada por Colbún se ha utilizado el mismo criterio aplicado a los ciclos combinados existentes, considerando los plazos indicados por el propietario, según lo siguiente:
  - Hasta Abril de 2004 en ciclo abierto bajo modalidad mixta (interrumpible/firme).
  - De Mayo de 2004 en adelante, en ciclo combinado bajo modalidad mixta (interrumpible/firme).
- h) La unidad 9b de Colbún se ha considerado operando con Combustible Diesel durante el período abril- septiembre de 2004. A partir de octubre de 2004 se considera operando a gas natural 100% interrumpible.
- i) La central Nehuenco I de Colbún se ha considerado operando con Combustible Diesel durante el período abril – septiembre de 2004. A partir de octubre de 2004 se considera su operación normal con gas natural.
- j) Para la central San Isidro se ha modificado la modelación respecto de la fijación anterior, en consideración a los antecedentes y precisiones hechas llegar a la CNE por su propietario, esto es:

Nombre Bloque	Capacidad [MW]	
	(MAYO A SEPTIEMBRE)	(OCTUBRE A ABRIL)
Bloque 1	282.82	345.67
Bloque 2	64.44	1.59
Bloque 3	20.28	20.28
Total	367.54	367.54

- k) Para las centrales existentes y en construcción, informadas por Arauco Generación S.A., la CNE ha asignado a cada una de ellas las respectivas curvas de costo por bloque de potencia que informa el propietario. Adicionalmente, la modelación de la ampliación de Arauco ha sido corregida conforme información proporcionada por el

propietario a 24MW, mientras que para efectos de simular un nivel de costo de combustible se utiliza un promedio simple entre fuel y gas natural 100% interrumpible.

- l) Se han actualizado las potencias netas y costos variables no combustibles (CVNC) de algunas centrales térmicas existentes respecto de la fijación anterior, a partir de los informado por sus respectivos propietarios.
- m) La energía disponible para la central de mantenimiento ha sido dimensionada para suplir sólo los mantenimientos de aquellas centrales del parque generador que utilicen carbón como insumo principal.

### 13. COMPARACION CON PRECIOS MEDIOS LIBRES COBRADOS POR LAS VENTAS A PRECIO LIBRE

La comparación entre el promedio (ponderado por las energías facturadas) de los precios medios efectivos de suministro no sometidos a fijación de precios y el precio medio teórico que resulta de aplicar los precios de nudo determinados en el punto 8 de este informe es un 8.4 % superior a los precios libres informados por las empresas conforme a las normas legales, porcentaje que está fuera del límite de aceptación establecido en el artículo 101º del DFL N°1/82, modificado según Ley 19.940 publicada en el Diario Oficial el 13 de Marzo de 2004.

Precio Medio	(\$/kWh)
Libre	22.88
Teórico	24.81
Diferencia (%)	8.4%

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)

CUADRO N° 6

PRECIOS DE NUDO AJUSTADOS A BANDA DE CLIENTES LIBRES (\*)

NUDO	TENSION kV	FACTORES DE PENALIZACION		PRECIOS DE NUDO		
		POTENCIA [p.u.]	ENERGIA [p.u.]	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]	
D. DE ALMAGRO	220	0.9957	1.0293	3363.15	18.268	(**)
CARRERA PINTO	220	1.0218	1.0546	3451.30	18.717	(**)
CARDONES	220	1.0302	1.0597	3479.68	18.808	(**)
MAITENCILLO	220	1.0000	1.0275	3377.67	18.236	(**)
PAN DE AZUCAR	220	1.0276	1.0300	3470.89	18.280	(**)
<b>QUILLOTA</b>	220	1.0090	1.0000	3408.07	<b>17.748</b>	(**)
<b>POLPAICO</b>	220	1.0000	0.9993	<b>3377.67</b>	17.736	(**)
CERRO NAVIA	220	1.0554	1.0725	3564.79	19.035	(**)
ALTO JAHUEL	220	1.0375	1.0668	3504.33	18.934	(**)
RANCAGUA	154	1.0554	1.0943	3564.79	19.422	(**)
SAN FERNANDO	154	1.0478	1.0947	3539.12	19.429	(**)
ITAHUE	154	1.0019	1.0697	3384.09	18.985	(**)
PARRAL	154	0.9827	1.0473	3319.24	18.587	(***)
ANCOA	220	0.9932	1.0344	3354.70	18.359	(**)
CHARRUA	220	0.9318	0.9850	3147.31	17.482	(**)
CONCEPCION	220	0.9811	1.0113	3313.83	17.949	(***)
SAN VICENTE	154	0.9953	1.0337	3361.79	18.346	(***)
TEMUCO	220	1.0197	1.0615	4102.22	18.840	(**)
VALDIVIA	220	1.0169	1.0599	4090.96	18.811	(**)
<b>PUERTO MONTT</b>	220	1.0000	1.0561	<b>4022.97</b>	18.744	(**)
PUGUEÑUN	110	1.4593	1.5412	5870.72	27.353	(***)

(\*) Subestaciones troncales conforme Artículo 1° transitorio de la Ley N°19.940.

(\*\*) Otras subestaciones del sistema eléctrico conforme Artículo 4° transitorio, inciso tercero de la Ley N°19.940.

(\*\*\*) Otras subestaciones del sistema eléctrico.

## **ANEXO N°1**

### **PRECIOS DE COMBUSTIBLE**

#### **1.- CARBON**

Para determinar el precio del carbón se ha simulado un proceso de importación desde distintos países proveedores desde los cuales pudiese resultar factible la importación, considerando criterios técnicos, económicos y ambientales para cada central. Para hacer comparable la información se ha tomado como base un carbón equivalente a 6.350 Kcal/Kg PCS c.r. GAR y los valores en US\$/ton. Como valor final puesto en cancha para cada central, se utilizó el promedio de todos los carbones factibles de ser empleados por cada central.

##### **A. Precio FOB en puerto de embarque**

Este valor se ha obtenido a partir de lo publicado en la revista International Coal Report Nrs. 653 al 657, de Marzo de 2004 (ver cuadros adjuntos).

##### **B. Tasas de flete marítimo**

Para determinar el flete marítimo se utiliza la metodología según estudios de la Comisión Nacional de Energía.

Se han considerado tarifas navieras de acuerdo a la disponibilidad de fletes de retorno y el valor de oportunidad de arriendo de naves.

##### **C. Otros gastos**

Los otros gastos considerados se detallan en los cuadros adjuntos, según los estudios realizados por la CNE.

## **D. Costos de Descarga y Fletes Terrestres**

Se consideraron como costo de descarga los costos por tonelada efectivamente pagado por las empresas por este servicio. En los casos en que no existe una acreditación de este pago por la vía de facturas por no existir en la realidad una transacción comercial para el servicio, se adoptó un valor de referencia, el que podrá ser revisado en la próxima fijación.

Para el costo de flete terrestre de la Central Laguna Verde se ha utilizado un valor de 4.3 US\$/ton, según estudios de la CNE.

## **2.- MEZCLA CARBON/PETCOKE**

Considerando la Resolución Exenta N°038 de fecha 25 de mayo de 2000, de la Comisión Regional del Medio Ambiente (COREMA) III Región y la posterior ratificación por parte del Consejo de Ministros de la CONAMA, en septiembre de 2001, aprobándose la operación de la Central Gualcolda mediante el uso de una mezcla de carbón y petcoke, la Comisión ha incluido en esta fijación y en el horizonte de estudio, un precio de combustible que considera la mezcla carbón/petcoke.

Para determinar el precio del petcoke se ha utilizado el mismo proceso de importación implementado por la CNE para la determinación del precio del carbón, es decir, se considera distintos países proveedores desde los cuales pudiese resultar factible la importación, utilizando criterios técnicos, económicos y ambientales para la central analizada. Como valor final puesto en cancha, se utilizó el promedio de todas las importaciones de petcoke factibles de ser utilizados por la central.

### **A. Restricciones Ambientales**

El cálculo considera las restricciones ambientales establecidas en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), así como las establecidas en la mencionada Resolución de la COREMA.

En el caso de Guacolda, las principales consideraciones son las siguientes:

- Mezclas evaluadas:



Mezclas	% Carbón	% Petcoke
Mezcla 1	80	20
Mezcla 2	75	25
Mezcla 3	70	30

- Lo anterior debe considerar las siguientes restricciones:
  - Contenido de azufre en el carbón entre 0,25 y 1,0%;
  - Contenido de azufre en el petcoke entre 5 y 6,3%;
  - Porcentaje de azufre en la mezcla no mayor 1,6%;
  - Las emisiones SO<sub>2</sub> durante los primeros seis meses de operación no pueden ser superiores 71,4 ton/día y posteriormente limitadas a 84 ton/día.

#### **B. Precio FOB del petcoke en puerto de embarque**

Este valor se ha obtenido a partir de lo publicado en la revista International Coal Report Nrs. 653 al 657, de Marzo de 2004 (ver cuadros adjuntos).

#### **C. Tasas de flete marítimo para el petcoke**

Para determinar el flete marítimo se utiliza la metodología según estudios de la CNE. Se han considerado tarifas navieras de acuerdo a la disponibilidad de fletes de retorno y el valor de oportunidad de arriendo de naves.

#### **D. Otros gastos del petcoke**

Los otros gastos considerados se detallan en los cuadros adjuntos, según los estudios realizados por la CNE.

#### **E. Costos de descarga para el petcoke**

Se consideraron como costo de descarga los costos por tonelada efectivamente pagado por las empresas por este servicio. En los casos en que no existe una acreditación de este pago por la vía de facturas por no existir en la realidad una transacción comercial para el servicio, se adoptó un valor de referencia.

#### **F. Precio de la Mezcla**

Para cada una de las tres mezclas evaluadas, se procede a seleccionar aquellas combinaciones factibles de carbón y petcoke (conocidos los porcentajes) que cumplen las restricciones ambientales.

A continuación, para la mezcla con mayor contenido de petcoke, se determinan los precios de las combinaciones carbón/petcoke factibles, considerando el promedio ponderado de la mezcla, entre el precio promedio del petcoke y el precio del carbón (determinado de acuerdo al punto 1 de este Anexo).

Finalmente, el valor puesto en cancha de la mezcla, se determinó como el promedio de todas las combinaciones de carbón/petcoke factibles de ser empleados.

### **G. Consumo Especifico**

El consumo específico de la central Guacolda se modificó de tal forma que se mantuviera constante la cantidad de energía calórica necesaria para generar 1kWh de electricidad. Esto considerando que el petcoke utilizado posee 7,850 kcal/kg PCS c.r. GAR, superior a los 6,350 kcal/kg PCS c.r. GAR propios del carbón.

## **3.- COMBUSTIBLES LIQUIDOS**

Los valores base para el P. Combustible, Fuel #6 (PFOo) y P. Diesel (PDo) se han determinado de acuerdo al Precio de Paridad publicado en el Diario Oficial por el Ministerio de Minería, conforme la Ley N° 19.030, incluido el efecto debido al Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, conforme a lo siguiente:

Item	Fuel	Unidad	Diesel	Unidad
Precio Paridad	182.85	[US\$/m3]	287.99	[US\$/m3]
Densidad	0.975	[Ton/m3]	0.840	[Ton/m3]
Precio Paridad (US\$/Ton)	187.54	[US\$/Ton]	342.85	[US\$/Ton]
Dólar Precio	614.51	[\$/US\$]	614.51	[\$/US\$]
Precio Paridad (\$/Ton)	115,244.26	[\$/Ton]	210,681.83	[\$/Ton]

Fondo (US\$/m3)	-0.49	[US\$/m3]	-0.52	[US\$/m3]
Dólar Fondo	614.51	[\$/US\$]	614.51	[\$/US\$]
Fondo (\$/m3)	-301.11	[\$/m3]	-319.55	[\$/m3]
Densidad	0.975	[Ton/m3]	0.840	[Ton/m3]
Fondo (\$/Ton)	-308.83	[\$/Ton]	-380.41	[\$/Ton]

Precio c/Fondo (\$/m3)	112,062	[\$/m3]	176,653	[\$/m3]
Precio c/Fondo (\$/Ton)	114,935	[\$/Ton]	210,301	[\$/Ton]
Dólar Fijación	603.91	[\$/US\$]	603.91	[\$/US\$]
Precio c/Fondo (US\$/Ton)	190.32	[US\$/Ton]	348.23	[US\$/Ton]

Donde:

Precio Paridad : Precio paridad semanal para el P. Diesel y P. Combustible (Fuel #6), publicado en el Diario Oficial por el Ministerio de Minería, en sus respectivas unidades, y vigente para la semana del 29 al 31 de marzo de 2004 (publicación Diario Oficial del día viernes 26/03/2004);

Dólar Precio : Valor del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, para el día de la publicación en el Diario Oficial de los precios de paridad por el Ministerio de Minería. (viernes 26/03/2004);

Densidad : Valores utilizados para realizar el cambio de unidades en los precios de paridad;

Precio Paridad (\$/Ton): Precio de paridad semanal del P. Diesel y P. Combustible (Fuel #6), publicado en el Diario Oficial por el Ministerio de Minería, expresado en \$/Ton y definido como:

$$\text{Precio Paridad (\$/Ton)} = \text{Precio Paridad} \times \text{Densidad} \times \text{Dólar Precio}$$

Fondo (US\$/m<sup>3</sup>): Valor del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) vigente para el valor semanal del Precio de Paridad publicado en el diario oficial por el Ministerio de Minería (semana del 29 marzo al 2 de abril de 2004);

Dólar Fondo : Valor del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, para el día de la publicación en el Diario Oficial de los precios de paridad por el Ministerio de Minería. (viernes 26/03/2004);

Fondo (\$/Ton): Valor del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) vigente para el valor semanal del Precio de paridad publicado en el Diario Oficial por el Ministerio, expresado en \$/Ton y definido como:

$$\text{Fondo (\$/Ton)} = \text{Fondo (US$/m}^3\text{)} \times \text{Densidad} \times \text{Dólar Fondo}$$

Precio c/Fondo (\$/Ton): Precio Paridad, en \$/Ton (PFOo), incluidos los efectos del FEPP vigente y definido como:

$$\text{Precio c/Fondo (\$/Ton)} = \text{Precio Paridad (\$/Ton)} + \text{Fondo (\$/Ton)}$$

Precio c/Fondo (\$/m<sup>3</sup>): Precio Paridad, en \$/m<sup>3</sup> (PDo), incluidos los efectos del FEPP vigente y definido como:

$$\text{Precio c/Fondo (\$/m}^3\text{)} = \text{Precio c/Fondo (\$/Ton)} \times \text{Densidad}$$

#### 4.- GAS NATURAL

Para las centrales de ciclo combinado, se ha considerado el valor promedio para el precio en boca de pozo fijados en las dos últimas Resoluciones N° 2665/02 - 2704/02 de ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas de la República Argentina).

	NEUQUINA	NOROESTE
Julio de 2002 (US\$/m <sup>3</sup> ) :	0.055093	0.044660
Agosto de 2002 (US\$/m <sup>3</sup> ) :	0.055093	0.044660

Además, se actualizó la estructura de recargos del precio de gas de acuerdo al detalle presentado a continuación.

**PRECIO EN BOCA DE POZO**

ITEM \ CUENCA	NEUQUINA	NOROESTE
Precio Boca de Pozo (US\$/m3)	0.055093	0.044660
Precio Boca de Pozo (US\$/Mbtupci)	1.635118	1.325474

**RECARGOS (%)**

ITEM \ CUENCA	NEUQUINA	NOROESTE
Seguro (%)	0.10%	0.10%
Agente de Aduanas (%)	0.06%	0.06%
Gas retenido por inyección (%)	2.43%	1.00%
Total = (1+Agente)x(1+Seg.)/(1-Iny.) (%)	2.65%	1.17%

**PERFIL DE PRECIOS DE GAS NATURAL**

Año	Arancel (%)	NEUQUINA	NOROESTE
2004	0.00%	1.68	1.34
Desde 2005	0.00%	1.68	1.34

El precio del cuadro anterior establecerá el precio de combustible de Gas Natural Firme para cada central del SIC. Adicionalmente, a continuación se presenta el cálculo del mayor costo para el caso de contratos de gas interrumpibles.

Finalmente, se presentan los costos de combustibles y montos de potencia por central que serán utilizados como datos de entrada al modelo GOL.

A continuación se presenta una tabla con la estructura para el precio de combustible de Gas Natural considerado para cada central del SIC:

Centrales a Gas Natural	Contrato de Suministro	Nombre Cuenca	Costo Transporte Firme	Costo de Transporte Interrumpible		
				Al puerto de Embarque	Internacional Extranjero	Chile Hasta Central
Nueva Renca	Firme	Neuquina	X			
Nueva Renca	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
Nehuenco I Bloque1	Firme	Neuquina	X			
Nehuenco I Bloque2	Interrumpible	Neuquina		X		
Nehuenco I Bloque3	Interrumpible 2	Neuquina		X		X
Nehuenco I Bloque2 (Jun04)	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
Nehuenco I Bloque3 (Jun04)	Interrumpible 2	Neuquina		X	X	X
San Isidro Bloque1	Firme	Neuquina	X			
San Isidro Bloque2	Interrumpible 1	Neuquina			X	X
San Isidro Bloque3	Interrumpible 2	Neuquina		X	X	X
San Isidro Bloque4	Interrumpible 3	Neuquina		X	X	X
Taltal Unidad 1	Firme	Noroeste	X			
Taltal Unidad 2	Interrumpible	Noroeste	X	X		
Taltal Unidad 2 (Nov-02)	Firme	Noroeste	X			
Unid. 9B Nehuenco	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
Nehuenco II Bloque1	Firme	Neuquina		X		X
Nehuenco II Bloque2	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
Nehuenco II Bloque2 (Jun04)	Firme	Neuquina		X		X
Nehuenco II Bloque3 (Jun04)	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
Ampliación Arauco	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
Candelaria CA	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque1 Rancagua	Firme	Neuquina	X			
C.Comb. Bloque2 Rancagua	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque3 Rancagua	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque1 Talca	Firme	Neuquina	X			
C.Comb. Bloque2 Talca	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque3 Talca	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque1 Chillán	Firme	Neuquina	X			
C.Comb. Bloque2 Chillán	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque3 Chillán	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque1 Charrúa	Firme	Neuquina	X			
C.Comb. Bloque2 Charrúa	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque3 Charrúa	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque1 San Vicente	Firme	Neuquina	X			
C.Comb. Bloque2 San Vicente	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque3 San Vicente	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque1 Temuco	Firme	Neuquina	X			
C.Comb. Bloque2 Temuco	Interrumpible	Neuquina		X	X	X
C.Comb. Bloque3 Temuco	Interrumpible	Neuquina		X	X	X

Nombre Central	Bloque	Eficiencia (KJ/kWh)	Pot. Máxima Neta (MW)	CVNC (US\$/MWh)	Item (US\$/Mbtu pci)						Precio Combustible (US\$/MWh)	
					Boca de Pozo		Transporte Gas		Precio del Gas		Año 2004	Año 2005
					2004	2005	2004	2005	2004	2005		
Nehuenco I	Bloque1	7,047	318.00	2.31	1.68	1.68	0.00	0.00	1.68	1.68	11.21	11.21
	Bloque2	6,164	22.00	2.31	1.68		0.35		2.03		11.86	
	Bloque3	8,800	21.00	0.10	1.68		0.59		2.27		18.91	
	Bloque2 (Jun-04)	6,164	22.00	2.31	1.68	1.68	1.03	1.03	2.71	2.71	15.81	15.81
	Bloque3 (Jun-04)	8,800	21.00	0.10	1.68	1.68	1.27	1.27	2.94	2.94	24.55	24.55
Nehuenco II	Bloque1 CA	9,765	149.00	2.58	1.68		0.59		2.27		20.99	
	Bloque2 CA	9,765	106.00	2.58	1.68		1.27		2.94		27.25	
	Bloque1 CC (Jun-04)	6,320	274.00	2.58	1.68	1.68	0.59	0.59	2.27	2.27	13.58	13.58
	Bloque2 CC (Jun-04)	6,320	106.00	2.58	1.68	1.68	1.27	1.27	2.94	2.94	17.63	17.63
Nehuenco III	Bloque1	10,812	107.75	2.31	1.68	1.68	1.27	1.27	2.94	2.94	30.17	30.17
San Isidro	Bloque1	7,453	345.67	2.82	1.68	1.68	0.00	0.00	1.68	1.68	11.86	11.86
	Bloque2	7,453	1.59	2.82	1.68	1.68	0.68	0.68	2.35	2.35	16.63	16.63
	Bloque3	7,453	64.44	2.82	1.68	1.68	1.20	1.20	2.88	2.88	20.33	20.33
	Bloque4	9,770	20.28	2.82	1.68	1.68	1.26	1.26	2.94	2.94	27.25	27.25
Nueva Renca	Bloque1	6,830	320.00	2.10	1.68	1.68	0.00	0.00	1.68	1.68	10.87	10.87
	Bloque2	8,824	50.00	0.00	1.68	1.68	0.68	0.68	2.36	2.36	19.77	19.77
Taltal	Bloque1	11,487	202.00	2.20	1.34	1.34	0.02	0.02	1.36	1.36	14.79	14.79
	Bloque2	11,487	42.00	2.20	1.34		1.19		2.53		27.54	
	Bloque2 (Nov-04)	11,487	42.00	2.20	1.34	1.34	0.02	0.02	1.36	1.36	14.79	14.79
Arauco	Bloque1	13,044	24.00	1.00	1.68	1.68	1.78	1.78	3.46	3.46	42.79	42.79
Candelaria	Bloque1	11,487	250.00	2.50	1.68	1.68	1.16	1.16	2.84	2.84	30.96	30.96
Rancagua (Chena)	Bloque1 Firme	6,520	293.5	2.50	1.68	1.68	0.00	0.00	1.68	1.68	10.37	10.37
	Bloque2 Int.	6,520	32.6	2.50	1.68	1.68	1.16	1.16	2.84	2.84	17.57	17.57
	Bloque3 F.Adic.	8,786	32.6	2.50	1.68	1.68	1.16	1.16	2.84	2.84	23.68	23.68
Rancagua (Recinto)	Bloque1 Firme	6,520	293.5	2.50	1.64	1.64	0.00	0.00	1.64	1.64	10.12	10.12
	Bloque2 Int.	6,520	32.6	2.50	1.64	1.64	2.12	2.12	3.76	3.76	23.24	23.24
	Bloque3 F.Adic.	8,786	32.6	2.50	1.64	1.64	2.12	2.12	3.76	3.76	31.32	31.32
Talca (Chena)	Bloque1 Firme	6,520	311.8	2.50	1.68	1.68	0.00	0.00	1.68	1.68	10.37	10.37
	Bloque2 Int.	6,520	34.6	2.50	1.68	1.68	1.51	1.51	3.19	3.19	19.68	19.68
	Bloque3 F.Adic.	8,786	34.6	2.50	1.68	1.68	1.51	1.51	3.19	3.19	26.53	26.53
Talca (Recinto)	Bloque1 Firme	6,520	311.8	2.50	1.64	1.64	0.00	0.00	1.64	1.64	10.12	10.12
	Bloque2 Int.	6,520	34.6	2.50	1.64	1.64	1.53	1.53	3.17	3.17	19.56	19.56
	Bloque3 F.Adic.	8,786	34.6	2.50	1.64	1.64	1.53	1.53	3.17	3.17	26.36	26.36
Chillán	Bloque1 Firme	6,520	311.7	2.50	1.64	1.64	0.00	0.00	1.64	1.64	10.12	10.12
	Bloque2 Int.	6,520	34.6	2.50	1.64	1.64	1.24	1.24	2.88	2.88	17.79	17.79
	Bloque3 F.Adic.	8,786	34.6	2.50	1.64	1.64	1.24	1.24	2.88	2.88	23.97	23.97
Charrúa	Bloque1 Firme	6,520	310.4	2.50	1.64	1.64	0.00	0.00	1.64	1.64	10.12	10.12
	Bloque2 Int.	6,520	34.5	2.50	1.64	1.64	1.23	1.23	2.87	2.87	17.75	17.75
	Bloque3 F.Adic.	8,786	34.5	2.50	1.64	1.64	1.24	1.24	2.88	2.88	23.97	23.97
San Vicente	Bloque1 Firme	6,520	315.1	2.50	1.64	1.64	0.00	0.00	1.64	1.64	10.12	10.12
	Bloque2 Int.	6,520	35.0	2.50	1.64	1.64	1.19	1.19	2.82	2.82	17.45	17.45
	Bloque3 F.Adic.	8,786	35.0	2.50	1.64	1.64	1.19	1.19	2.82	2.82	23.51	23.51
Temuco	Bloque1 Firme	6,520	309.1	2.50	1.64	1.64	0.00	0.00	1.64	1.64	10.12	10.12
	Bloque2 Int.	6,520	34.3	2.50	1.64	1.64	1.68	1.68	3.31	3.31	20.48	20.48
	Bloque3 F.Adic.	8,786	34.3	2.50	1.64	1.64	1.68	1.68	3.31	3.31	27.60	27.60

PRECIOS DE CARBON PI			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
CANCHA DE	BOCAMINA	Mar-04	INDONESIA 3	AUSTRALIA 4	VENEZUELA 1	AUSTRALIA 1	COLOMBIA 4	COLOMBIA 3
FOB	PROM. MENSUAL CW	US\$/Ton	42.03	50.15	47.73	49.33	46.83	48.60
P. Calorífico	GAR	Kcal/Kg	6300	6500	7000	6300	6300	6450
FLETE MARITIMO	40000 Ton (Handy max)	US\$/ton	16.11	14.06	21.54	14.06	21.54	21.54
SEGURO MARITIMO	0.21% (FOBT + Flete)	US\$/ton	0.12	0.14	0.15	0.13	0.14	0.15
PRECIO CIF	FOBT + Flete + Seguro	US\$/ton	58.26	64.34	69.42	63.51	68.52	70.29
DERECHOS DE ADUANA		US\$/ton	3.50	3.86	4.17	3.81	0.00	0.00
MERMAS	0.3% CIF	US\$/ton	0.17	0.19	0.21	0.19	0.21	0.21
AGENTE DE ADUANA	0.06% CIF	US\$/ton	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
DESCARGA MUELLE	Estudios CNE	US\$/ton	4.65	4.65	4.65	4.65	4.65	4.65
MUESTREO Y ANALISIS	0.15 US\$/Tn	US\$/ton	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
PRECIO EN CANCHA	en tonelada física	US\$/ton	66.76	73.23	78.63	72.35	73.56	75.34
PRECIO EN CANCHA	en ton. equiv. 6350 Kcal/Kg	US\$/ton	67.29	71.54	71.33	72.93	74.15	74.17

PRECIOS EQUIVALENTES

PROMEDIO CANASTA	71.90
------------------	-------



**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**TEATINOS 120 - SANTIAGO - CHILE**

11

PRECIOS DE CARBON PL			(1)	(2)	(3)
CANCHA DE	VENTANAS	Mar-04	AUSTRALIA 4	VENEZUELA 1	COLOMBIA 3
FOB	PROM. MENSUAL CW	US\$/Ton	50.15	47.73	48.60
P.Calorífico	GAR	Kcal/Kg	6500	7000	6450
FLETE MARITIMO	40000 Ton (Handy max)	US\$/ton	14.06	21.54	21.54
SEGURO MARITIMO	0.21% (FOBT + Flete)	US\$/ton	0.14	0.15	0.15
PRECIO CIF	FOBT + Flete + Seguro	US\$/ton	64.34	69.42	70.29
DERECHOS DE ADUANA		US\$/ton	3.86	4.17	0.00
MERMAS	0.3% CIF	US\$/ton	0.19	0.21	0.21
AGENTE DE ADUANA	0.06% CIF	US\$/ton	0.04	0.04	0.04
DESCARGA MUELLE	Estudios CNE	US\$/ton	6.00	6.00	6.00
MUESTREO Y ANALISIS	0.15 US\$/Tn	US\$/ton	0.15	0.15	0.15
PRECIO EN CANCHA	en tonelada física	US\$/ton	74.58	79.98	76.69
PRECIO EN CANCHA	en ton. equiv. 6350 Kcal/Kg	US\$/ton	72.86	72.56	75.50

PRECIOS EQUIVALENTES

PROMEDIO CANASTA	73.64
------------------	-------

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**  
**TEATINOS 120 - SANTIAGO - CHILE**

12

PRECIOS DE CARBON I			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
CANCHA DE GUACOLDA Mar-04										
			PETCOKE VZAP	PETCOKE USA	INDONESIA 3	INDONESIA 5	AUSTRALIA 4	VENEZUELA 1	AUSTRALIA 1	COLOMBIA 4
FOB	PROM. MENSUAL CW	US\$/Ton	12.25	27.80	42.03	34.79	50.15	47.73	49.33	46.83
P. Calorifico	GAR	Kcal/Kg	7850	7850	6300	5200	6500	7000	6300	6300
FLETE MARITIMO	40000 Ton (Handymax)	US\$/ton	18.25	18.25	16.11	16.11	14.06	21.54	14.06	21.54
SEGURO MARITIMO	0.21% (FOBT + Flete)	US\$/ton	0.06	0.10	0.12	0.11	0.14	0.15	0.13	0.14
PRECIO CIF	FOBT + Flete + Seguro	US\$/ton	30.57	46.15	58.26	51.01	64.34	69.42	63.51	68.52
DERECHOS DE ADUANA		US\$/ton	0.00	0.00	3.50	3.06	3.86	4.17	3.81	0.00
MERMAS	0.3% CIF	US\$/ton	0.09	0.14	0.17	0.15	0.19	0.21	0.19	0.21
AGENTE DE ADUANA	0.06% CIF	US\$/ton	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04
DESCARGA MUELLE	Estudios CNE	US\$/ton	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56
MUESTREO Y ANALISIS	0.15 US\$/Tn	US\$/ton	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
PRECIO EN CANCHA	en tonelada física	US\$/ton	34.39	50.03	65.67	57.96	72.14	77.54	71.26	72.47
PRECIO EN CANCHA	en ton. equiv. 6350 Kcal/Kg	US\$/ton	34.39	50.03	66.19	70.78	70.48	70.34	71.83	73.05
				MEZCLA	59.00	62.21	62.00	61.90	62.94	63.80

PRECIOS EQUIVALENTE

PROMEDIO MEZCLA	62.24
-----------------	-------

PRECIOS DE CARBON PI			(1)	(2)	(3)
CANCHA DE	HUASCO	Mar-04	INDONESIA 3	AUSTRALIA 4	AUSTRALIA 1
FOB	PROM. MENSUAL CW	US\$/Ton	42.03	50.15	49.33
P. Calorífico	GAR	Kcal/Kg	6300	6500	6300
FLETE MARITIMO	40000 Ton (Handy max)	US\$/ton	16.11	14.06	14.06
SEGURO MARITIMO	0.21% (FOBT + Flete)	US\$/ton	0.12	0.14	0.13
PRECIO CIF	FOBT + Flete + Seguro	US\$/ton	58.26	64.34	63.51
DERECHOS DE ADUANA		US\$/ton	3.50	3.86	3.81
MERMAS	0.3% CIF	US\$/ton	0.17	0.19	0.19
AGENTE DE ADUANA	0.06% CIF	US\$/ton	0.03	0.04	0.04
DESCARGA MUELLE	Estudios CNE	US\$/ton	8.72	8.72	8.72
MUESTREO Y ANALISIS	0.15 US\$/Tn	US\$/ton	0.15	0.15	0.15
PRECIO EN CANCHA	en tonelada física	US\$/ton	70.83	77.30	76.42
PRECIO EN CANCHA	en ton. equiv. 6350 Kcal/Kg	US\$/ton	71.39	75.52	77.03

PRECIOS EQUIVALENTES

PROMEDIO CANASTA	74.65
------------------	-------

## ANEXO N° 2

### PRECIOS BASICOS DE ENERGIA Y POTENCIA

#### CALCULO DEL PRECIO DE ENERGIA EN NUDO QUILLOTA 220 KV

TRIMESTRE	Costo Marginal SIC (mills/kWh)	Consumo Neto SIC (GWh)
Abr-Jun 2004	34.8	8883
Jul-Sep 2004	24.5	8812
Oct-Dic 2004	20.8	8954
Ene-Mar 2005	32.5	9323
Abr-Jun 2005	25.9	9473
Jul-Sep 2005	21.5	9398
Oct-Dic 2005	22.4	9549
Ene-Mar 2006	32.7	9917
Abr-Jun 2006	28.7	10078
Jul-Sep 2006	25.1	9998
Oct-Dic 2006	27.8	10158
Ene-Mar 2007	42.4	10660
Abr-Jun 2007	42.2	10832
Jul-Sep 2007	34.5	10746
Oct-Dic 2007	35.3	10919
Ene-Mar 2008	39.8	11530

Promedio ponderado : 30.60 (Mills/KWh)

Precio de la energía en nudo Quillota 220 KV:

$$\text{Precio Básico Energía} = 30.60 * 603.91 = 18.48 \text{ (\$/kWh)}$$

El precio básico de la energía se ha calculado considerando una actualización de la ventana hidrológica de 40 años que abarca desde abril de 1962 a marzo de 2002. Asimismo, el precio básico de la energía se ha determinado considerando el stock esperado de agua de los embalses al 1° de Abril, tal como exige el DFL N°1/82 en su artículo 99°, numeral dos.

## CALCULO DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

En conformidad a lo dispuesto en el Atículo 4º, número 17) letra a) de la Ley 19.940, que modifica el Artículo 99º del DFL N°1, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

### Subsistema SIC Centro-Norte:

Constituido por las subestaciones troncales localizadas entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Charrúa 220 kV, ambas subestaciones incluidas.  
Subestación básica de potencia: Polpaico 220 kV.

### Subsistema SIC Sur:

Constituido por las subestaciones troncales localizadas entre las subestaciones Temuco 220 kV y Puerto Montt 220 kV, ambas subestaciones incluidas.  
Subestación básica de potencia: Puerto Montt 220 kV.

Asimismo, considerando los tamaños relativos de ambos subsistemas, así como los respectivos requerimientos de capacidad, se establece para cada subsistema lo siguiente:

### Subsistema SIC Centro-Norte:

Unidad de punta : Turbina a gas diesel de 112.73 MW  
MRT = 11.76 %

### Subsistema SIC Sur:

Unidad de punta : Turbina a gas diesel de 50 MW  
MRT = 15.00 %

El detalle en la determinación de los precios respectivos se efectúa conforme se señala a continuación:

## CALCULO DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA EN SUBSISTEMA SIC CENTRO-NORTE

El costo mensual de potencia se calcula según la siguiente fórmula:

$$W(\$/kW/año) = (C_{tq} * r_{T,r} + C_L * r_{L,r} + C_{op}) * (1 + a) * (1 + b)$$

en donde:

- a) **C<sub>tg</sub>** : Costo de inversión en turbinas a gas diesel evaluado a la fecha en que se registran los aumentos de potencia de punta anual en el sistema eléctrico. Este costo corresponde al costo de instalación de la turbina a gas, incrementado en el costo financiero imputable al adelanto de inversión que media entre la fecha de puesta en servicio del equipo y la fecha en que se registran los aumentos de potencia de punta anual. Al respecto se considera un adelanto mínimo de seis meses, lo que, para la tasa anual de descuento de 10% que estipula la ley, origina costo financiero de 4.88%.

El costo de instalación en dólares de la turbina a gas se ha actualizado, adecuando el tamaño de la unidad a la demanda máxima anual del SIC obteniéndose un valor de 387.953 US\$/kW. Aplicando el costo financiero por adelanto de inversión indicado, resulta:

$$C_{tg} = 406.885 \text{ US\$/kW}$$

- b) **C<sub>L</sub>**: Costo de inversión en línea de transmisión para conectar la turbina a gas al sistema eléctrico. El costo de inversión es de 16.39 US\$/kW, que incluye un arancel de 0,06%. Aplicando el incremento de costo financiero por adelanto de inversión, resulta:

$$C_L = 17.19 \text{ US\$/KW.}$$

- c) **r<sub>T,r</sub>**: Factor de recuperación del capital, calculado con 240 mensualidades (20 años), y con una tasa de descuento mensual  $r = 0.797414 \%$ , equivalente a la tasa de 10% anual.

$$r_{T,r} = 0.009366$$

- d)  $r_{L,r}$ : Factor de recuperación del capital para 360 mensualidades (30 años) y  $r = 0.797414\%$ .

$$r_{L,r} = 0.008459$$

- e)  $Cop$ : Costo mensual fijo de operación y mantenimiento de la turbina a gas. Este valor corresponde al valor, en dólares, dado en la fijación de precios de Octubre último ajustado por variaciones de la tasa de cambio del dólar entre Septiembre de 2003 y Marzo de 2004, y del Índice de Sueldos y Salarios entre Julio de 2003 y Enero de 2004.

$$Cop = 0.9982 \text{ US\$/kW/mes}$$

- f)  $a$ : Margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico. Esta indisponibilidad estadística es concerniente con el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, esto es, turbina a gas:

$$a = 0.1176 \text{ } ^\circ/1$$

- g)  $b$ : Pérdidas en línea de transmisión.

$$b = 0.01 \text{ } ^\circ/1$$

Aplicando la fórmula de cálculo con los valores señalados resulta el siguiente valor para el costo de la potencia:

$$\begin{aligned} W &= (406.885 \times 0.009366 + 17.19 \times 0.008459 + 0.9982) \times (1 + 0.1176) \times 1.01 \\ &= 5.593 \text{ US\$/kW/mes} \end{aligned}$$

$\text{Precio Básico Potencia} = 5.593 * 603.91 = 3377.669 \text{ (\$/kW/mes)}$
---

## CALCULO DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA EN SUBSISTEMA SIC SUR

El costo mensual de potencia se calcula según la siguiente fórmula:

$$W_{PM}(\$/kW/año) = (C_{tgPM} * r_{T,r} + C_{LPM} * r_{L,r} + C_{opPM}) * (1 + a) * (1 + b)$$

en donde:

- a) **C<sub>tgPM</sub>** : Costo de inversión en turbinas a gas diesel evaluado a la fecha en que se registran los aumentos de potencia de punta anual en el sistema eléctrico. Este costo corresponde al costo de instalación de la turbina a gas, incrementado en el costo financiero imputable al adelanto de inversión que media entre la fecha de puesta en servicio del equipo y la fecha en que se registran los aumentos de potencia de punta anual. Al respecto se considera un adelanto mínimo de seis meses, lo que, para la tasa anual de descuento de 10% que estipula la ley, origina costo financiero de 4.88%.

El costo de instalación en dólares de la turbina a gas considerando el tamaño de la unidad a la demanda máxima anual del subsistema se obtiene un valor igual a 459.3423 US\$/kW<sup>1</sup>. Aplicando el costo financiero por adelanto de inversión indicado, resulta:

$$C_{tgPM} = 481.758 \text{ US\$/kW}$$

- b) **C<sub>LPM</sub>**: Costo de inversión en línea de transmisión para conectar la turbina a gas al sistema eléctrico. El costo de inversión es de 9.93 US\$/kW, que incluye un arancel de 0,06%. Aplicando el incremento de costo financiero por adelanto de inversión, resulta:

$$C_L = 10.414 \text{ US\$/KW}$$

- c) **r<sub>T,r</sub>**: Factor de recuperación del capital, calculado con 240 mensualidades (20 años), y con una tasa de descuento mensual  $r = 0.797414\%$ , equivalente a la tasa de 10% anual.

$$r_{T,r} = 0.009366$$

---

1



- d)  $r_{L,r}$ : Factor de recuperación del capital para 360 mensualidades (30 años) y  $r = 0.797414\%$ .

$$r_{L,r} = 0.008459$$

- e) **CopPM**: Costo mensual fijo de operación y mantenimiento de la turbina a gas. Este valor corresponde al valor, en dólares, dado en la fijación de precios de Octubre último ajustado por variaciones de la tasa de cambio del dólar entre Septiembre de 2003 y Marzo de 2004, y del Índice de Sueldos y Salarios entre Julio de 2003 y Enero de 2004.

$$C_{opPM} = 1.13505 \text{ US\$/kW/mes}$$

- f) **a**: Margen de reserva de potencia teórico del subsistema eléctrico. Esta indisponibilidad estadística es concerniente con el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, esto es, turbina a gas:

$$a = 0.15 \text{ } ^\circ/1$$

- g) **b**: Pérdidas en línea de transmisión.

$$b = 0.01 \text{ } ^\circ/1$$

Aplicando la fórmula de cálculo con los valores señalados resulta el siguiente valor para el costo de la potencia:

$$WPM = (481.758 \times 0.009366 + 10.414 \times 0.008459 + 1.13505) \times (1 + 0.15) \times 1.01 = 6.66154 \text{ (US\$/kW/mes)}$$

$\text{Precio Básico Potencia} = 6.66154 * 603.91 = 4022.97 \text{ (\$/kW/mes)}$
--

**ANEXO N° 3  
CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SIC  
EN FIJACION DE ABRIL DE 2004**

**1. SIMPLIFICACIONES ADOPTADAS**

Para la modelación del sistema eléctrico se han adoptado las siguientes simplificaciones:

1. Modelación uninodal del sistema eléctrico para la determinación de indisponibilidad de generación y costos de regulación y frecuencia.
2. Modelación multinodal para la determinación de indisponibilidad de transmisión.
3. Estudio de plan de obras: sensibilidad respecto del Programa de Obras de Generación y Transmisión de Mínimo Costo de Abastecimiento en el SIC, considerado en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Octubre de 2003.
4. Factores de penalización determinados por la CNE producto de una actualización que incorpora las nuevas condiciones del SIC, tanto en generación como en transmisión determinadas con el Modelo Multinodal-Multiembalse OSE2000.

**2. CALIDAD DE SUMINISTRO Y REGLAMENTO ELECTRICO**

La calidad de suministro se ha considerado respecto de los parámetros Indisponibilidad de Generación, Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión.

**a) Indisponibilidad de Generación**

Se determinó la indisponibilidad de generación implícita asociada al plan de obras utilizado en la presente fijación de precios.

La indisponibilidad del sistema de generación es representada a través del desarrollo de un modelo estático, anual, que considera la curva de duración de la demanda del sistema, las indisponibilidades características de las unidades

generadoras del sistema y las condiciones de corto plazo que presenta la oferta de generación hidráulica para el caso de un sistema hidro-térmico.

La modelación utilizada, reemplaza las unidades generadoras reales por unidades ideales con disponibilidad igual a 100%, obteniéndose la curva de duración de la demanda "equivalente" a partir del proceso de convolución entre la curva de duración de la demanda y las distribuciones de indisponibilidad de cada una de las unidades del sistema.

Una vez obtenida la curva de duración de la demanda equivalente y a partir de la capacidad de oferta de potencia reconocida al sistema, se obtiene la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) como indicador que representa el número de horas esperado en que el sistema de generación no es capaz de absorber la demanda de potencia del sistema durante las horas de punta.

La indisponibilidad de generación obtenida en el SIC expresada en horas al año:

**Indisponibilidad de Generación = 1.90 horas/año**

### **b) Indisponibilidad de Transmisión**

La indisponibilidad de transmisión se trató mediante afectación directa de los factores de penalización, considerando que la modelación del sistema de transmisión que les dio origen no incorporó factores de indisponibilidad.

Para ello, y como simplificación del problema, se efectuó una simulación estática de la operación del sistema eléctrico para una condición típica de operación en la hora de demanda máxima utilizando una versión del modelo multinodal PCP<sup>1</sup>.

Considerando una tasa de indisponibilidad de 0.00136 horas/Km al año, se simuló la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas. Se consideró la salida sucesiva de 21 tramos redespachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

---

<sup>1</sup> El Modelo PCP fue revisado y aprobada su utilización en el CDEC-SIC por la Comisión Nacional de Energía con motivo de la divergencia surgida en Sesión N°72.1/98.

A cada escenario de insuficiencia de demanda, y a su distribución de costos marginales por barra, se asignó la probabilidad correspondiente determinando un coeficiente promedio de sobre costo por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de línea.

Como costo de falla se usó el costo correspondiente al primer tramo de falla. Se acumularon las tasas de falla asociadas a cada escenario de falla. Los resultados son los siguientes:

**Indisponibilidad de Transmisión = 1.63 horas/año**

**Factor de Sobre costo por Indisponibilidad = 1.000183 p.u**

Se afectó los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobre costo. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este Informe, incluyen este coeficiente de sobre costo.

### **c) Regulación de Frecuencia**

Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente, requiere de una operación coordinada de las unidades de generación destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema.

Para este efecto se simuló en el modelo GOL la operación del sistema utilizando las bases económicas de la presente fijación. En este escenario, se limitó la potencia máxima del complejo El Toro en 200 MW con el fin de representar un margen de reserva para regulación de frecuencia de dicha magnitud.

Se determinó el costo total de operación del sistema con la operación forzada y con la operación natural, determinándose el siguiente coeficiente de sobre costo:

**Frf = 1.0032**

Con este coeficiente de sobre costo se ponderaron los costos variables de todas las

unidades térmicas del sistema. El perfil de costos marginales mostrado en el cuerpo de este Informe, considera este efecto.

#### **d) Regulación de Tensión**

Análogamente al caso anterior, las instalaciones previstas contemplan costos en elementos de compensación, sin embargo la modelación más bien uninodal del plan obras omite en gran medida estos efectos. Complementariamente, la regulación de tensión es efectuada mediante el despacho de una o más unidades de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales.

Para este efecto se simuló en el modelo GOL una operación del sistema, utilizando las bases económicas de la presente fijación, de la siguiente manera:

- Se simuló el 50% de la central Ventana 1 operando a costo variable cero.
- Se simuló 2/3 de la central Nueva Renca operando a costo variable cero.
- Dichas condiciones de operación se mantuvieron durante todo el horizonte de análisis.

Se determinó el costo total de operación del sistema con la operación forzada y con la operación natural, determinándose el siguiente coeficiente de sobre costo:

$$Frv = 1.0109$$

Con este coeficiente de sobre costo se ponderaron los costos variables de todas las unidades térmicas del sistema. El perfil de costos marginales mostrado en el cuerpo de este Informe, considera este efecto.

#### **Cabe señalar lo siguiente:**

- Las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.
- Los parámetros definidos no deben entenderse como una condicionante del trabajo que el CDEC debe efectuar para cumplir con lo establecido en las letras f) y g) del Artículo 172º del Reglamento de la Ley General de Servicios eléctricos.



## **ANEXO N° 4**

### **ACTUALIZACIÓN VALOR DEL COSTO DE FALLA**

#### **1. Introducción**

En base a los antecedentes entregados en el Informe Técnico Definitivo de Octubre de 2003, se presenta a continuación la estructura aplicable a la determinación del costo de falla.

Conforme a lo anterior, el costo de falla medio del SIC está determinado para restricciones de 5, 10, 20 y 30%, y períodos de 1, 2 y 10 meses respectivamente. Se consideró el efecto en el costo de falla para el SIC debido al efecto en tres sectores: sector residencial, sector servicios y sector productivo.

Para cada una de las tres componentes señaladas, se presenta a continuación la respectiva fórmula de indexación, para finalmente determinar el costo de falla para el SIC.

#### **2. Variación en el Costo de Falla de Sectores Residencial y de Servicios**

##### **2.1. Fórmula de Indexación**

- a) Sector Residencial: Variación promedio en las Tarifas BT1-a, del cargo por energía base, con respecto al promedio observado en Diciembre de 2000 (BT1A/BT1Ao), denominado IB. El valor de BT1Ao es 46.707.
- b) Sector Servicios: Variación promedio en las Tarifas BT2, del cargo por energía, con respecto al promedio observado en Diciembre de 2000 (BT2/BT2o), denominado IC. El valor de BT2o es 20.587.

##### **2.2. Comunas consideradas**

Las comunas a considerar y su participación en el cálculo de la variación promedio por Tarifa son las siguientes:

Nombre		Participación en el Promedio	
Comuna	Empresa	BT1A	BT2
Santiago	Chilectra	66.89%	75.04%
Valparaíso	Chilquinta	13.03%	8.91%
Temuco	CGE	13.47%	8.05%
Pto. Montt	Saesa	6.61%	8.00%
Total		100.0%	100.0%

Cuadro N°1

### 3. Variación en el Costo de Falla del Sector Productivo

#### 3.1. Componentes del Costo de Falla Productivo

Considerando la siguiente participación de los componentes del costo de falla en sectores productivos:

Escenario	Bienestar (%)	Autogen. (%)	Producción Lamda (%)	Arriendo y Compra (%)	Otros (%)
1mes 5%	10.74%	20.86%	56.55%	10.65%	1.20%
2 mes 5%	7.21%	19.42%	66.81%	5.61%	0.95%
10 mes 5%	5.94%	20.37%	70.44%	1.65%	1.60%
1mes 10%	4.41%	18.47%	65.18%	11.12%	0.82%
2 mes 10%	3.27%	19.16%	70.68%	6.03%	0.86%
10 mes 10%	2.53%	20.91%	73.48%	1.77%	1.31%
1mes 20%	1.31%	12.74%	80.83%	4.45%	0.67%
2 mes 20%	0.89%	12.09%	84.13%	2.31%	0.58%
10 mes 20%	0.87%	13.15%	84.97%	0.85%	0.16%
1mes 30%	0.79%	11.49%	83.97%	3.07%	0.68%
2 mes 30%	0.56%	11.40%	85.97%	1.68%	0.39%
10 mes 30%	0.56%	12.53%	85.90%	0.68%	0.33%

Cuadro N°2

#### 3.2. Fórmula de Indexación

Para cada uno de los tramos y meses deberá determinarse la siguiente expresión:

$$IA = BxPM/PMo + AxPD/PDo + PxIPM/IPMo + CxEQ/EQo + OxRH/RHo$$



Considerando lo siguiente:

- B : Componente del costo de falla del sector productivo asociado al Bienestar (%).
- A : Componente del costo de falla del sector productivo asociado a la Autogeneración (%).
- P : Componente del costo de falla del sector productivo asociado a la Producción (%).
- C : Componente del costo de falla del sector productivo asociado al Arriendo y Compra de Equipos (%).
- O : Componente del costo de falla del sector productivo asociado a Otros Ajustes (%).
- PNE : Precio Base de Energía en la Subestación Troncal Alto Jahuel 220kV, en \$/kWh (s/IVA). Valor al mes anterior al que se aplica la indexación.
- PNP : Precio Base de Potencia en la Subestación Troncal Alto Jahuel 220kV, en \$/kW-mes (s/IVA). Valor al mes anterior al que se aplica la indexación.
- PM : Precio Monómico de electricidad en la Subestación Troncal Alto Jahuel para nivel de 220kV.  $PM = PNE + PNP / ( 730 \times 0.72 )$ .
- PD : Precio del petróleo diesel base ENAP Concón, en \$/m<sup>3</sup>, incluidos los efectos del FEPP (s/IVA). Valor al último día hábil del mes anterior al que se aplica la indexación.
- IPM : Índice de Precios al por Mayor publicados por el INE. Valor al mes anterior al que se aplica la indexación.
- DO : Promedio mensual para el Dólar Observado que determina el Banco Central. Valor al mes anterior al que se aplica la indexación.
- Ta : Tasa arancelaria aplicable a equipos electromecánicos fuera de zona franca. Valor al mes anterior al que se aplica la indexación.
- PCU : Producer Price Index. Turbines and turbine generator sets.Series. (ID : PCU3336113336114<sup>1</sup>). Valor al mes anterior al que se aplica la indexación.
- EQ :  $EQ1 = DO \times PCU \times ( 1+Ta )$ .
- RH : Índice Real de Remuneraciones por Hora del INE. Valor al segundo mes anterior al que se aplica la indexación.

---

<sup>1</sup> Cambio de ID por el reemplazo del US Standard Industrial Classification (SIC) por el North American Industrial Classification System (NAICS)

#### 4. Cálculo del Valor de Costo de Falla Medio del SIC

##### 4.1. Indexadores

Indexadores	Base	Feb-04	Var (%)
PNE	14.850	14.956	0.71%
PNP	2,044.24	3,561.12	74.20%
PM	18.739	21.731	15.97%
PD	156,117.35	160,782.00	2.99%
IPM	171.96	193.38	12.46%
DO	574.63	584.31	1.68%
Ta	9.0%	6.0%	-33.33%
PCU3336113336114	95.80	99.70	4.07%
EQ	60,003.87	61,751.05	2.91%

Indexadores	Base	Ene-04	Var (%)
RH	127.4	137.0	7.54%

Nombre		BT1a	BT2
Comuna	Empresa	(\$/kWh)	(\$/kWh)
Santiago	Chilectra	50.640	20.467
Valparaíso	Chilquinta	54.652	20.906
Temuco	CGE	56.613	21.577
Pto. Montt	Saesa	57.684	19.668
Equivalente a Feb-04		52.433	20.532
Valor Base		46.707	20.587
Var (%)		12.26%	-0.27%

Cuadro N°3

##### 4.2. Indexación

A continuación se presentan los componentes del Costo de Falla Medio del SIC, por sector Productivo, Residencial y Servicios y el valor de su respectivo indexador (IA, IB e IC).

Costo Social de Falla Medio (\$ por KWh) Sector Productivo (CFP)				Indexador (%) Sector Productivo (IA)			
porcentaje	meses			porcentaje	meses		
	1	2	10		1	2	10
5	71.38	77.75	82.37	5	109.78%	110.29%	110.50%
10	89.78	88.71	91.64	10	109.76%	110.14%	110.33%
20	125.31	133.54	132.46	20	110.84%	111.09%	111.15%
30	136.79	139.54	136.82	30	111.07%	111.22%	111.21%
Sector Residencial (CFR)				Sector Residencial (IB)			
5	32.87	32.87	32.87	5	112.26%	112.26%	112.26%
10	32.87	32.87	32.87	10	112.26%	112.26%	112.26%
20	32.87	32.87	32.87	20	112.26%	112.26%	112.26%
30	32.87	32.87	32.87	30	112.26%	112.26%	112.26%
Sector Servicios (CFS)				Sector Servicios (IC)			
5	6.00	5.93	5.88	5	99.73%	99.73%	99.73%
10	5.78	5.80	5.77	10	99.73%	99.73%	99.73%
20	5.38	5.29	5.30	20	99.73%	99.73%	99.73%
30	5.25	5.22	5.25	30	99.73%	99.73%	99.73%

Cuadros N°4

Finalmente, considerando la siguiente expresión para la determinación del Costo de Falla Medio del SIC, y los valores del cuadro N°4, se obtiene lo siguiente:

$$CFALLA = CFP \times IA + CFR \times IB + CFS \times IC$$

Costo Social de Falla Medio (\$ por KWh)				Costo Social de Falla Medio (mills por KWh)			
porcentaje	meses			porcentaje	meses		
	1	2	10		1	2	10
5	121.24	128.56	133.78	5	207.49	220.03	228.96
10	141.21	140.39	143.76	10	241.68	240.26	246.04
20	181.15	190.53	189.42	20	310.03	326.07	324.17
30	194.07	197.29	194.30	30	332.13	337.65	332.53

Dólar Obs. (\$/US\$) a Feb-04 584.31

Cuadros N°5

### 4.3. Costo de Falla Medio al modelo GOL

Por razones de modelación el modelo GOL sólo puede considerar tres tramos para el costo de falla, razón por la cual los valores del cuadro N°5 serán representados por tres

tramos considerando lo siguiente:

- Para ponderar la ocurrencia de los tres escenarios de racionamiento (1, 2 y 10 meses) se consideró de probabilidad despreciable el escenario 10 meses, ponderándose en un 50% los de 1 y 2 meses.
- A continuación, se estableció como costo de falla de los tramos 0-10%, 10-20% y sobre 20%, lo siguiente:
  - Tramo 0-10% : Promedio de los Porcentajes 5% y 10%,
  - Tramo 10-20% : Porcentaje 20%
  - Sobre 20% : Porcentaje 30%.

Así, el costo de falla utilizado en la presente fijación en mills/kwh y según profundidad, es el siguiente:

RANGO	US\$/MWh
0 - 10%	227.4
10 - 20%	318.1
Sobre 20%	334.9

## ANEXO Nº 5

### ESTUDIO PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE MÍNIMO COSTO DE ABASTECIMIENTO DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

ABRIL de 2004

#### 1. INTRODUCCIÓN

En Chile la legislación vigente le entrega a la Comisión Nacional de Energía la responsabilidad de velar por el buen desarrollo del sector eléctrico. Para cumplir adecuadamente esta labor en materias de generación y de transmisión de electricidad, la Comisión debe analizar periódicamente la evolución de la demanda y de la oferta de electricidad.

Sin perjuicio de la información específica a utilizar, los criterios más relevantes son los siguientes:

- Para representar el desarrollo en base a tecnologías de generación a gas natural, se escogió un proyecto de referencia de central ciclo combinado de 372 MW ISO.
- Esta potencia se ve reducida por efecto de la degradación por instalación y altura, determinando diferentes potencias netas según la ubicación del proyecto.
- En esta potencia y costos de inversión de la central, no está incluido el fuego adicional. La potencia final de cada central se obtiene como la suma de la potencia degradada de acuerdo al punto anterior y la potencia del fuego adicional, esto es, el 10% de la potencia degradada. El costo de inversión total se obtiene incrementando el costo de inversión ISO un 3%.

$$a) \text{Potencia Central}_{\text{firme}} = \text{Potencia ISO}_{\text{degradada}} * 0,9$$

$$b) \text{Potencia Central}_{\text{interrumpible}} = \text{Potencia ISO}_{\text{degradada}} * 0,1$$

$$c) \text{Potencia Central}_{\text{fuego adicional}} = \text{Potencia ISO}_{\text{degradada}} * 0,1$$

$$\text{Potencia Central}_{\text{final}} = a + b + c$$

- Se ha considerado en el costo de inversión de las centrales ciclo combinado a gas natural recomendadas, un monto equivalente a la instalación de equipos de respaldo para efectuar una operación con combustible tipo Diesel

- Se ha considerado como alternativa de expansión una central geotérmica, ubicada en la zona cordillerana de la VII Región, conectándose al SIC en la S/E Ancoa.
- Se consideró un conjunto de proyectos de ampliación en el sistema de transmisión troncal los que se detallan en el cuadro N°2.
- Se consideró la alternativa de interconexión con el sistema eléctrico argentino, según se muestra en el cuadro N°2, modelado como una central virtual inyectando en el nudo Polpaico y con un precio de despacho de 19,09 mills/kwh. El costo e inversión de este proyecto incorpora la inversión en equipamiento back to back, que permite una mayor seguridad en la interconexión. Adicionalmente, se analizaron interconexiones en la zona Sur del país, también en el esquema back to back. Adicionalmente, se incorporó al costo fijo anual un monto equivalente en la misma modalidad, por concepto de la remuneración de potencia que deja de recibir la o las máquinas en Argentina destinadas a la exportación de electricidad.
- Se utilizaron las matrices de energía generable elaboradas por el CDEC-SIC, de acuerdo a lo descrito en la letra b) del punto 11, en el cuerpo principal del Informe, y el estado de los embalses al 1° de Abril de 2004.

## **2. DESARROLLO**

### **2.1. BASES DE EVALUACIÓN**

#### **2.1.1. Criterios generales**

El período de estudio será de doce años y corresponde al período Abril de 2004, a marzo de 2016.

La tasa de descuento a utilizar es 10% anual, de acuerdo al DFL-1.

#### **2.1.2. Proyección del consumo**

La proyección de ventas SIC a utilizar para elaborar el Programa de Obras se muestra a continuación.

**Cuadro N° 1 :  
PREVISION DE VENTAS EN EL SIC**

Año	Ventas SIC*	
	Crecimiento	GWh
2004	6.4%	34,128
2005	6.8%	36,448
2006	6.7%	38,879
2007	7.7%	41,864
2008	8.1%	45,242
2009	7.7%	48,736
2010	7.7%	52,501
2011	7.7%	56,557
2012	7.7%	60,927
2013	7.7%	65,635
2014	7.7%	70,708
2015	7.7%	76,173
2016	7.7%	82,061

### 2.1.3. Alternativas de generación y de transporte

Las alternativas de expansión se presentan en el Cuadro N° 2, con sus costos de inversión, operación y mantenimiento. Asimismo, se indica la fecha más pronta de puesta en servicio de cada uno de los proyectos considerados.

**Cuadro N° 2 :  
ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN A SU FECHA DE PUESTA EN SERVICIO  
(con gastos financieros)**

PROYECTOS	Características	Fecha más pronta de Puesta en servicio	Zona De conexión	Inversión	
				Línea / Central	Costos de O&M
<b>LINEAS DE TRANSMISIÓN</b>					
Aumento de capac. A.Jahuel-Polpaico 500 kV	390 MVA	Abr-06	A.Jahuel-Polpaico	24.5	0.51
Aumento de capac. Charrúa-Concepción 220 kV	300 MVA	Abr-06	Charrúa-Concepción	46.1	0.88
Nueva Línea D. Almagro-Carrera Pinto 220 kV	210 MVA	Abr-05	D. Almagro-Carrera Pinto	10.76	0.53

PROYECTOS	Características	Fecha más pronta de Puesta en servicio	Zona De conexión	Inversión	
				Línea / Central	Costos de O&M
Nueva Línea Cardones-Carrera Pinto 220 kV	210 MVA	Abr-06	Cardones-Carrera Pinto	10.28	0.22
Ampliación Línea Cardones-Maitencillo 220 kV	200 MVA	Abr-06	Cardones-Maitencillo	9.9	0.06
Nueva Línea Maitencillo – P. Azúcar 220kV	235 MVA	Abr-06	Maitencillo – P. Azúcar	34.17	0.64
Nueva Línea P. Azúcar – Los Vilos 220kV	230 MVA	Abr-06	P. Azúcar – Los Vilos	20	0.60
Nueva Línea Los Vilos –Quillota 220kV	220 MVA	Abr-06	Los Vilos – Quillota	15	0.45
Aumento de Capacidad C° Navia-Polpaico 220 kV	310 MVA	Abr-06	C° Navia-Polpaico	36.54	0.74
Aumento de Capacidad Chena-Alto Jahuel 220 kV	520 MVA	Abr-06	Chena-Alto Jahuel	10.70	0.2
Nueva Línea Charúa-Temuco 1x220 kV	270 MVA	Oct-06	Charrúa-Temuco	58.2	1.35
Nueva Línea Charrúa-Temuco 220 kV y Subestación Temuco	2*500 MVA	Oct-07	Charrúa-Subestación Temuco	67.5	1.2
Nueva Línea Subestación Temuco – Valdivia 220 kV	333 MVA	Oct-07	Subestación Temuco - Valdivia	28	0.5
Aumento de Capacidad Sistema 154 kV Alto Jahuel - Itahue	183 MVA	Oct-07	Alto Jahuel - Itahue	50	1.0
<b>LINEA DE INTERCONEXIÓN</b>					
SIC-SADI Centro 2 x 220 kV	400 MW	Abr-08	Polpaico	205 <sup>1</sup>	24.65 <sup>2</sup>
SIC-SADI Sur 2 x 220 kV	250 MW	Abr-07	Valdivia	110 <sup>1</sup>	13.95 <sup>2</sup>
SIC-SADI Sur caso2 1 x 500 kV	500 MW	Abr-07	Valdivia	255 <sup>1</sup>	27.0 <sup>2</sup>
<b>CENTRALES HIDROELÉCTRICAS</b>					
La Higera	155 MW	Oct-07	San Fernando	165	4.7
Confluencia	145 MW	Oct-07	San Fernando	140	3.9
Central de Pasada V Región	65 MW	Abr-07	Las Vegas	63	0.9
Rehabilitación Coya-Pangal	25 MW	Abr-06	Sauzal	30.1	1.34
Neltume	400 MW	Ene-09	Valdivia	353	2.46

**CENTRALES TERMOELÉCTRICAS**

<sup>1</sup> Incluye costo de inversión en equipamiento Back to Back

<sup>2</sup> Incluye costo fijo de compra de potencia para exportación



PROYECTOS	Características	Fecha más pronta de Puesta en servicio	Zona De conexión	Inversión	
Ciclo combinado CNE	372 MW ISO	Oct-07	Reg. V, VI, VII, VIII y IX	242.5	2.7 <sup>3</sup>
Central Geotérmica CNE	300 MW	Oct-08	Región VII	426.1 <sup>4</sup>	12.2

En el proceso de optimización se consideró aquellas alternativas de generación técnica y económicamente factibles de ser desarrolladas en el horizonte de planificación a utilizar. Similar criterio se aplicó para las instalaciones de transmisión.

#### 2.1.4. Precio de los combustibles

Los precios de los combustibles para las centrales térmicas corresponden a los informados mediante los Cuadros N°4, contenidos en el cuerpo principal de este Informe.

Los costos de transporte de gas natural para las posibles alternativas de instalación de centrales de esta tecnología se entregan en los cuadros del Anexo N°1, Precios de Combustible. Asimismo, a continuación se presentan las tarifas consideradas para dichas centrales, por concepto de costos de transporte firme anual.

**Cuadro N° 3:**  
**TARIFAS DE TRANSPORTE FIRME POR ALTERNATIVA DE LOCALIZACIÓN**

Alternativa de Posible Localización	Tarifa Firme Total MMUS\$/Año
Quinta Región	22.72
Rancagua Opción 1	18.35
Rancagua Opción 2	34.97
Talca Opción 1	24.85
Talca Opción 2	27.36
Concepción	22.04
Chillán	22.73
Charrúa	22.53
Temuco	29.53

#### 2.1.5. Líneas de interconexión SIC-SADI

<sup>3</sup> Los diferentes costos de transporte se entregan en el Cuadro N° 3 de este Anexo.

<sup>4</sup> Incluye inversión en Exploración, Campo Geotérmico, Planta Eléctrica y Línea de Conexión

Los proyectos de interconexión con Argentina, se modelaron como centrales virtuales, con una inyección en el nudo Polpaico y Puerto Montt respectivamente, con un precio de inyección en el SIC, equivalente al promedio de los costos marginales de energía del mercado argentino más un recargo por pérdidas de transmisión. Sin embargo, para efecto de su representación en el modelo multinodal, para determinar los factores de penalización de energía, en ambos casos se consideró una central virtual igual al doble de la capacidad de la línea, más un consumo en la misma barra igual a la capacidad de la línea.

### **2.1.6. Otros antecedentes**

El costo de falla o de racionamiento ha sido desglosado en tres valores según su nivel de profundidad, conforme se indica en el Anexo N° 4.

## **2.2. METODOLOGÍA**

### **2.2.1. Metodología General de Evaluación**

La metodología para obtener el programa de generación y transmisión óptimo se basa en determinar, para distintas alternativas de puesta en servicio de centrales térmicas y líneas de transmisión, la suma de los costos presentes de inversión, operación (fijos y variables) y falla.

Para establecer el costo presente de abastecimiento de cada alternativa se ha incluido lo siguiente:

- Inversión en centrales y líneas de transmisión a la fecha de puesta en servicio
- Valor residual de las inversiones a fines del período considerado (incluyendo los posibles años de relleno), en base a una depreciación lineal, y de acuerdo a la siguiente tabla de vida útil de las instalaciones:
  - Centrales gas natural :24 años
  - Centrales hidráulicas :50 años
  - Proyectos de interconexión y líneas de transmisión :30 años
- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización.
- Gasto fijo anual de operación y mantenimiento.

- Gasto variable anual, representado por los costos total de operación y falla entregado por el modelo de optimización utilizado.

La determinación de la alternativa de expansión más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo y de minimizar la siguiente función objetivo:

$$\text{Min}\{\sum Inv + CO \& M + C \text{ var} - \text{Re sid}\}$$

*s / a*

Restricciones de demanda

Limitaciones del sistema de transmisión

Restricciones de riego

Potencias máximas de centrales generadoras

Variabilidad hidrológica, Etc.

donde:

Inv : valor actualizado de las todas las inversiones futuras a optimizar

CO&M: valor actualizado de todos los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, que en caso de las centrales a gas natural incluye el costo fijo anual de transporte de gas. Los valores de CO&M anual previos a su actualización se consideran al final de cada año.

Cvar : costo de operación y falla futuro actualizado del sistema

Resid : valor actualizado del monto residual de todas las inversiones futuras.

### 3. RESULTADO DEL PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISION

**Cuadro N° 5A:  
INSTALACIONES RECOMENDADAS**

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Julio	2005	Instalación 2do Transformador S/E Maitencillo 220/110 kV Instalación 3er Transformador S/E Pan de Azúcar 220/110 kV	75 MVA 75 MVA
Abril	2006	Aumento de capacidad Charrúa-Concepción 220 kV Hidroeléctrica Pasada :Rehabilitación Coya-Pangal	300 MVA 25 MW
Septiembre	2006	Aumento de Capacidad Chena-Alto Jahuel 220 kV	245 MVA
Octubre	2006	Aumento de capacidad A.Jahuel-Polpaico 220 kV a 500 kV Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV Final:	390 MVA 1400 MVA
Octubre	2007	Nueva Línea Charrúa-Temuco 220 kV y Subestación Temuco Nueva Línea Subestación Temuco – Valdivia 220 kV Aumento de Capacidad Sistema 154 kV Alto Jahuel - Itahue	2x500 MVA 333 MVA 183 MVA
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica V Región Central a gas ciclo combinado 1 (VIII Región)	65 MW 385.1 MW
Enero	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Abril	2008	Aumento de Capacidad C° Navia-Polpaico 220 kV Central a gas ciclo combinado 2 (VIII Región)	300 MVA 385.1 MW
Abril	2009	Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 1 Central a gas ciclo combinado 3 (VIII Región)	100 MW 381.0 MW
Enero	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	155 MW
Abril	2010	Línea de Interconexión SIC-SADI sur 2x220 Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 2	250 MW 100 MW
Enero	2011	Central a gas ciclo combinado 4 (VIII Región)	381.0 MW
Abril	2011	Nueva Línea Cardones-Carrera Pinto 220 kV Nueva Línea P. Azúcar – Los Vilos 220kV Nueva Línea Los Vilos – Quillota 220kV	210 MVA 230 MVA 220 MVA
Abril	2011	Central Hidroeléctrica Neltume Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 3	400 MW 100 MW
Enero	2012	Línea de Interconexión SIC-SADI centro 2x220	400 MW
Enero	2013	Central a gas ciclo combinado 5 (VIII Región)	379.4 MW
Octubre	2013	Central a gas ciclo combinado 6 (VIII Región)	379.4 MW

**Cuadro N° 5B:  
INSTALACIONES EN CONSTRUCCION**

Fecha de entrada		Obras en Construcción	Potencia
Mes	Año		
Mayo-Julio	2004	Ampliación Charrúa-Ancoa de 3x220 kV a 2x500 kV Compensación Serie Charrúa-Ancoa 500 kV (650 MVA) Compensación Serie Ancoa-A.Jahuel 500 kV (450 MVA)	Capac. Final 1300 MW 1400 MW
Mayo	2004	Cierre ciclo combinado Central de Colbún S.A.	130.7 MW
Julio	2004	Central Ralco	570 MW
Diciembre	2005	Nueva Línea Charrúa – Chillán 154kV	200 MVA
Julio	2005	Central gas natural ciclo abierto Candelaria	250

## **ANEXO N° 6**

### **CALCULO DE LOS FACTORES DE PENALIZACION DEL SIC**

**ABRIL de 2004**

#### **1. INTRODUCCIÓN**

Según lo establecido en el DFL N° 1/82, la Comisión Nacional de la Energía (CNE) debe determinar semestralmente el Precio de Nudo de la Energía y la Potencia. Asimismo, la CNE debe calcular los Factores de Penalización de Energía y Potencia para los sistemas cuyo tamaño sea igual o superior a 200 MW de capacidad instalada, los cuales deben ser utilizados para determinar los precios regulados en cada una de las subestaciones de los respectivos sistemas eléctricos, a partir de los precios básicos de nudo de energía y potencia.

En virtud de lo anterior, y con motivo de la fijación de precio de nudo correspondiente a Abril de 2004, la Comisión actualizó los Factores de Penalización vigentes en el Sistema Interconectado Central (SIC).

#### **2. BASES GENERALES DEL CÁLCULO DE FACTORES DE PENALIZACIÓN**

Los factores de penalización reflejan la forma en que las pérdidas marginales se distribuyen en la red eléctrica, y por lo tanto son un índice de costos asociado a la generación eléctrica.

En la determinación de los Factores de Penalización de Energía y de Potencia para el SIC, se utilizó el Modelo Multinodal-Multiembalse, OSE2000.

Para efectos de modelar la demanda se considera lo siguiente:

- En las diferentes barras del sistema, se modeló la demanda considerando dos componentes, una de carácter residencial y otra industrial;
- Se utilizó una única curva de duración para las distintas barras del sistema según tipo de consumo (industrial o vegetativo).

Por otra parte, el flujo en las líneas se representó mediante una aproximación lineal de 3 tramos, permitiendo así una mejor representación de los flujos y determinación de pérdidas. Adicionalmente, para aquellas líneas que unen subestaciones principales de tensión

superior o igual a 220kV se representó el flujo mediante una aproximación lineal de 5 tramos.

Las interconexiones SIC-SADI se modelaron considerando una línea de las características señaladas en el Anexo N°5, las cuales se conectaban en un extremo al SIC, mientras que en el extremo opuesto se conectan a una central virtual de tamaño igual al doble de la capacidad de la línea y un consumo, en el mismo extremo, de capacidad igual a la de la línea modelada.

Los Factores de Penalización de Energía del SIC se determinaron a partir de la relación de precios de nudo por barra, de acuerdo a la barra de referencia elegida, para un período de 48 meses. Estos precios fueron calculados utilizando los costos marginales entregados en el cuadro N°1, y las demandas de energía (componentes industrial y residencial) entregadas en los cuadros N°2 y N°3.

En el caso particular de los Factores de Penalización de la Potencia, éstos fueron determinados utilizando los resultados para el bloque de demanda máxima, dentro del período de punta (mayo-septiembre), de cada uno de los primeros cuatro años de planificación, en cada subsistema, los que se entregan en los cuadros N°4, N°5 y N°6.

Tanto los precios de combustibles, crecimiento de las ventas y consideraciones operacionales del SIC utilizados, son las que se entregan en el cuerpo del Informe Técnico Preliminar.





**Cuadro N°2**  
**DEMANDA DE ENERGIA (COMPONENTE INDUSTRIAL) PARA EL CALCULO DE FACTORES DE PENALIZACION DE ENERGIA (GWh)**

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	53.69	59.14	56.56	62.09	61.68	59.36	62.07	59.72	60.90	63.45	49.03	59.50	56.65	62.29	60.04	65.31	64.10	63.38	65.02	62.62	63.85	67.83	52.29	63.57
Carrera Pinto 220	14.04	16.03	14.79	15.33	15.22	14.74	15.34	14.69	15.15	14.65	14.92	16.88	14.90	17.01	15.70	16.26	16.15	15.64	16.28	15.59	16.08	15.77	16.06	18.17
Cardones 220	68.80	70.94	71.57	69.69	72.44	67.97	72.97	71.36	73.73	74.44	69.70	74.18	72.81	73.98	73.55	71.61	74.36	69.64	74.85	73.13	76.08	77.68	72.64	77.26
Maitencillo 220	29.63	27.18	27.23	26.49	25.94	25.46	26.50	25.87	26.53	34.01	29.08	32.22	31.44	28.84	28.89	28.10	27.53	27.01	28.12	27.45	28.15	36.62	31.31	34.69
Pan de Azucar 220	12.53	11.30	11.30	12.38	12.36	12.21	12.78	12.18	12.62	12.51	11.92	12.91	12.95	10.96	11.16	12.31	12.42	12.12	12.60	12.12	12.56	12.62	11.99	12.71
Quillota 220	151.21	155.88	152.71	157.39	157.72	153.03	158.52	155.75	160.54	161.88	146.08	156.82	158.81	162.53	159.88	164.97	164.91	160.53	165.04	163.02	167.19	172.39	165.15	169.54
Polpaico 220	26.24	27.25	26.27	26.86	27.18	26.14	26.86	25.70	26.70	25.42	26.19	27.50	33.66	34.78	33.66	34.78	34.78	33.66	34.78	33.66	34.78	34.78	31.42	34.78
Cerro Navia 220	14.38	14.43	14.48	14.53	14.58	14.64	15.06	15.82	15.90	16.39	16.33	16.49	16.51	16.55	16.57	16.66	16.71	16.73	16.85	16.87	16.96	17.67	15.96	17.67
Alto Jahuel 220	165.62	179.40	193.21	225.82	228.42	222.44	227.92	222.38	221.08	229.17	215.95	227.21	228.66	233.05	222.31	236.42	237.68	231.45	237.06	231.38	236.39	245.41	230.71	243.90
Rancagua 154	16.42	16.22	16.53	16.02	16.22	16.04	16.35	15.94	16.18	16.62	15.00	18.61	17.55	17.28	17.60	16.98	17.08	16.73	16.99	16.54	16.81	17.76	16.03	19.90
San Fernando 154	0.55	0.56	0.54	0.45	0.48	0.41	0.40	0.35	0.37	0.58	0.55	0.62	0.58	0.59	0.57	0.47	0.51	0.44	0.43	0.38	0.39	0.62	0.59	0.66
Itahue 154	1.99	2.06	1.75	1.61	1.67	1.61	1.80	1.71	1.90	2.18	1.65	2.32	2.11	2.18	1.85	1.70	1.77	1.70	1.91	1.81	2.01	2.34	1.77	2.50
Parral 154	10.39	10.70	10.89	10.73	11.11	10.54	11.08	9.89	9.69	10.58	9.74	10.62	10.42	10.60	10.50	10.38	10.51	9.92	10.20	8.89	10.10	11.08	10.19	11.12
Ancoa 220	30.06	31.06	31.01	31.15	30.41	29.97	29.00	30.05	31.86	30.11	29.90	31.99	30.88	31.91	31.85	32.00	31.24	30.79	29.79	30.87	32.73	31.38	31.16	33.34
Charrua 220	117.25	121.49	116.92	121.62	124.07	116.11	118.59	118.81	123.27	121.10	111.12	119.84	115.96	120.17	115.61	120.31	122.83	114.78	117.15	117.58	121.80	127.51	117.00	126.17
Concepcion 220	18.28	16.91	17.41	18.13	18.58	17.91	18.17	17.62	16.93	19.79	17.09	19.23	18.79	17.39	17.90	18.63	19.10	18.40	18.68	18.10	17.40	20.64	17.83	20.06
San Vicente 154	118.67	115.60	110.44	117.82	117.79	113.94	117.87	117.98	121.42	113.40	98.13	125.52	124.48	120.95	116.09	123.24	123.26	119.88	125.73	125.29	127.12	124.14	106.00	133.27
Temuco 220	5.25	5.41	5.15	5.19	5.28	5.14	5.59	5.57	5.72	5.55	4.93	5.33	5.19	5.34	5.08	5.10	5.20	5.07	5.55	5.56	5.70	6.01	5.32	5.75
Valdivia 220	3.89	4.20	4.20	4.01	3.98	3.86	4.02	3.85	3.97	3.16	3.90	4.48	4.13	4.45	4.46	4.25	4.22	4.09	4.26	4.08	4.20	3.40	4.19	4.82
Puerto Montt 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

BARRA TRONCAL	MES																							
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Diego de Almagro 220	60.49	66.57	64.12	69.81	68.53	67.72	69.50	66.93	68.26	74.58	57.35	69.85	66.43	73.16	70.43	76.73	75.35	74.42	76.41	73.57	75.05	81.27	61.92	75.75
Carrera Pinto 220	16.04	18.31	16.90	17.51	17.38	16.84	17.53	16.78	17.31	17.46	17.78	20.12	17.76	20.27	18.71	19.39	19.25	18.64	19.41	18.58	19.16	19.16	19.51	22.08
Cardones 220	75.90	77.13	76.68	74.58	77.33	72.48	77.84	76.60	79.39	83.25	77.86	82.82	81.39	82.70	82.13	79.74	82.76	77.50	83.82	82.19	85.09	90.37	90.37	90.37
Maitencillo 220	33.85	31.05	31.11	30.26	29.64	29.08	30.27	29.56	30.31	40.54	34.66	38.40	37.47	34.37	34.44	33.50	32.81	32.20	33.52	32.72	33.56	44.48	38.03	42.13
Pan de Azucar 220	12.87	11.58	11.81	13.05	13.16	12.84	13.34	12.84	13.31	13.73	13.04	13.83	14.02	12.58	12.85	14.22	14.34	14.00	14.54	13.99	14.50	14.51	14.34	14.73
Quillota 220	172.15	175.13	173.25	178.19	177.76	174.11	178.26	173.95	177.43	187.89	179.94	184.73	187.64	190.91	188.86	194.31	193.83	189.81	194.38	189.63	193.46	202.03	197.68	198.65
Polpaico 220	33.66	34.78	33.66	34.78	34.78	33.66	34.78	33.66	34.78	34.78	31.42	34.78	33.66	34.78	33.66	34.78	34.78	33.66	34.78	33.66	34.78	34.78	34.78	34.78
Cerro Navia 220	17.10	17.67	17.10	17.67	17.67	17.10	17.67	17.10	17.67	18.94	17.10	18.94	18.33	18.94	18.33	18.94	18.94	18.33	18.94	18.33	18.94	20.11	20.11	20.11
Alto Jahuel 220	245.93	249.93	239.34	253.54	254.92	249.63	253.94	248.77	247.04	263.23	250.58	259.82	261.99	266.29	254.93	270.15	271.63	265.95	270.57	265.04	263.18	278.44	278.39	278.50
Rancagua 154	18.78	18.47	18.82	18.15	18.26	17.88	18.17	17.69	17.97	19.53	17.62	21.88	20.67	20.30	20.70	19.95	20.08	19.66	19.98	19.45	19.77	20.78	19.09	23.08
San Fernando 154	0.63	0.64	0.62	0.51	0.55	0.47	0.46	0.40	0.43	0.69	0.66	0.73	0.70	0.70	0.68	0.56	0.61	0.52	0.51	0.45	0.47	0.76	0.72	0.81
Itahue 154	2.27	2.34	1.99	1.83	1.90	1.83	2.05	1.95	2.16	2.59	1.95	2.76	2.50	2.59	2.20	2.02	2.10	2.02	2.27	2.15	2.39	2.84	2.15	3.03
Parral 154	10.91	11.09	10.99	10.86	10.99	10.37	10.66	9.29	10.56	11.93	10.98	11.97	11.74	11.94	11.84	11.69	11.83	11.15	11.46	9.99	11.36	12.66	12.57	12.77
Ancoa 220	32.19	33.26	33.20	33.35	32.56	32.09	31.05	32.18	34.11	33.64	33.40	35.73	34.49	35.64	35.58	35.74	34.89	34.39	33.28	34.48	36.56	38.83	38.83	38.83
Charrua 220	122.10	126.54	121.73	126.71	129.33	120.88	123.35	123.82	128.22	138.11	126.73	136.65	119.15	123.23	118.68	123.39	126.49	117.14	119.98	120.09	124.84	136.15	130.64	135.33
Concepcion 220	19.60	18.14	18.67	19.43	19.92	19.19	19.48	18.88	18.15	22.14	19.13	21.52	21.03	19.46	20.03	20.84	21.37	20.58	20.89	20.25	19.46	20.88	20.85	20.92
San Vicente 154	132.96	132.20	127.20	132.33	132.22	131.30	134.76	133.30	134.89	135.63	115.90	145.47	145.14	144.33	138.85	144.49	144.36	143.31	147.10	145.53	147.23	156.61	147.05	158.57
Temuco 220	5.61	5.77	5.48	5.50	5.61	5.47	6.01	6.04	6.18	6.45	5.71	6.18	6.02	6.20	5.88	5.90	6.02	5.88	6.45	6.48	6.64	7.31	7.04	7.34
Valdivia 220	4.44	4.79	4.80	4.58	4.54	4.40	4.58	4.39	4.52	3.76	4.64	5.33	4.91	5.30	5.31	5.06	5.03	4.87	5.07	4.85	5.00	4.12	5.09	5.84
Puerto Montt 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

**Cuadro N°3**  
**DEMANDA DE ENERGIA (COMPONENTE RESIDENCIAL) PARA EL CALCULO DE FACTORES DE PENALIZACION DE**  
**ENERGIA (GWh)**

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	5.00	4.97	4.64	4.73	4.81	4.99	5.45	5.32	5.55	5.06	4.88	5.51	5.36	5.33	4.98	5.07	5.16	5.35	5.84	5.70	5.94	5.41	5.22	5.89
Carrera Pinto 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cardones 220	35.68	35.20	35.85	36.12	36.91	38.90	45.33	45.27	47.73	45.18	39.06	42.33	38.24	37.73	38.42	38.72	39.56	41.70	48.59	48.52	51.16	48.28	41.75	45.24
Maitencillo 220	4.16	4.04	4.06	4.04	4.06	4.27	5.13	5.13	5.15	4.56	4.16	4.68	4.46	4.33	4.35	4.33	4.35	4.58	5.49	5.50	5.52	4.88	4.44	5.00
Pan de Azucar 220	53.60	50.94	48.07	50.66	51.54	51.55	58.38	58.50	64.07	65.32	60.13	62.80	57.45	54.60	51.53	54.30	55.24	55.25	62.58	62.70	68.67	69.81	64.27	67.12
Quillota 220	203.87	200.28	190.73	198.95	201.55	193.11	207.69	204.21	221.03	229.87	221.96	233.17	218.94	215.08	204.82	213.65	216.44	207.38	223.03	219.30	237.67	246.14	237.67	249.67
Polpaico 220	26.81	26.73	25.46	34.07	97.70	103.80	90.97	82.55	86.87	31.52	26.51	30.92	28.87	28.79	27.42	36.69	105.21	111.79	97.97	88.90	93.55	33.85	28.47	33.20
Cerro Navia 220	456.68	470.10	438.04	436.49	407.70	308.36	405.08	403.68	418.04	363.71	428.72	507.71	491.82	506.27	471.74	470.07	439.07	332.08	436.25	434.74	450.21	390.55	460.35	545.17
Alto Jahuel 220	543.17	567.83	595.18	654.63	577.18	588.84	595.04	566.58	599.45	741.66	553.95	627.98	584.96	611.51	640.97	704.99	621.58	634.14	640.82	610.17	645.57	796.38	594.82	674.31
Rancagua 154	32.02	30.90	29.99	30.75	29.19	22.78	20.79	20.95	29.62	33.16	32.84	38.03	34.65	33.43	32.44	33.27	31.58	24.65	22.49	22.67	32.05	35.77	35.43	41.03
San Fernando 154	73.87	65.99	61.10	59.76	55.63	56.52	65.88	66.06	69.45	73.46	79.38	89.18	79.25	70.82	65.57	64.14	59.71	60.68	70.75	70.93	74.50	78.56	84.89	95.38
Itahue 154	66.21	59.55	56.01	58.16	52.89	47.69	54.27	39.11	41.97	57.23	63.87	81.45	70.63	63.53	59.76	62.05	56.42	50.88	57.89	41.73	44.77	60.88	67.94	86.64
Parral 154	59.17	58.33	57.95	59.27	55.77	52.28	56.05	55.81	61.33	63.70	61.02	68.58	62.22	61.31	60.91	62.29	58.60	54.93	58.90	58.64	64.43	66.72	63.94	71.90
Ancoa 220	1.90	1.18	1.17	1.02	0.88	0.89	1.01	1.22	2.03	2.47	2.69	2.72	2.03	1.25	1.25	1.09	0.94	0.95	1.08	1.30	2.16	2.62	2.86	2.90
Charrua 220	86.22	86.53	84.68	89.19	86.09	80.54	84.23	78.41	85.08	81.44	76.27	92.22	89.80	90.13	88.20	92.90	89.66	83.89	87.73	81.67	88.61	84.58	79.20	95.77
Concepcion 220	59.79	64.21	65.10	67.80	64.23	59.06	61.59	57.69	58.08	56.49	51.82	64.04	62.28	66.88	67.80	70.62	66.90	61.51	64.15	60.08	60.49	58.66	73.21	66.50
San Vicente 154	38.18	38.47	37.04	39.76	36.37	31.45	32.73	30.32	30.85	30.48	29.08	35.33	39.76	40.06	38.58	41.41	37.88	32.76	34.09	31.57	32.13	31.65	30.20	36.69
Temuco 220	60.75	65.16	65.40	68.65	65.30	56.72	58.05	54.27	54.89	62.56	57.26	65.36	64.15	68.81	69.06	72.49	68.95	59.89	61.30	57.31	57.96	65.86	60.29	68.81
Valdivia 220	44.72	46.37	46.63	49.61	47.30	45.00	45.36	41.99	44.00	45.08	44.31	47.40	47.22	48.97	49.23	52.39	49.95	47.52	47.90	44.34	46.46	47.46	46.66	49.90
Puerto Montt 220	73.90	74.04	73.99	77.29	75.06	69.28	78.32	77.44	80.49	77.29	70.67	79.99	78.04	78.18	78.13	81.61	79.25	73.16	82.70	81.77	84.99	81.37	74.40	84.21

BARRA TRONCAL	MES																							
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Diego de Almagro 220	5.73	5.70	5.32	5.42	5.51	5.72	6.24	6.10	6.35	5.85	5.64	6.37	6.19	6.16	5.75	5.87	5.96	6.18	6.75	6.59	6.87	6.33	6.11	6.90
Carrera Pinto 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cardones 220	40.87	40.32	41.06	41.38	42.28	44.56	51.92	51.85	54.67	52.22	45.15	48.93	44.21	43.61	44.42	44.76	45.73	48.20	56.16	56.09	59.14	56.53	48.88	52.97
Maitencillo 220	4.76	4.62	4.65	4.63	4.65	4.89	5.87	5.87	5.90	5.27	4.80	5.41	5.15	5.00	5.03	5.01	5.03	5.29	6.35	6.35	6.39	5.71	5.20	5.85
Pan de Azucar 220	61.40	58.35	55.07	58.03	59.04	59.05	66.88	67.01	73.39	75.51	69.51	72.60	66.41	63.11	59.57	62.77	63.86	63.87	72.34	72.48	79.38	81.74	75.25	78.59
Quillota 220	234.43	230.30	219.31	228.77	231.76	222.06	238.81	234.82	254.16	266.73	257.55	270.56	254.04	249.57	237.66	247.91	251.15	240.64	258.80	254.47	275.43	289.28	279.33	293.44
Polpaico 220	31.00	30.91	29.44	39.39	112.98	120.04	105.20	95.46	100.45	36.79	30.94	36.08	33.69	33.59	32.00	42.81	122.78	130.45	114.32	103.74	109.16	40.01	33.65	39.24
Cerro Navia 220	528.10	543.62	506.54	504.75	471.46	356.59	468.43	466.81	483.42	424.42	500.28	592.45	573.91	590.77	550.47	548.53	512.35	387.51	509.06	507.30	525.35	461.60	544.11	644.35
Alto Jahuel 220	628.12	656.63	688.26	757.01	667.44	680.93	688.10	655.19	693.20	865.46	646.41	732.79	682.60	713.58	747.96	822.67	725.33	739.98	747.78	712.02	753.32	941.28	703.04	796.99
Rancagua 154	37.38	36.07	35.00	35.89	34.07	26.59	24.26	24.46	34.58	39.06	38.69	44.80	40.81	39.38	38.21	39.19	37.20	29.03	26.49	26.70	37.76	42.68	42.27	48.95
San Fernando 154	84.77	75.77	70.15	68.63	63.90	64.97	75.76	75.94	79.70	85.03	91.88	103.25	91.77	82.06	75.97	74.33	69.21	70.41	82.11	82.29	86.29	92.11	99.54	111.87
Itahue 154	75.13	67.58	63.57	66.01	60.02	54.13	61.58	44.39	47.63	65.54	73.14	93.27	80.89	72.75	68.43	71.06	64.61	58.27	66.30	47.78	51.27	70.61	78.80	100.50
Parral 154	65.23	64.26	63.84	65.27	61.39	57.57	61.72	61.44	67.50	70.74	67.81	76.31	69.23	68.17	67.73	69.23	65.11	61.06	65.46	65.15	71.58	75.06	71.99	81.06
Ancoa 220	2.16	1.33	1.33	1.16	1.00	1.01	1.15	1.38	2.30	2.83	3.08	3.12	2.33	1.44	1.43	1.24	1.07	1.08	1.24	1.49	2.48	3.04	3.32	3.36
Charrua 220	93.26	93.60	91.60	96.47	93.11	87.12	91.10	84.81	92.02	88.89	83.24	100.65	98.02	98.37	96.27	101.40	97.86	91.56	95.75	89.14	96.71	93.50	87.56	105.87
Concepcion 220	64.67	69.45	70.41	73.34	69.47	63.88	66.62	62.40	62.82	61.65	56.55	69.90	67.97	72.99	74.01	77.08	73.02	67.14	70.02	65.58	66.02	64.85	59.49	73.52
San Vicente 154	41.29	41.61	40.06	43.01	39.34	34.02	35.40	32.79	33.37	33.27	31.74	38.56	43.40	43.73	42.11	45.20	41.35	35.75	37.21	34.46	35.07	34.99	33.39	40.56
Temuco 220	67.54	72.44	72.70	76.32	72.59	63.05	64.54	60.34	61.02	70.18	64.24	73.32	71.97	77.19	77.47	81.32	77.35	67.18	68.77	64.29	65.02	74.84	68.50	78.19
Valdivia 220	49.72	51.55	51.84	55.15	52.59	50.03	50.43	46.69	48.92	50.57	49.71	53.18	52.97	54.93	55.23	58.77	56.03	53.31	53.73	49.75	52.13	53.93	53.01	56.71
Puerto Montt 220	82.16	82.31	82.26	85.92	83.44	77.03	87.08	86.09	89.48	86.70	79.28	89.73	87.55	87.70	87.65	91.56	88.91	82.07	92.78	91.74	95.34	92.46	84.54	95.69

**Cuadro N°4**  
**COSTOS MARGINALES PARA EL CALCULO DE FACTORES DE PENALIZACION DE POTENCIA (mills/kWh)**

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	73.95	44.42	53.51	32.41	37.00	39.16	35.19	34.81	32.59	32.19	37.00	49.97	60.99	38.43	44.89	43.63	35.84	33.82	37.07	37.77	36.85	36.59	44.32	60.17
Carrera Pinto 220	74.47	44.75	53.92	32.26	37.27	39.45	35.97	35.57	33.22	32.82	38.02	51.85	63.54	39.39	46.30	44.35	36.78	34.59	38.03	38.71	37.75	37.50	45.78	62.77
Cardones 220	74.96	44.64	53.88	32.11	37.17	39.35	36.34	35.91	33.49	33.08	38.77	53.14	65.44	39.95	47.24	44.74	37.31	35.02	38.57	39.23	38.23	38.01	46.80	64.66
Maitencillo 220	71.20	42.45	51.39	30.48	35.31	37.38	34.86	34.55	32.17	31.63	37.46	51.83	64.03	38.64	45.73	43.25	36.03	33.72	36.94	37.41	36.53	36.38	45.15	62.89
Pan de Azucar 220	73.84	43.98	52.66	30.02	35.36	37.36	35.08	34.25	31.89	31.26	38.71	55.18	68.71	39.76	47.34	44.48	36.92	34.33	37.86	37.28	37.21	36.79	47.27	66.76
Quillota 220	71.92	42.83	51.23	27.17	32.68	35.00	32.72	30.81	28.43	27.94	36.74	54.50	70.81	38.82	47.26	43.34	35.68	32.68	36.09	33.19	34.76	34.07	45.80	66.85
Polpaico 220	72.82	43.30	51.89	27.27	32.90	35.26	32.87	30.93	28.55	28.20	37.22	55.42	72.43	41.97	47.94	43.85	38.40	33.04	36.27	33.31	35.01	35.47	46.40	67.97
Cerro Navia 220	74.20	43.99	52.77	27.58	33.27	35.87	33.28	31.37	29.00	28.67	38.03	56.82	74.25	42.75	48.95	44.56	38.90	33.71	36.83	33.83	35.60	36.11	47.50	69.78
Alto Jahuel 220	73.52	43.65	52.52	27.18	32.86	35.07	32.71	30.68	28.33	28.34	37.50	56.00	73.36	42.32	48.54	44.18	38.54	33.01	36.02	32.98	34.79	35.72	46.69	68.56
Rancagua 154	75.00	44.33	53.46	27.34	32.86	34.30	32.88	30.47	28.10	28.58	38.15	57.44	74.86	42.96	49.23	44.85	39.09	32.95	36.25	32.83	34.80	36.12	47.82	70.40
San Fernando 154	75.47	44.63	53.76	26.93	32.21	32.78	32.72	30.07	27.72	28.65	38.54	58.12	75.97	43.31	49.35	44.76	38.82	32.34	36.21	32.51	34.72	36.38	48.33	71.33
Itahue 154	72.40	42.91	51.64	25.60	30.58	30.58	31.35	28.42	26.07	27.24	36.59	54.94	72.49	41.69	47.50	43.02	37.34	30.66	34.57	30.74	32.95	34.68	45.70	67.15
Parral 154	72.27	32.92	28.61	26.07	31.14	30.71	32.48	29.74	27.36	28.85	38.86	58.13	76.76	43.28	49.81	44.57	38.62	31.51	36.37	32.26	33.85	35.81	47.20	69.25
Ancoa 220	72.43	42.93	51.63	25.42	30.25	29.93	31.35	28.29	25.92	27.22	36.59	54.86	72.39	41.62	47.48	42.91	37.25	30.47	34.61	30.64	32.87	34.70	45.68	67.07
Charrua 220	67.59	31.41	27.29	24.86	29.68	29.27	30.93	27.88	25.51	26.88	36.20	54.24	72.08	41.30	47.02	42.48	36.82	30.04	34.12	30.20	32.45	34.33	45.20	66.27
Concepcion 220	70.71	32.88	28.59	26.04	31.07	30.53	32.52	29.14	26.62	28.03	37.73	56.98	75.57	43.02	49.42	44.54	38.65	31.44	36.11	31.68	33.79	35.76	47.09	69.28
San Vicente 154	71.11	33.08	28.79	26.23	31.27	30.67	32.77	29.33	26.75	28.17	37.92	57.27	76.00	43.28	49.74	44.72	38.80	31.64	36.42	31.89	34.02	36.04	47.37	69.63
Temuco 220	74.16	32.47	28.63	26.27	31.02	30.42	32.43	30.42	30.59	31.37	38.24	65.70	79.81	43.03	49.12	44.11	38.23	31.28	35.92	32.74	37.19	37.60	48.10	77.57
Valdivia 220	76.67	32.23	28.64	26.31	30.94	30.50	32.62	31.02	30.70	31.47	38.34	66.24	79.91	42.69	48.93	43.79	38.06	31.35	35.80	33.41	37.27	37.63	48.43	78.68
Puerto Montt 220	75.39	31.53	28.25	25.91	30.43	30.25	32.51	31.76	30.54	31.35	37.73	65.81	79.11	41.96	48.17	42.99	37.38	30.96	35.37	33.87	36.88	37.13	47.75	78.79

BARRA TRONCAL	MES																							
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Diego de Almagro 220	56.38	41.20	41.61	50.87	41.20	40.09	45.56	46.90	41.51	47.11	64.47	90.59	121.08	63.00	71.03	76.09	68.61	63.75	53.57	52.14	49.33	46.68	72.99	107.80
Carrera Pinto 220	58.76	42.40	42.84	51.76	42.45	41.17	47.06	48.66	42.70	48.39	67.47	94.43	127.24	65.15	73.66	77.86	71.09	65.92	55.33	53.75	50.51	47.79	76.03	112.19
Cardones 220	60.50	43.16	43.60	52.39	43.24	41.95	48.10	49.97	43.41	49.46	69.71	97.65	131.92	67.06	75.86	78.93	73.20	67.38	56.46	55.21	51.57	48.38	78.62	115.53
Maitencillo 220	58.79	41.57	42.00	50.57	41.67	40.33	46.43	48.30	41.59	47.68	67.93	95.24	129.26	65.23	73.56	76.05	71.25	65.55	54.28	52.98	49.06	46.05	75.93	111.78
Pan de Azucar 220	62.38	43.33	43.19	52.22	43.35	41.62	48.19	48.69	42.71	48.91	71.68	100.39	138.68	68.74	77.45	79.31	75.69	68.74	56.36	52.77	50.24	46.67	78.61	116.74
Quillota 220	62.03	42.74	41.72	51.16	42.27	40.13	47.08	44.62	40.58	46.50	70.65	99.34	140.66	68.93	78.09	78.63	76.62	68.44	53.76	46.79	46.64	42.27	74.05	112.07
Polpaico 220	63.04	43.35	42.25	51.73	42.84	40.64	47.36	44.81	40.86	47.13	71.77	101.06	143.16	70.10	79.41	79.59	77.88	69.54	54.12	46.94	46.96	42.74	75.08	113.96
Cerro Navia 220	64.71	44.35	43.17	52.70	43.64	41.55	48.35	45.74	41.74	48.21	73.56	103.71	146.85	71.80	81.29	81.41	79.65	71.22	55.39	48.03	48.10	43.77	76.99	117.09
Alto Jahuel 220	63.61	43.71	42.54	52.04	43.08	40.63	47.73	44.92	41.07	47.97	72.87	102.46	145.26	71.25	80.81	80.89	79.21	70.64	54.49	47.06	47.26	43.40	76.07	115.33
Rancagua 154	65.08	44.43	43.18	52.56	43.54	40.60	47.85	44.29	40.93	48.24	73.93	104.47	148.11	72.41	81.97	82.07	80.30	71.34	54.29	46.84	47.40	43.01	75.81	115.67
San Fernando 154	66.00	44.84	43.41	52.48	43.43	39.99	47.61	43.30	40.68	48.53	74.81	105.25	149.38	72.68	82.10	81.87	80.10	70.89	53.94	46.39	46.99	41.78	74.20	114.26
Itahue 154	62.80	43.05	41.60	50.40	41.52	37.91	45.12	40.37	38.31	45.99	70.57	99.38	141.76	69.54	78.25	78.18	76.60	67.49	52.13	44.76	45.13	41.34	72.85	111.23
Parral 154	65.14	43.78	42.77	51.68	42.75	38.23	46.43	41.30	39.60	47.62	73.35	103.21	147.69	72.02	80.82	80.62	78.84	69.53	53.47	46.08	46.56	42.78	75.71	114.41
Ancoa 220	62.68	42.97	41.49	50.27	41.58	37.81	45.10	40.00	38.26	46.00	70.62	99.46	141.86	69.51	78.19	78.20	76.62	67.66	52.13	44.86	45.20	41.43	73.11	111.11
Charrua 220	62.26	42.69	40.99	49.65	41.07	37.25	44.46	39.35	37.73	45.52	70.06	98.57	141.45	69.21	77.57	77.47	75.91	66.89	51.10	43.92	44.37	40.77	72.18	109.28
Concepcion 220	64.75	44.52	42.75	51.78	42.83	38.85	46.35	41.03	39.34	47.26	72.89	102.60	147.16	71.98	80.91	80.63	78.84	69.75	51.60	44.50	44.91	41.30	73.33	110.76
San Vicente 154	65.09	44.80	43.04	52.10	43.12	39.11	46.72	41.32	39.62	47.58	73.22	103.20	148.18	72.56	81.52	81.28	79.37	70.20	51.28	44.14	44.52	40.96	72.72	109.83
Temuco 220	72.55	45.25	43.16	51.95	43.47	39.48	47.14	43.91	41.03	49.11	79.81	111.18	155.22	73.16	82.03	78.38	76.79	67.70	51.84	45.15	45.18	41.43	73.80	112.53
Valdivia 220	73.41	45.27	43.20	51.94	43.44	39.43	47.41	44.88	41.75	49.80	80.81	113.27	156.85	73.03	82.02	78.46	76.76	67.49	52.47	45.87	45.75	42.08	74.98	114.16
Puerto Montt 220	73.47	44.71	42.36	51.22	42.71	38.96	46.92	45.88	42.13	50.08	80.53	113.55	155.40	71.86	80.62	76.89	75.29	66.58	52.29	46.72	46.35	42.19	75.20	116.11

**Cuadro N°5**  
**DEMANDA DE ENERGIA (COMPONENTE INDUSTRIAL) PARA EL CALCULO DE FACTORES DE PENALIZACION DE POTENCIA (GWh)**

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	5.71	6.39	6.39	6.74	6.54	6.50	6.73	6.32	6.32	6.93	5.30	6.34	6.02	6.73	6.79	7.09	6.79	6.94	7.05	6.63	6.63	7.41	5.65	6.77
Carrera Pinto 220	1.49	1.73	1.67	1.66	1.61	1.61	1.66	1.56	1.57	1.60	1.61	1.80	1.58	1.84	1.77	1.77	1.71	1.71	1.77	1.65	1.67	1.72	1.74	1.94
Cardones 220	7.31	7.66	8.09	7.57	7.68	7.45	7.91	7.56	7.65	8.13	7.53	7.90	7.74	7.99	8.31	7.78	7.88	7.63	8.12	7.74	7.90	8.48	7.85	8.23
Maitencillo 220	3.15	2.94	3.08	2.88	2.75	2.79	2.87	2.74	2.75	3.72	3.14	3.43	3.34	3.12	3.27	3.05	2.92	2.96	3.05	2.91	2.92	4.00	3.38	3.70
Pan de Azucar 220	1.33	1.22	1.28	1.34	1.31	1.34	1.39	1.29	1.31	1.37	1.29	1.38	1.38	1.18	1.26	1.34	1.32	1.33	1.37	1.28	1.30	1.38	1.30	1.35
Quillota 220	16.07	16.84	17.26	17.09	16.72	16.76	17.19	16.49	16.66	17.68	15.79	16.71	16.88	17.56	18.07	17.92	17.48	17.58	17.90	17.26	17.35	18.83	17.85	18.06
Polpaico 220	2.79	2.94	2.97	2.92	2.88	2.86	2.91	2.72	2.77	2.78	2.83	2.93	3.58	3.76	3.80	3.78	3.69	3.69	3.77	3.56	3.61	3.80	3.40	3.71
Cerro Navia 220	1.53	1.56	1.64	1.58	1.55	1.60	1.63	1.67	1.65	1.79	1.76	1.76	1.75	1.79	1.87	1.81	1.77	1.83	1.83	1.79	1.76	1.93	1.73	1.88
Alto Jahuel 220	17.60	19.38	21.84	24.53	24.21	24.37	24.72	23.55	22.95	25.03	23.34	24.21	24.30	25.18	25.13	25.68	25.20	25.35	25.71	24.50	24.53	26.81	24.94	25.98
Rancagua 154	1.74	1.75	1.87	1.74	1.72	1.76	1.77	1.69	1.68	1.82	1.62	1.98	1.87	1.87	1.99	1.84	1.81	1.83	1.84	1.75	1.74	1.94	1.73	2.12
San Fernando 154	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.06	0.06	0.07	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.07	0.06	0.07
Itahue 154	0.21	0.22	0.20	0.17	0.18	0.18	0.20	0.18	0.20	0.24	0.18	0.25	0.22	0.24	0.21	0.18	0.19	0.19	0.21	0.19	0.21	0.26	0.19	0.27
Parral 154	1.10	1.16	1.23	1.17	1.18	1.15	1.20	1.05	1.01	1.16	1.05	1.13	1.11	1.15	1.19	1.13	1.11	1.09	1.11	0.94	1.05	1.21	1.10	1.18
Ancoa 220	3.19	3.36	3.50	3.38	3.22	3.28	3.15	3.18	3.31	3.29	3.23	3.41	3.28	3.45	3.60	3.48	3.31	3.37	3.23	3.27	3.40	3.43	3.37	3.55
Charrua 220	12.46	13.13	13.22	13.21	13.15	12.72	12.86	12.58	12.79	13.23	12.01	12.77	12.32	12.98	13.07	13.07	13.02	12.57	12.71	12.45	12.64	13.93	12.65	13.44
Concepcion 220	1.94	1.83	1.97	1.97	1.97	1.96	1.97	1.87	1.76	2.16	1.85	2.05	2.00	1.88	2.02	2.02	2.02	2.03	1.92	1.81	2.26	1.93	2.14	
San Vicente 154	12.61	12.49	12.48	12.80	12.49	12.48	12.78	12.49	12.60	12.39	10.61	13.37	13.23	13.07	13.12	13.39	13.07	13.13	13.64	13.27	13.19	13.56	11.46	14.20
Temuco 220	0.56	0.58	0.58	0.56	0.56	0.56	0.61	0.59	0.59	0.61	0.53	0.57	0.55	0.58	0.57	0.55	0.55	0.56	0.60	0.59	0.59	0.66	0.57	0.61
Valdivia 220	0.41	0.45	0.48	0.44	0.42	0.42	0.44	0.41	0.41	0.35	0.42	0.48	0.44	0.48	0.50	0.46	0.45	0.45	0.46	0.43	0.44	0.37	0.45	0.51
Puerto Montt 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

BARRA TRONCAL	MES																							
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Diego de Almagro 220	6.43	7.19	7.25	7.58	7.26	7.42	7.54	7.09	7.08	8.15	6.20	7.44	7.06	7.90	7.96	8.33	7.99	8.15	8.29	7.79	7.79	8.88	6.69	8.07
Carrera Pinto 220	1.70	1.98	1.91	1.90	1.84	1.84	1.90	1.78	1.80	1.91	1.92	2.14	1.89	2.19	2.11	2.11	2.04	2.04	2.10	1.97	1.99	2.09	2.11	2.35
Cardones 220	8.07	8.33	8.67	8.10	8.20	7.94	8.44	8.11	8.24	9.09	8.42	8.82	8.65	8.94	9.28	8.66	8.77	8.49	9.09	8.70	8.83	9.87	9.77	9.63
Maitencillo 220	3.60	3.35	3.52	3.29	3.14	3.19	3.28	3.13	3.15	4.43	3.75	4.09	3.98	3.71	3.89	3.64	3.48	3.53	3.64	3.46	3.48	4.11	4.49	
Pan de Azucar 220	1.37	1.25	1.33	1.42	1.39	1.41	1.45	1.36	1.38	1.50	1.41	1.47	1.49	1.36	1.45	1.54	1.52	1.53	1.58	1.48	1.50	1.59	1.55	1.57
Quillota 220	18.29	18.92	19.58	19.35	18.84	19.07	19.33	18.42	18.41	20.52	19.45	19.68	19.94	20.63	21.35	21.10	20.55	20.79	21.08	20.08	20.08	22.07	21.37	21.16
Polpaico 220	3.58	3.76	3.80	3.78	3.69	3.69	3.77	3.56	3.61	3.80	3.40	3.71	3.58	3.76	3.80	3.78	3.69	3.69	3.77	3.56	3.61	3.80	3.76	3.71
Cerro Navia 220	1.82	1.91	1.93	1.92	1.87	1.87	1.92	1.81	1.83	2.07	1.85	2.02	1.95	2.05	2.07	2.06	2.01	2.01	2.05	1.94	1.97	2.20	2.17	2.14
Alto Jahuel 220	26.13	27.00	27.05	27.54	27.02	27.35	27.54	26.34	25.64	28.75	27.09	27.68	27.84	28.77	28.82	29.34	28.79	29.13	29.35	28.06	27.31	30.41	30.09	29.67
Rancagua 154	2.00	2.00	2.13	1.97	1.94	1.96	1.97	1.87	1.87	2.13	1.90	2.33	2.20	2.19	2.34	2.17	2.13	2.15	2.17	2.06	2.05	2.27	2.06	2.46
San Fernando 154	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.08	0.07	0.08	0.07	0.08	0.08	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.08	0.08	0.09
Itahue 154	0.24	0.25	0.23	0.20	0.20	0.20	0.22	0.21	0.22	0.28	0.21	0.29	0.27	0.28	0.25	0.22	0.22	0.22	0.25	0.23	0.25	0.31	0.23	0.32
Parral 154	1.16	1.20	1.24	1.18	1.17	1.14	1.16	0.98	1.10	1.30	1.19	1.28	1.25	1.29	1.34	1.27	1.25	1.22	1.24	1.06	1.18	1.38	1.36	1.36
Ancoa 220	3.42	3.59	3.75	3.62	3.45	3.52	3.37	3.41	3.54	3.67	3.61	3.81	3.67	3.85	4.02	3.88	3.70	3.77	3.61	3.65	3.79	4.24	4.20	4.14
Charrua 220	12.98	13.67	13.76	13.76	13.71	13.24	13.38	13.11	13.31	15.09	13.70	14.56	12.66	13.31	13.41	13.40	13.41	12.83	13.01	12.72	12.96	14.87	14.12	14.42
Concepcion 220	2.08	1.96	2.11	2.11	2.11	2.10	2.11	2.00	1.88	2.42	2.07	2.29	2.23	2.10	2.26	2.26	2.26	2.25	2.27	2.14	2.02	2.28	2.25	2.23
San Vicente 154	14.13	14.28	14.38	14.37	14.02	14.38	14.62	14.11	14.00	14.81	12.53	15.50	15.42	15.59	15.69	15.69	15.30	15.70	15.95	15.41	15.28	17.11	15.89	16.89
Temuco 220	0.60	0.62	0.62	0.60	0.59	0.60	0.65	0.64	0.64	0.70	0.62	0.66	0.64	0.67	0.66	0.64	0.64	0.64	0.70	0.69	0.69	0.80	0.76	0.78
Valdivia 220	0.47	0.52	0.54	0.50	0.48	0.48	0.50	0.46	0.47	0.41	0.50	0.57	0.52	0.57	0.60	0.55	0.53	0.53	0.55	0.51	0.52	0.45	0.55	0.62
Puerto Montt 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

**Cuadro N°6**  
**DEMANDA DE ENERGIA (COMPONENTE RESIDENCIAL) PARA EL CALCULO DE FACTORES DE PENALIZACION DE POTENCIA (GWh)**

BARRA TRONCAL	MES																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Diego de Almagro 220	0.70	0.63	0.59	0.59	0.63	0.65	0.73	0.72	0.75	0.64	0.65	0.78	0.75	0.67	0.63	0.64	0.68	0.69	0.78	0.77	0.80	0.69	0.69	0.83
Carrera Pinto 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cardones 220	5.01	4.43	4.54	4.53	4.84	5.04	6.09	6.11	6.44	5.74	5.16	5.97	5.37	4.75	4.86	4.86	5.19	5.40	6.52	6.55	6.90	6.14	5.51	6.38
Maitencillo 220	0.58	0.51	0.51	0.51	0.53	0.55	0.69	0.69	0.69	0.58	0.55	0.66	0.63	0.54	0.55	0.54	0.57	0.59	0.74	0.74	0.74	0.62	0.59	0.71
Pan de Azucar 220	7.53	6.41	6.09	6.35	6.76	6.68	7.84	7.89	8.64	8.30	7.94	8.86	8.07	6.87	6.52	6.81	7.25	7.16	8.40	8.46	9.26	8.87	8.49	9.47
Quillota 220	28.63	25.21	24.14	24.95	26.44	25.03	27.88	27.55	29.80	29.22	29.32	32.89	30.75	27.07	25.93	26.80	28.40	26.87	29.95	29.59	32.01	31.29	31.40	35.22
Polpaico 220	3.76	3.36	3.22	4.27	12.82	13.45	12.21	11.14	11.71	4.01	3.50	4.36	4.05	3.62	3.47	4.60	13.80	14.49	13.15	11.99	12.61	4.30	3.76	4.68
Cerro Navia 220	64.13	59.16	55.45	54.75	53.49	39.96	54.39	54.46	56.37	46.24	56.64	71.61	69.07	63.72	59.72	58.96	57.61	43.03	58.57	58.65	60.70	49.65	60.81	76.90
Alto Jahuel 220	76.28	71.46	75.34	82.11	75.73	76.31	79.89	76.44	80.83	94.28	73.18	88.58	82.15	76.96	81.14	88.42	81.55	82.18	86.04	82.32	87.05	101.24	78.58	95.11
Rancagua 154	4.50	3.89	3.80	3.86	3.83	2.95	2.79	2.83	3.99	4.22	4.34	5.36	4.87	4.21	4.11	4.17	4.14	3.19	3.02	3.06	4.32	4.55	4.68	5.79
San Fernando 154	10.37	8.31	7.74	7.50	7.30	7.32	8.85	8.91	9.36	9.34	10.49	12.58	11.13	8.91	8.30	8.04	7.83	7.86	9.50	9.57	10.05	9.99	11.21	13.45
Itahue 154	9.30	7.49	7.09	7.29	6.94	6.18	7.29	5.28	5.66	7.28	8.44	11.49	9.92	8.00	7.56	7.78	7.40	6.59	7.77	5.63	6.04	7.74	8.97	12.22
Parral 154	8.31	7.34	7.34	7.43	7.32	6.77	7.53	7.53	8.27	8.10	8.06	9.67	8.74	7.72	7.71	7.81	7.69	7.12	7.91	7.91	8.69	8.48	8.45	10.14
Ancoa 220	0.27	0.15	0.15	0.13	0.12	0.12	0.14	0.16	0.27	0.31	0.36	0.38	0.29	0.16	0.16	0.14	0.12	0.12	0.14	0.17	0.29	0.33	0.38	0.41
Charrua 220	12.11	10.89	10.72	11.19	11.29	10.44	11.31	10.58	11.47	10.35	10.08	13.01	12.61	11.34	11.17	11.65	11.76	10.87	11.78	11.02	11.95	10.75	10.46	13.51
Concepcion 220	8.40	8.08	8.24	8.50	8.43	7.65	8.27	7.78	7.83	7.18	6.84	9.03	8.75	8.42	8.58	8.86	8.78	7.97	8.61	8.11	8.16	7.46	7.11	9.38
San Vicente 154	5.36	4.84	4.69	4.99	4.77	4.08	4.39	4.09	4.16	3.87	3.84	4.98	5.58	5.04	4.88	5.19	4.97	4.25	4.58	4.26	4.33	4.02	3.99	5.18
Temuco 220	8.53	8.20	8.28	8.61	8.57	7.35	7.79	7.32	7.40	7.95	7.56	9.22	9.01	8.66	8.74	9.09	9.05	7.76	8.23	7.73	7.81	8.37	7.96	9.71
Valdivia 220	6.28	5.84	5.90	6.22	6.21	5.83	6.09	5.67	5.93	5.73	5.85	6.69	6.63	6.16	6.23	6.57	6.55	6.16	6.43	5.98	6.27	6.03	6.16	7.04
Puerto Montt 220	10.38	9.32	9.37	9.69	9.85	8.98	10.52	10.45	10.85	9.82	9.34	11.28	10.96	9.84	9.89	10.24	10.40	9.48	11.10	11.03	11.46	10.34	9.83	11.88

BARRA TRONCAL	MES																							
	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Diego de Almagro 220	0.80	0.72	0.67	0.68	0.72	0.74	0.84	0.82	0.86	0.74	0.75	0.90	0.87	0.78	0.73	0.74	0.78	0.80	0.91	0.89	0.93	0.80	0.81	0.97
Carrera Pinto 220	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cardones 220	5.74	5.07	5.20	5.19	5.55	5.77	6.97	7.00	7.37	6.64	5.97	6.90	6.21	5.49	5.62	5.61	6.00	6.25	7.54	7.57	7.97	7.19	6.46	7.47
Maitencillo 220	0.67	0.58	0.59	0.58	0.61	0.63	0.79	0.79	0.80	0.67	0.63	0.76	0.72	0.63	0.64	0.63	0.66	0.69	0.85	0.86	0.86	0.73	0.69	0.83
Pan de Azucar 220	8.62	7.34	6.97	7.28	7.75	7.65	8.98	9.04	9.90	9.60	9.18	10.24	9.33	7.94	7.54	7.87	8.38	8.28	9.71	9.78	10.70	10.39	9.94	11.08
Quillota 220	32.92	28.98	27.76	28.69	30.41	28.78	32.06	31.68	34.27	33.91	34.02	38.16	35.68	31.41	30.09	31.09	32.95	31.18	34.75	34.33	37.14	36.77	36.90	41.39
Polpaico 220	4.35	3.89	3.73	4.94	14.82	15.56	14.12	12.88	13.54	4.68	4.09	5.09	4.73	4.23	4.05	5.37	16.11	16.90	15.35	14.00	14.72	5.09	4.44	5.53
Cerro Navia 220	74.16	68.42	64.12	63.31	61.86	46.21	62.89	62.98	65.18	53.95	66.09	83.57	80.59	74.35	69.68	68.80	67.22	50.22	68.35	68.44	70.84	58.68	71.88	90.89
Alto Jahuel 220	88.21	82.64	87.13	94.95	87.57	88.24	92.39	88.39	93.47	110.02	85.39	103.36	95.86	89.81	94.68	103.18	95.16	95.89	100.40	96.06	101.57	119.66	92.87	112.42
Rancagua 154	5.25	4.54	4.43	4.50	4.47	3.45	3.26	3.30	4.66	4.97	5.11	6.32	5.73	4.96	4.84	4.92	4.88	3.76	3.56	3.60	5.09	5.43	5.58	6.90
San Fernando 154	11.90	9.54	8.88	8.61	8.38	8.42	10.17	10.25	10.75	10.81	12.14	14.56	12.89	10.33	9.62	9.32	9.08	9.12	11.02	11.10	11.63	11.71	13.15	15.78
Itahue 154	10.55	8.51	8.05	8.28	7.87	7.01	8.27	5.99	6.42	8.33	9.66	13.16	11.36	9.16	8.66	8.91	8.48	7.55	8.90	6.45	6.91	8.98	10.41	14.17
Parral 154	9.16	8.09	8.08	8.19	8.05	7.46	8.29	8.29	9.10	8.99	8.96	10.76	9.72	8.58	8.57	8.68	8.54	7.91	8.79	8.79	9.65	9.54	9.51	11.43
Ancoa 220	0.30	0.17	0.17	0.14	0.13	0.13	0.15	0.19	0.31	0.36	0.41	0.44	0.33	0.18	0.18	0.16	0.14	0.14	0.17	0.20	0.33	0.39	0.44	0.47
Charrua 220	13.10	11.78	11.60	12.10	12.22	11.29	12.23	11.44	12.41	11.30	11.00	14.20	13.76	12.38	12.19	12.72	12.84	11.87	12.86	12.03	13.04	11.89	11.57	14.93
Concepcion 220	9.08	8.74	8.91	9.20	9.11	8.28	8.94	8.42	8.47	7.84	7.47	9.86	9.55	9.19	9.37	9.67	9.58	8.70	9.40	8.85	8.90	8.24	7.86	10.37
San Vicente 154	5.80	5.24	5.07	5.39	5.16	4.41	4.75	4.42	4.50	4.23	4.19	5.44	6.09	5.50	5.33	5.67	5.42	4.63	5.00	4.65	4.73	4.45	4.41	5.72
Temuco 220	9.48	9.12	9.20	9.57	9.52	8.17	8.67	8.14	8.23	8.92	8.49	10.34	10.11	9.71	9.81	10.20	10.15	8.71	9.23	8.67	8.77	9.51	9.05	11.03
Valdivia 220	6.98	6.49	6.56	6.92	6.90	6.48	6.77	6.30	6.60	6.43	6.57	7.50	7.44	6.91	6.99	7.37	7.35	6.91	7.21	6.71	7.03	6.86	7.00	8.00
Puerto Montt 220	11.54	10.36	10.41	10.78	10.95	9.98	11.69	11.62	12.07	11.02	10.47	12.66	12.29	11.04	11.10	11.48	11.67	10.64	12.46	12.38	12.86	11.75	11.17	13.50

## 1. RESULTADOS

A continuación se presenta la tabla con los factores de penalización obtenidos producto del cálculo descrito:

**Cuadro N° 1:  
FACTORES DE PENALIZACION**

NUDO	TENSION kV	FACTORES DE PENALIZACION	
		POTENCIA [p.u.]	ENERGIA [p.u.]
D. DE ALMAGRO	220	0.9957	1.0293
CARRERA PINTO	220	1.0218	1.0546
CARDONES	220	1.0302	1.0597
MAITENCILLO	220	1.0000	1.0275
PAN DE AZUCAR	220	1.0276	1.0300
<b>QUILLOTA</b>	220	1.0090	1.0000
<b>POLPAICO</b>	220	1.0000	0.9993
CERRO NAVIA	220	1.0554	1.0725
ALTO JAHUEL	220	1.0375	1.0668
RANCAGUA	154	1.0554	1.0943
SAN FERNANDO	154	1.0478	1.0947
ITAHUE	154	1.0019	1.0697
PARRAL	154	0.9827	1.0473
ANCOA	220	0.9932	1.0344
CHARRUA	220	0.9318	0.9850
CONCEPCION	220	0.9811	1.0113
SAN VICENTE	154	0.9953	1.0337
TEMUCO	220	1.0197	1.0615
VALDIVIA	220	1.0169	1.0599
<b>PUERTO MONTT</b>	220	1.0000	1.0561
PUGUEÑUN	110	1.4593	1.5412

**Cuadro N° 2:**  
**FACTOR DE PENALIZACION DE ENERGIA EN BARRAS DE CENTRALES**

Central	Barra	F. Penalización
Arauco	Arauco 066	0.9787
Bocamina	Coronel 154	0.9886
Geotermia (Calabozo)	Calabozo 220	0.9147
Eolica	Pan de Azucar 110	1.0293
Candelaria	Candelaria 220	1.0202
CC V Región	Agua Santa 110	0.9682
CC VI Región	Candelaria 220	1.0202
CC VII Región	Ancoa 220	1.0344
CC VIII Región	Charrua 220	0.9850
CC VIII Región	Chillan 154	1.0032
CC VIII Región	San Vicente 154	1.0337
CC IX Región	Temuco 220	1.0615
Cholguán	Charrua 220	0.9850
Constitución	Itahue 154	1.0697
Diego de Almagro	Diego de Almagro 110	0.9987
E.Verde TG25MW	Rancagua 154	1.0943
Guacolda	Guacolda 220	0.9890
Huasco TG	Huasco 110	1.0139
Huasco	Huasco 110	1.0139
Turbinas El Indio	Agua Santa 110	0.9682
Laguna Verde	Agua Santa 110	0.9682
Laja	Charrua 154	0.9745
Licantén	Itahue 154	1.0697
Linea SIC-SADI Centro	Sadi 220	0.9405
Linea SIC-SADI Sur	Sadi Sur 220	0.8302
Nehuenco I, II y 9B	San Luis 220	0.9440
Nueva Renca	Renca 110	1.0236
Petropower	Hualpen 154	0.9953
Renca	Renca 110	1.0236
San Isidro	San Luis 220	0.9440
Taltal U1 y U2	Paposo 220	0.9742
Valdivia	Valdivia 220	1.0599
Ventanas	Ventanas 110	0.9592