

# **CNE**

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA**

**FIJACION DE PRECIOS DE NUDO  
ABRIL DE 2003  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL  
(SIC)**

**INFORME TECNICO DEFINITIVO**

**ABRIL DE 2003**

**SANTIAGO – CHILE**

**INFORME TECNICO DEFINITIVO**  
**CALCULO DE PRECIOS DE NUDO**  
**EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)**  
**PARA LA FIJACION DE PRECIOS DE ABRIL DE 2003.**

**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 2003, en conformidad a lo estipulado en el DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería y el Reglamento Eléctrico.

**2. PREVISION DE DEMANDA**

En el cuadro N° 1 se indica la previsión de consumo neto<sup>1</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 estimada con motivo de esta Fijación. Además, al igual que en Octubre de 2002, no se ha considerado el consumo abastecido por la central de 60MW de Arauco Generación, la que consistentemente no se ha incluido en el parque generador existente.

---

<sup>1</sup> Por consumo neto se entiende la producción bruta de energía menos los consumos propios de las centrales térmicas.

Cuadro N° 1 : PREVISION DE CONSUMOS EN EL SIC

AÑO	Ventas (GWh)	Producción Neta (GWh)	Factor de Carga (%)
2003	31847	33146	72.0
2004	33822	35150	72.0
2005	36257	37568	72.0
2006	38868	40205	72.0
2007	41783	43188	72.0
2008	45126	46627	72.0
2009	48826	50362	72.0
2010	52927	54672	72.0
2011	57373	59272	72.0
2012	62192	64399	72.0
2013	67416	69779	72.0

Cuadro N° 2 : FACTORES DE REPARTICION TRIMESTRAL

Trimestre	<u>Energía Trimestral</u> Energía Anual	<u>Demanda Max. Trim.</u> Demanda Max. Anual
Ene - Mar	0,237	0,882
Abr - Jun	0,255	1,000
Jul - Sep	0,256	0,993
Oct - Dic	0,252	0,923

### 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°7 "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		
Febrero	2005	Aumento de capacidad A.Jahuel-Polpaico 220 kV a 500 kV Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV Final:	390 MVA 1400 MVA
Julio	2005	Instalación 2do Transformador S/E Maitencillo 220/110 kV Instalación 3er Transformador S/E Pan de Azucar 220/110 kV	75 MVA 75 MVA
Octubre	2005	Aumento de capacidad C.Navia-Polpaico 220 kV	300 MVA
Enero	2006	Aumento de capacidad Charrúa-Concepción 220 kV	300 MVA
Abril	2006	Nueva línea Charrúa-Temuco 220kV	1x270 MVA
Julio	2006	Línea de Interconexión SIC-SING Segundo circuito Diego de Almagro-Carrera Pinto 220 kV Línea Carrera Pinto-Cardones 220 kV Nueva línea Cardones-Maitencillo 220kV Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 220kV Línea Pan de Azúcar - Los Vilos 220kV	250 MW 210 MVA 210 MVA 200 MVA 235 MVA 230 MVA
Abril	2007	Central a gas ciclo combinado 1	372.6 MW
Enero	2008	Central a gas ciclo combinado 2	372.6 MW
Octubre	2008	Central a gas ciclo combinado 3	372.6 MW
Abril	2009	Línea de Interconexión SIC-SADI	400 MW
Enero	2010	Central a gas ciclo combinado 4	372.6 MW
Octubre	2010	Central a gas ciclo combinado 5	372.6 MW
Octubre	2011	Central a gas ciclo combinado 6 Central Hidroeléctrica Neltume	372.6 MW 400 MW
Abril	2012	Central a gas ciclo combinado 7	372.6 MW

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Octubre	2012	Central a gas ciclo combinado 8	372.6 MW
Enero	2013	Central a gas ciclo combinado 9	372.6 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		
Abril	2003	Central Cholguan representada por Arauco Generación S.A. Central Licantén representada por Arauco Generación S.A. Ampliación línea Quillota – Polpaico	15 MW 13 MW 680 MVA
Junio	2003	Central de Colbún S.A. de Ciclo Abierto	253.5MW
Enero	2004	Central Valdivia representada por Arauco Generación S.A. Nueva línea Ancoa – Itahue 2x220 kV Banco transformadores S/E Itahue (220/154 kV)	70 MW 2x400 MVA 300 MVA
Mayo	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
Julio	2004	Cierre ciclo combinado Central de Colbún S.A. Central Ralco	130.7 MW 570 MW
Diciembre	2005	Nueva Línea Charrúa – Chillán 154kV	200 MVA

#### 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 2003, de acuerdo al artículo 99°, número siete, del DFL1/82.

TASA DE CAMBIO : 743.28 \$/US\$

Valor promedio del dólar observado del mes de Marzo de 2003, 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 2003 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 Especifico 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	41.81
Guacolda 2	142.9	Carbón/Petcoke	0.336	2.00	41.81
Bocamina	121.0	Carbón	0.368	1.67	42.30
Ventanas 1	112.8	Carbón	0.415	2.18	44.01
Ventanas 2	197.4	Carbón	0.397	1.38	44.01
Huasco	13.3	Carbón	0.740	3.64	45.05
Laguna Verde	52.7	Carbón	0.850	7.86	48.31
Huasco TG	58.0	Diesel/Fuel	0.362	7.29	290.31
Diego de Almagro	46.0	Diesel	0.337	0.91	322.23
Turbinas El Indio	12.0	Diesel	0.264	1.00	317.78
Renca	92.0	Diesel	0.362	3.64	296.63
E.Verde TG25MW	25.0	Diesel	0.309	1.00	361.65

Centrales a Licor Negro, Biomasa, Petróleo	Potencia MW	Costos Total de Generación Mills/KWh	Costos Variables No Combustibles Mills/KWh
Central Arauco	0-8	5.00	0
	8-25	18.00	0
	25-33	45.00	0
Central Constitución	0-8	0.00	0
	8-12	9.00	0
	12-16	22.00	0
	16-20	33.00	0
Central Cholguán	0-6	0.00	0
	6-9	9.00	0
	9-12	22.00	0
	12-15	33.00	0
Central Licantén	0-5.5	0.00	0
	5.5-8	9.00	0
	8-10.5	22.00	0
	10.5-13	33.00	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 Mills/KWh
Central Nueva Renca	312.3	Ciclo Comb.	Firme	11.18	2.11
Central Nueva Renca	50.0	Ciclo Comb.	Interrumpible	20.83	0.00
Central Nahuenco	318.3	Ciclo Comb.	Firme	10.68	2.31
Central Nahuenco	21.9	Ciclo Comb.	Interrumpible	12.99	2.31
Central Nahuenco	20.9	Ciclo Comb.	Interrumpible 2	18.46	0.10
Central San Isidro	350.0	Ciclo Comb.	Firme	10.93	2.82
Central San Isidro	20.0	Ciclo Comb.	Interrumpible	21.71	2.28
Ciclo Combinado	335.3	Ciclo Comb.	Firme	10.44	2.50
Ciclo Combinado	37.3	Ciclo Comb.	Interrumpible	15.39	2.50
Taltal Unidad 1	120.0	Ciclo Abto.	Firme	13.60	1.84
Taltal Unidad 2	120.0	Ciclo Abto.	Interrumpible	26.08	1.84
Unid. 9B Nahuenco	100.0	Ciclo Abto.	Interrumpible	35.93	1.80
Colbún CA	159.3	Ciclo Abto.	Firme	20.83	2.54
Colbún CA	94.2	Ciclo Abto.	Interrumpible	27.03	2.54
Colbún CC	241.4	Ciclo Comb.	Firme	13.48	2.15
Colbún CC	142.7	Ciclo Comb.	Interrumpible	17.49	2.15

## 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%	202.0
10 - 20%	277.6
Sobre 20%	291.3

Estos valores se determinan según la metodología presentada en el Anexo N° 5 correspondiente.

Valor único representativo: 203.00 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 2003 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>2</sup>, desde abril de 1962 a marzo de 2002. El horizonte de estudio utilizado fue 10 años (años hidrológicos 2003 a 2013), con una cota inicial para el lago Laja al 1° de Abril de **1348.26** msnm<sup>3</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.

---

<sup>2</sup> Se actualizaron las matrices de corto plazo a partir de la información enviada por el CDEC-SIC a solicitud de la CNE.

<sup>3</sup> Fuente: Información diaria de operación del SIC, hecha llegar a la CNE por el CDEC-SIC.

El precio básico de la energía, que resulta de calcular el promedio ponderado de los costos marginales trimestrales (16 trimestres), es de **16.471** \$/kWh en el Nudo Básico Quillota, cuyas consideraciones para su elección como tal, se describen en Anexo N° 3. 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° 4.

Los precios de potencia de punta se derivaron del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas a gas. El precio básico de la potencia de punta resulta igual a **3891.814** \$/kW/mes en el nudo Básico de Potencia (Polpaico 220kV), de acuerdo con los cálculos que se detallan en el Anexo N° 2.

Los precios de energía y potencia en los restantes nudos del SIC, se calcularon aplicando los 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° 8. 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 Puguenuñ, 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	0.9337	0.9744	3633.79	16.049
CARRERA PINTO	220	0.9845	1.0192	3831.49	16.787
CARDONES	220	0.9936	1.0300	3866.91	16.965
MAITENCILLO	220	0.9731	1.0269	3787.12	16.914
PAN DE AZUCAR	220	1.0026	1.0256	3901.93	16.893
<b>QUILLOTA</b>	220	1.0049	1.0000	3910.88	<b>16.471</b>
<b>POLPAICO</b>	220	1.0000	1.0086	<b>3891.81</b>	16.613
CERRO NAVIA	220	1.0612	1.0008	4129.99	16.484
ALTO JAHUEL	220	1.0540	1.0201	4101.97	16.802
RANCAGUA	154	1.0822	1.0371	4211.72	17.082
SAN FERNANDO	154	1.0617	1.0796	4131.94	17.782
ITAHUE	154	1.0197	1.0124	3968.48	16.675
PARRAL	154	1.0208	1.0088	3972.76	16.616
ANCOA	220	1.0189	0.9901	3965.37	16.308
CHARRUA	220	0.9862	0.9538	3838.11	15.710
CONCEPCION	220	0.9985	0.9608	3885.98	15.825
SAN VICENTE	154	1.0361	1.0029	4032.31	16.519
TEMUCO	220	1.0384	1.0583	4041.26	17.431
VALDIVIA	220	1.0435	1.0110	4061.11	16.652
PUERTO MONTT	220	1.0147	1.0332	3949.02	17.018
PUGUEÑUN	110	1.5692	1.5978	6107.03	26.317

## 9. INDEXACION

### 9.1 Precio de la Potencia

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 2003 del dólar observado EEUU, publicado por el Banco Central ( 743.28 \$/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 2002(441.80)
- 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 2003 (115.21)

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 2003 (181.7)

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 2003 (201.64)

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 2003 (230.53)

## 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 1° de Julio de 2003 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.

$$\text{Precio}_{\text{energía}} = \text{Precio}_{\text{base}} * \left( 0.913 * \frac{\text{Precio}_{\text{dólar}}(\$)}{\text{DOLo}} * \frac{1+d}{1+do} + 0.082 * \frac{\text{PD}}{\text{Pdo}} + 0.005 * \frac{\text{PFO}}{\text{PFOo}} \right) * \alpha$$

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  $^{\circ}/1$ .

PD : Precio del petróleo diesel base ENAP Concón, en  $\$/m^3$ , incluidos los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo.

PFO : Precio del Fuel Oil #6 base ENAP Concón, en  $\$/Ton$ , incluidos los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo.

do : Derechos arancelarios aplicables a la importación de bienes de capital, en  $^{\circ}/1$  vigentes ( 0,06  $^{\circ}/1$ ).

DOLo : Valor promedio del mes de Marzo de 2003 del dólar observado EEUU, publicado por el Banco Central ( 743.28  $\$/US\$\$ ).

PDo : Precio del petróleo diesel base ENAP Concón, en  $\$/m^3$ , incluidos los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo vigente (185,200  $\$/m^3$ ).

PFOo : Precio del Fuel Oil #6 base ENAP Concón, en  $\$/Ton$ , incluidos los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo vigente (119,316  $\$/Ton$ ).

$\alpha$  : 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 1345.1 msnm, en el embalse Colbún más el embalse en el lago Chapo, respecto de 4133.75 GWh, energía embalsada esperada al 1 $^{\circ}$  de Julio de 2003.

Valores de **a** : período Abril a Junio de 2003 : 1.0

desde el 1° de Julio de 2003 en adelante :

1.0149	si la energía embalsada al 1°7.2003 es inferior a	3640.477 GWh
0.9864	si la energía embalsada al 1°7.2003 es superior a	4643.919 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 2003 varían en un 0.96 % respecto de la fijación de Octubre de 2002, cifra que corresponde a un 0.09 % por la variación del tipo de cambio (Dólar Acuerdo) entre Octubre de 2002 y Marzo de 2003 y a un 0.87 % por variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica (IPM USA), en seis meses (Julio 2002 - Enero 2003). Se establecen nuevos rangos para los cargos por Potencia Reactiva, cuyos valores se entregan en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 6A**

Rango de Energía en % de Energía Activa	Cargo por Energía Reactiva \$/KVArh
Desde 0 y hasta 10	0.0
Sobre 10 y hasta 20	1.784
Sobre 20 y hasta 30	3.416
Sobre 30 y hasta 50	6.151
Sobre 50 y hasta 80	8.197
Sobre 80	10.242

### 10.2 Condiciones de Aplicación a partir de Septiembre de 2003

A partir del 1° de Septiembre de 2003 en adelante, en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, se deberá aplicar horariamente el 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°6B, 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.

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

<b>Cuociente (%)</b>	<b>Cargo para tensión superior a 100 kV \$/KVArh</b>	<b>Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/KVArh</b>	<b>Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/KVArh</b>
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	3.416	0.0	0.0
Sobre 30 y hasta 40	6.151	6.151	0.0
Sobre 40 y hasta 50	6.151	6.151	6.151
Sobre 50 y hasta 80	8.197	8.197	8.197
Sobre 80	10.242	10.242	10.242

## 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 abril de 2003, .
  - Plan de Obras de corto y mediano plazo considerando la información disponible a febrero de 2003.

## 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) El retiro de la turbina a gas El Indio, de propiedad de Gener, a partir de octubre de 2003, en consideración a la carta N°059/2001 del 18 de julio de 2001, enviada por la Gerencia Area Centrogener y las observaciones al Informe Técnico Preliminar de Abril de 2003.
- 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 disminuyendo el nivel de costo fijo de transporte y aumentando el costo variable de despacho consistentemente con esa proporción. Posteriormente se representa esta central con su potencia y un costo variable determinado con una componente fija (90%) y otra interrumpible (10%).

- d) Se han considerado contratadas en modalidad 100% interrumpible a las unidades Taltal 2 de Endesa y 9b de Colbún, así como 100% firme a la unidad Taltal 1 de Endesa.
- e) 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. Asimismo, se incluyó además la modelación de los fuegos adicionales de los ciclos combinados que poseen esta característica de operación.
- f) 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:
  - Jun03-Jul03 en ciclo abierto 100% interrumpible
  - Ago03-Jun04 en ciclo abierto bajo modalidad mixta (interrumpible/firme).
  - Jul04 en adelante, en ciclo combinado bajo modalidad mixta (interrumpible/firme).
- g) Para las centrales en construcción informadas por Arauco Generación S.A., sin incluir curvas de costos, la CNE ha asignado a cada una de ellas la siguiente curva de costos:
  - Centrales Cholguán y Licantén asimiladas a la curva de costos de central Constitución.
  - Central Valdivia asimilada a la curva de costos de central Arauco.
- h) Se ha incorporado el efecto del vaciado de túneles de central Alfalfal en la matriz de corto plazo para el período abril-mayo de 2003.
- i) Se ha eliminado el descuento de 20.5% en el costo de transporte interrumpible para la unidad 9b de Colbún.
- j) Se ha modificado el Costo Variable No Combustible de la central Nueva Renca, conforme a lo que señala su propietario.

### **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 -7.3 % inferior a los precios libres informados por las empresas conforme a las normas legales, porcentaje que está dentro del límite de aceptación establecido en el artículo 101° del DFL N°1/82.

<b>Precio Medio</b>	<b>(\$/kWh)</b>
<b>Libre</b>	25.08
<b>Teórico</b>	23.25
<b>Diferencia (%)</b>	<b>-7.3%</b>

## **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. 602 al 606, de Marzo de 2003 (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. 602 al 606, de Marzo de 2003 (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 Específico**

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 para el petróleo Fuel y Diesel se han determinado en función del costo del petróleo en RPC y Petrox, incluido el efecto debido al Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, al 31 de Marzo de 2003. Estos precios se modularon en el futuro según la evolución estimada del precio del petróleo crudo Brent, según la siguiente proyección:

Tipo	Costo (US\$/ton)
Fuel ENAP	160.53
Diesel ENAP	296.63

#### PROYECCION PRECIO PETROLEO BRENT (Cambridge Energy Research Associates)

AÑO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
(US\$/BARRIL)	24.50	22.25	19.50	18.75	19.50	20.00	21.00	22.00	20.00	20.50

### 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\$/m3) :	0.055093	0.044660
Agosto de 2002 (US\$/m3) :	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)	0.055	0.045
Precio Boca de Pozo (US\$/Mbtupci)	1.639	1.320

**RECARGOS (%)**

ITEM \ CUENCA	NEUQUINA	NOROESTE
Seguro (%)	0.10%	0.10%
Agente de Aduanas (%)	0.06%	0.06%
Gas retenido por inyección (%)	2.43%	1.20%
Total = (1+Agente)x(1+Seg.)/(1-Iny.) (%)	2.70%	1.40%

**PERFIL DE PRECIOS DE GAS NATURAL**

Año	Arancel (%)	NEUQUINA	NOROESTE
2003	0.42%	1.69	1.34
2004	0.00%	1.68	1.34
2005	0.00%	1.68	1.34
2006	0.00%	1.68	1.34
2007	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 en la programación del modelo GOL.

**PRECIO DEL TRANSPORTE DE GN EN ARGENTINA**

ITEM	NEUQ. C/Desc.	NOROESTE	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. S/Desc.
Transporte Argentina TGN (US\$/Mm3)	11.29	15.75	11.29	11.29	11.29	11.29
Transporte Argentina GA (US\$/Mm3)	10.35		10.35	15.52	0.00	10.35
Recargos (%)	2.70%	1.40%	2.70%	2.70%	2.70%	2.70%
Descuento Transporte (%)	20.50%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
<b>Precio en Chile (US\$/Mm3)</b>	<b>17.663</b>	<b>15.971</b>	<b>22.217</b>	<b>27.531</b>	<b>11.590</b>	<b>22.217</b>
Centrales	Nehu	Taltal	Sisi-Nren-CNE	Nehu II GA Int.	Nehu II GA Firme	Ne9b

**PERFIL DE PRECIOS DEL TRANSPORTE DE GN EN ARGENTINA (US\$/Mbtupci)**

Año	Arancel (%)	NEUQ. C/Desc.	NOROESTE	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. C/Desc.
2003	0.42%	0.5264	0.4760	0.6622	0.8205	0.3454	0.6622
2004	0.00%	0.5242	0.4740	0.6594	0.8171	0.3440	0.6594
2005	0.00%	0.5242	0.4740	0.6594	0.8171	0.3440	0.6594
2006	0.00%	0.5242	0.4740	0.6594	0.8171	0.3440	0.6594
2007	0.00%	0.5242	0.4740	0.6594	0.8171	0.3440	0.6594

**PRECIO DEL TRANSPORTE DE GN EN CHILE**

ITEM	NEUQ. C/Desc.	NOROESTE	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. S/Desc.	NEUQ. C/Desc.
Transporte GA en Chile (US\$/Mm3)	4.41	25.36	4.74	6.62	0.00	4.41
Descuento Transporte (%)	20.50%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
<b>Precio en Chile (US\$/Mm3)</b>	<b>3.506</b>	<b>25.360</b>	<b>4.740</b>	<b>6.615</b>	<b>0.000</b>	<b>4.410</b>
<b>Precio en Chile (US\$/Mbtupci)</b>	<b>0.1041</b>	<b>0.7527</b>	<b>0.1407</b>	<b>0.1963</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.1309</b>

**PERFIL DE PRECIO DEL GN EN CITY GATE (US\$/Mbtupci)**

PRECIO POR AÑO	NEUQ-CHENA C/Desc.	NOROESTE PAPOSO	NEUQ-CHENA S/Desc.	NEUQ-CHENA S/Desc.	NEUQ-CHENA S/Desc.	NEUQ-CHENA C/Desc.
2003	0.6305	1.2286	0.8028	1.0169	0.3454	0.7930
2004	0.6283	1.2267	0.8001	1.0134	0.3440	0.7903
2005	0.6283	1.2267	0.8001	1.0134	0.3440	0.7903
2006	0.6283	1.2267	0.8001	1.0134	0.3440	0.7903
2007	0.6283	1.2267	0.8001	1.0134	0.3440	0.7903

**PRECIO TRANSPORTE A LA CENTRAL**

PRECIO POR CENTRAL	NEUQUINA-CHENA	
	(US\$/m3)	(US\$/Mbtupci)
NEHUENCO	0.00075	0.02212
NE9B	0.00728	0.21605
NEHUENCO II	0.00712	0.21144
SAN ISIDRO	0.00000	0.00000
NUEVA RENCA	0.00000	0.00000

**PRECIO DEL TRANSPORTE DE GN HASTA LA CENTRAL (US\$/MBtu pci)**

CENTRAL	2003	2004	2005-2012
NEHUENCO	0.65	0.65	0.65
NE9B	1.01	1.01	1.01
SAN ISIDRO	0.80	0.80	0.80
NUEVA RENCA	0.80	0.80	0.80
CC CNE CENTRO	0.80	0.80	0.80
NEHUENCO II (GA Firme)	0.56	0.56	0.56
NEHUENCO II (GA Interrumpible)	1.23	1.22	1.22
TALTAL UNIDAD 2	1.23	1.23	1.23

PRECIO GAS NATURAL FIRME, AÑO 2003

ITEM	UNIDAD	NVA. RENCA	NEHUENCO	SAN ISIDRO	CC CNE	TAL1 CA	COLB CA	COLB CC	
Potencia Máxima Neta	MW	312.3	318.3	350.0	335.3	120.0	159.3	241.4	
Tasa de salida forzada	%	5.0%	5.0%	5.0%	4.3%	1.5%	2.5%	2.5%	
Días Mantenimiento		15	4	15	20	12	4	4	
Costos Variables N.C	mills/kWh	2.11	2.31	2.82	2.50	1.84	2.54	2.15	
Cons. específico	kcal/kWh pci	1668	1593	1630	1557.6	2557	0	0	
	kJ/kWh	6982	6668	6823	6520	10705	9765	6320	
	btu/kWh	6618	6321	6467	6180	10147	9256	5991	
Rendimiento	%	52%	54%	53%	55%	34%	37%	57%	
PRECIO COMBUSTIBLE	mills/kWh	11.18	10.68	10.93	10.44	13.60	15.64	10.12	
COSTO VARIABLE	mills/kWh	13.29	12.99	13.75	12.94	15.44	18.18	12.27	
PRECIO DEL GAS	US\$/MBtu pci	1.69	1.69	1.69	1.69	1.34	1.69	1.69	
Boca de pozo	US\$/MBtu pcs	1.49	1.49	1.49	1.49	1.20	1.49	1.49	
Arancel	%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	
Recargo por Impuesto e Inyección	%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	1.4%	2.7%	2.7%	
Costo Transporte Gas							US\$/MBtu pci	0.56	0.56

PRECIO GAS NATURAL INTERRUPTIBLE, AÑO 2003

ITEM	UNIDAD	NVA. RENCA	NEHUENCO	NEHUENCO 2	SAN ISIDRO	CC CNE	TAL2 CA	COLB CA	COLB CC	NE9B INT
Potencia Máxima Neta	MW	50.0	21.9	20.9	20.0	37.3	120.0	94.2	142.7	100.0
Tasa de salida forzada	%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	4.3%	1.5%	2.5%	2.5%	1.5%
Días Mantenimiento		15	4	4	15	20	12	4	4	12
Costos Variables N.C	mills/kWh	0.00	2.31	0.10	2.28	2.50	1.84	2.54	2.15	1.80
Cons. específico	kcal/kWh pci	2108	1399	1988	2197	1558	2557	0	0	3353
	kJ/kWh	8825	5856	8322	9197	6520	10705	9765	6320	14037
	btu/kWh	8365	5551	7888	8717	6180	10147	9256	5991	13306
Rendimiento	%	41%	61%	43%	39%	55%	34%	37%	57%	26%
PRECIO COMBUSTIBLE	mills/kWh	20.83	12.99	18.46	21.71	15.39	26.08	27.03	17.49	35.93
COSTO VARIABLE	mills/kWh	20.83	15.30	18.56	23.99	17.89	27.92	29.57	19.64	37.73
PRECIO DEL GAS	US\$/MBtu pci	2.49	2.34	2.34	2.49	2.49	2.57	2.92	2.92	2.70
Boca de pozo en central	US\$/MBtu pci	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.34	1.69	1.69	1.69
Costo Transporte Gas	US\$/MBtu pci	0.80	0.65	0.65	0.80	0.80	1.23	1.23	1.23	1.01

PRECIOS DE CARBON PL CANCHA DE BOCAMINA Mar-03			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
			AUSTRALIA 1	AUSTRALIA 4	INDONESIA 3	COLOMBIA 4	COLOMBIA 3
FOB	PROM. MENSUAL CW	US\$/Ton	24.20	25.50	24.75	27.31	29.11
P. Calorífico	GAR	Kcal/Kg	6300	6500	6300	6300	6450
FLETE MARITIMO	40-70 miles Tn/viaje	US\$/ton	9.16	9.16	9.52	11.25	11.25
SEGURO MARITIMO	0.08% (FOBT + Flete)	US\$/ton	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
PRECIO CIF	FOBT + Flete + Seguro	US\$/ton	33.39	34.69	34.30	38.59	40.39
DERECHOS DE ADUANA		US\$/ton	2.00	2.08	2.06	0.00	0.00
MERMAS	0.3% CIF	US\$/ton	0.10	0.10	0.10	0.12	0.12
AGENTE DE ADUANA	0.06% CIF	US\$/ton	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
DESCARGA MUELLE	Estudios CNE	US\$/ton	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
PRECIO EN CANCHA	en tonelada física	US\$/ton	40.31	41.69	41.28	43.53	45.34
PRECIO EN CANCHA	en ton. equiv. 6350 Kcal/Kg	US\$/ton	40.63	40.73	41.61	43.88	44.63

PRECIOS EQUIVALENTES

0	0.00
<b>PROMEDIO CANASTA</b>	<b>42.30</b>

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

10

PRECIOS DE CARBON PL CANCHA DE			(1)	(2)
VENTANAS			AUSTRALIA 4	COLOMBIA 3
	Mar-03			
FOB	PROM. MENSUAL CW	US\$/Ton	25.50	29.11
P.Calorífico	GAR	Kcal/Kg	6500	6450
FLETE MARITIMO	40-70 miles Tn/viaje	US\$/ton	9.16	11.25
SEGURO MARITIMO	0.08% (FOBT + Flete)	US\$/ton	0.03	0.03
PRECIO CIF	FOBT + Flete + Seguro	US\$/ton	34.69	40.39
DERECHOS DE ADUANA		US\$/ton	2.08	0.00
MERMAS	0.3% CIF	US\$/ton	0.10	0.12
AGENTE DE ADUANA	0.06% CIF	US\$/ton	0.02	0.02
DESCARGA MUELLE	Estudios CNE	US\$/ton	6.00	6.00
MUESTREO Y ANALISIS	0.15 US\$/Tn	US\$/ton	0.15	0.15
PRECIO EN CANCHA	en tonelada física	US\$/ton	43.04	46.69
PRECIO EN CANCHA	en ton. equiv. 6350 Kcal/Kg	US\$/ton	42.05	45.96

PRECIOS EQUIVALENTES

	0	0.00
PROMEDIO CANASTA		44.01

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

11

PRECIOS DE CARBON F			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
CANCHA DE	GUACOLDA	Mar-03	PETCOKE VZAP	PETCOKE USA	AUSTRALIA 1	AUSTRALIA 4	INDONESIA 3	INDONESIA 5	COLOMBIA 4	COLOMBIA 3
FOB	PROM. MENSUAL CW	US\$/Ton	28.50	27.10	24.20	25.50	24.75	20.50	27.31	29.11
P.Calorífico	GAR	Kcal/Kg	7850	7850	6300	6500	6300	5200	6300	6450
FLETE MARITIMO	40-70 miles Tn/viaje	US\$/ton	9.54	9.54	9.16	9.16	9.52	9.52	11.25	11.25
SEGURO MARITIMO	0.08% (FOBT + Flete)	US\$/ton	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03
PRECIO CIF	FOBT + Flete + Seguro	US\$/ton	38.07	36.67	33.39	34.69	34.30	30.04	38.59	40.39
DERECHOS DE ADUANA		US\$/ton	0.00	2.20	2.00	2.08	2.06	1.80	0.00	0.00
MERMAS	0.3% CIF	US\$/ton	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.09	0.12	0.12
AGENTE DE ADUANA	0.06% CIF	US\$/ton	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
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	41.92	42.71	39.22	40.60	40.19	35.66	42.44	44.25
PRECIO EN CANCHA	en ton. equiv. 6350 Kcal/Kg	US\$/ton	41.92	42.71	39.53	39.67	40.51	43.55	42.78	43.56
			MEZCLA	40.37	40.46	41.05	43.18	42.64	43.19	

PRECIOS EQUIVALENTE

precio medio cif eq 7850 p	42.31
PROMEDIO MEZCLA	41.81

PRECIOS DE CARBON PL			(1)	(2)	(3)
CANCHA DE	HUASCO	Mar-03	AUSTRALIA 1	AUSTRALIA 4	INDONESIA 3
FOB	PROM. MENSUAL CW	US\$/Ton	24.20	25.50	24.75
P.Calorífico	GAR	Kcal/Kg	6300	6500	6300
FLETE MARITIMO	40-70 miles Tn/viaje	US\$/ton	9.16	9.16	9.52
SEGURO MARITIMO	0.08% (FOBT + Flete)	US\$/ton	0.03	0.03	0.03
PRECIO CIF	FOBT + Flete + Seguro	US\$/ton	33.39	34.69	34.30
DERECHOS DE ADUANA		US\$/ton	2.00	2.08	2.06
MERMAS	0.3% CIF	US\$/ton	0.10	0.10	0.10
AGENTE DE ADUANA	0.06% CIF	US\$/ton	0.02	0.02	0.02
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	44.38	45.76	45.35
PRECIO EN CANCHA	en ton. equiv. 6350 Kcal/Kg	US\$/ton	44.73	44.71	45.71

PRECIOS EQUIVALENTES

0	0.00
PROMEDIO CANASTA	45.05

## 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 2003	18.3	8452
Jul-Sep 2003	19.4	8485
Oct-Dic 2003	17.0	8353
Ene-Mar 2004	18.6	8331
Abr-Jun 2004	23.0	8963
Jul-Sep 2004	17.1	8998
Oct-Dic 2004	15.8	8858
Ene-Mar 2005	21.6	8904
Abr-Jun 2005	28.4	9580
Jul-Sep 2005	20.0	9617
Oct-Dic 2005	19.4	9467
Ene-Mar 2006	24.4	9529
Abr-Jun 2006	29.9	10252
Jul-Sep 2006	27.5	10292
Oct-Dic 2006	29.0	10132
Ene-Mar 2007	26.8	10236

**Promedio ponderado :** 22.16 (Mills/KWh)

Precio de la energía en nudo Quillota 220 KV:

$$\text{Precio Básico Energía} = 22.16 * 743.28 = 16.471 \text{ (\$/kWh)}$$

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 DE PUNTA

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>tq</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 378.057 US\$/kW. Aplicando el costo financiero por adelanto de inversión indicado, resulta:

$$C_{tq} = 396.507 \text{ US\$/kW}$$

- 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 15.70 US\$/kW, que incluye un arancel de 0,06%. Aplicando el incremento de costo financiero por adelanto de inversión, resulta:

$$C_L = 16.46 \text{ US\$/KW.}$$

- 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 2002 y Marzo de 2003, y del Índice de Sueldos y Salarios entre Julio de 2002 y Enero de 2003.

$$Cop = 0.7853 \text{ US\$/kW/mes}$$

- f)  $a$ : Margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico. Se ha considerado la referencia internacional que se detalla en el Anexo N° 6. 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:

$$\begin{aligned} W &= (396.507 \times 0.009366 + 16.46 \times 0.008459 + 0.7853) \times (1 + 0.1176) \times 1.01 \\ &= 5.236 \text{ US\$/kW/mes} \end{aligned}$$

$\text{Precio Básico Potencia} = 5.236 * 743.28 = 3891.814 \text{ (\$/kW/mes)}$
---

## **ANEXO N° 3**

### **DETERMINACION DE LA SUBESTACION BASICA DEL SIC (Nudo Básico)**

#### **INTRODUCCION**

De acuerdo al Reglamento Eléctrico, para el cálculo de precio básico de la energía, la CNE debe considerar la o las subestaciones básicas de energía, para las cuales se determine dicho precio.

De acuerdo al artículo 274°, para seleccionar la o las subestaciones en donde se calcule el costo marginal esperado del sistema, deberán considerarse los siguientes elementos, para todo el período de estudio del Plan de Obras:

- a) Localización de centrales que operen marginalmente;
- b) Tramos de intercambio;
- c) Barras netas de consumo; y
- d) Demanda zonal respecto de la demanda total del sistema.

#### **CRITERIOS ADOPTADOS POR LA CNE**

Considerando los criterios señalados en el artículo recién mencionado, esta Comisión ha aplicado un procedimiento destinado a identificar la o las subestaciones básicas de energía. A continuación se explica cada uno de estos criterios:

- a) Localización de centrales que operen marginalmente

En consideración a este criterio y mediante la utilización de un horizonte de 40 trimestres, el despacho del parque generador para cada uno de los 40 años hidrológicos, el Plan de Obras vigente y el costo marginal trimestral que resulta de la operación, se establece la frecuencia de marginación por central para el universo de 1600 costos marginales trimestrales (40hid.x40trimestres).

b) Determinación de tramos de intercambio

En base al comportamiento de flujo esperado de energía, para los tramos más importantes del sistema, midiendo su comportamiento en un horizonte de 10 años, se identifican aquellos con características de intercambio.

c) Barra neta de consumo

Considerando el mismo escenario anterior se evalúa esta condición para cada una de las barras del sistema modelado (consumo v/s oferta local).

d) Demanda relevante respecto del total del sistema

Esta característica se evalúa por barra, considerando factores típicos de repartición de demanda para el SIC y la previsión de demanda considerada en la presente fijación.

## RESULTADO

Considerando los resultados del análisis anterior, se establece que la subestación básica del Sistema Interconectado Central, corresponde a la barra de Quillota 220kV.

**ANEXO N° 4**  
**CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SIC**  
**EN FIJACION DE ABRIL DE 2003**

**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 2002.
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.

**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 PCP1.

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 sobrecosto 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 Sobrecosto por Indisponibilidad = 1.000183 p.u**

Se afectó los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobrecosto. 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 sobrecosto:

**Frf = 1.0032**

Con este coeficiente de sobrecosto 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 sobrecosto:

$$\text{Frv} = 1.0109$$

Con este coeficiente de sobrecosto 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° 5**

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

#### **1. Introducción**

En base a los antecedentes entregados como resultado del Estudio Social de Falla en el Sistema Interconectado Central, elaborado por Pablo Serra Asesorías, entregado a principios de 2002, se presenta a continuación la estructura aplicable a la determinación del costo de falla.

Conforme al resultado del referido estudio, 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. El trabajo 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 : PCU3511#1). 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.

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

##### 4.1. Indexadores

Indexadores	Base	Feb-03	Var (%)
PNE	14.850	16.001	7.75%
PNP	2,044.24	3,770.52	84.45%
PM	18.739	23.175	23.67%
PD	156,117.35	244,350.00	56.52%
IPM	171.96	207.25	20.52%
DO	574.63	745.21	29.69%
Ta	9.0%	6.0%	-33.33%
PCU3511	166.50	173.10	3.96%
EQ	104,286.73	136,735.60	31.12%

Indexadores	Base	Ene-03	Var (%)
RH	127.4	133.7	4.95%

Nombre		BT1a	BT2
Comuna	Empresa	(\$/kWh)	(\$/kWh)
Santiago	Chilectra	53.155	22.144
Valparaiso	Chilquinta	57.051	22.462
Temuco	CGE	57.598	22.346
Pto. Montt	Saesa	69.646	24.356
Equivalente a Feb-03		55.351	22.366
Valor Base		46.707	20.587
Var (%)		18.51%	8.64%

#### 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	129.31%	128.19%	127.97%
10	89.78	88.71	91.64	10	128.36%	128.03%	128.11%
20	125.31	133.54	132.46	20	125.52%	125.06%	125.35%
30	136.79	139.54	136.82	30	124.90%	124.76%	125.07%
Sector Residencial (CFR)				Sector Residencial (IB)			
5	32.87	32.87	32.87	5	118.51%	118.51%	118.51%
10	32.87	32.87	32.87	10	118.51%	118.51%	118.51%
20	32.87	32.87	32.87	20	118.51%	118.51%	118.51%
30	32.87	32.87	32.87	30	118.51%	118.51%	118.51%
Sector Servicios (CFS)				Sector Servicios (IC)			
5	6.00	5.93	5.88	5	108.64%	108.64%	108.64%
10	5.78	5.80	5.77	10	108.64%	108.64%	108.64%
20	5.38	5.29	5.30	20	108.64%	108.64%	108.64%
30	5.25	5.22	5.25	30	108.64%	108.64%	108.64%

**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:

$$CFALLA = CFPxIA + CFRxIB + CFSxIC$$

Costo Social de Falla Medio (\$ por KWh)			
porcentaje	meses		
	1	2	10
5	137.76	145.06	150.75
10	160.48	158.83	162.62
20	202.08	211.70	210.75
30	215.51	218.71	215.79

Costo Social de Falla Medio (mills por KWh)			
porcentaje	meses		
	1	2	10
5	184.87	194.66	202.29
10	215.35	213.13	218.23
20	271.17	284.08	282.80
30	289.19	293.49	289.56

Dólar Obs. (\$/US\$) a Feb-03 745.21

## 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%	202.0
10 - 20%	277.6
Sobre 20%	291.3

## **ANEXO N° 6**

### **MARGEN DE RESERVA TEÓRICO (MRT)**

Con el fin de mantener criterios estables para la definición de parámetros que afectan los niveles de precio, la CNE ha decidido considerar referencias internacionales de aceptación generalizada y a la vez representativas de este tipo de unidades generadoras, tales como las publicadas por el NERC (North American Electric Reliability Council) en su sistema de información GADS (Generating Availability Data System), el cual contiene la información estadística de disponibilidad para más del 92% del parque generador instalado en EE.UU. y Canadá.

De la inspección a la estadística correspondiente para turbinas a gas de tamaño superior a 50 MW, la CNE ha adoptado como valor más representativo de DUPA, el factor de disponibilidad "AF" (Availability Factor) acumulado para el período 1982-1999.

En virtud de lo anterior, la CNE ha determinado el valor de DUPA exigido por la actual reglamentación, conforme una disponibilidad igual a **89,48%**, valor obtenido de la fuente citada en los párrafos precedentes. De este modo, el valor de DUPA señalado actualiza el MRT a un valor igual a **11.76%**, que es el valor considerado en la presente fijación.

## **ANEXO N° 7**

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

**ABRIL de 2003**

## **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, mejor alternativa de desarrollo termoeléctrica del sistema, se escogió un proyecto de referencia de central ciclo combinado de 372,6 MW.
- Se ha considerado como alternativa de proyecto de interconexión entre el SIC y el SING al proyecto presentado por la empresa ELECTROANDINA cuyas características técnicas y económicas se muestran en el Cuadro N°2, y que se modeló como una central ficticia inyectando energía en el nudo D. de Almagro según la matriz de costos marginales que se presenta en el punto 2.2.6.
- 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.
- 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 estimado al 1° de Abril de 2003.

## 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 2003, a marzo de 2015.

La tasa de descuento a utilizar es 10% anual, de acuerdo con el artículo 99 del 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
2003	5.00%	31,847
2004	6.20%	33,822
2005	7.20%	36,257
2006	7.20%	38,868
2007	7.50%	41,783
2008	8.00%	45,126
2009	8.20%	48,826
2010	8.40%	52,927
2011	8.40%	57,373
2012	8.40%	62,192
2013	8.40%	67,416
2014	8.40%	73,079
2015	8.40%	79,218

\*No incluye la demanda abastecida por una unidad de 60MW de la central Arauco.

### 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	Feb-05	A. Jahuel-Polpaico	17.6	0.36
Aumento de capac. Charrúa-Chillán 154 kV	1 x 200 MVA	Abr-05	Charrúa-Chillán	11.58	0.25
Aumento de capac. Charrúa-Concepción 220 kV	300 MVA	Oct-05	Charrúa-Concepción	17.68	0.45
Segundo Circuito Línea D. Almagro-Carrera Pinto 220 kV	210 MVA	Abr-05	D. Almagro-Carrera	4.7	0.12
Nueva Línea D. Almagro-Carrera Pinto 220 kV	210 MVA	Abr-05	D. Almagro-Carrera	11.34	0.31
Nueva Línea Cardones-Carrera Pinto 220 kV	210 MVA	Abr-05	Cardones-Carrera	12.5	0.34
Nueva Línea Cardones-Maitencillo 220 kV	200 MVA	Abr-05	Cardones-Maitencillo	18	0.54
Nueva Línea Maitencillo - P. Azúcar 220kV	235 MVA	Abr-05	Maitencillo - P. Azúcar	20	0.60
Nueva Línea P. Azúcar - Los Vilos 220kV	230 MVA	Abr-05	P. Azúcar - Los Vilos	20	0.60
Aumento de Capacidad C° Navia-Polpaico 200 kV	300 MVA	Abr-05	C° Navia-Polpaico	10	0.27
Nueva Línea Charrúa-Temuco 220 kV	1 x 270 MVA	Oct-05	Charrúa-Temuco	31.33	0.76
<b>LINEA DE INTERCONEXION</b>					
Electroandina 2 x 220 kV	300 MW	Abr-05	D. Almagro	124.7 <sup>1</sup>	4.3
Argentina-Chile 2 x 220 kV	400 MW	Abr-08	Polpaico	130	3.9
<b>CENTRALES HIDROELÉCTRICAS</b>					

<sup>1</sup> NO incluye ampliaciones adicionales.

PROYECTOS	Características	Fecha más pronta de Puesta en servicio	Zona De conexión	Inversión	
				Línea / Central	Costos de O&M
Neltume	400 MW	Ene-08	Valdivia	353	2.46
<b>CENTRALES TERMOELÉCTRICAS</b>					
Ciclo combinado CNE	372.6MW	Oct-06	Reg.V, VI y VIII	234.5	22.8 <sup>2</sup>

En el proceso de optimización se consideró aquellas alternativas de generación en base a gas natural 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 Cuadro N°4, contenidos en el cuerpo principal de este Informe. Adicionalmente, para las centrales a gas natural se consideró lo siguiente:

Cuadro N° 3: Costo variable combustible (mills/kwh)										
CENTRAL A GAS NATURAL	10304	10405	10506	10607	10708	10809	10910	11011	11112	11213
NUEVA RENCA FIRME	11.18	11.12	11.12	11.12	11.12	11.12	11.12	11.12	11.12	11.12
NUEVA RENCA INTERRUMPIBLE	20.83	20.74	20.74	20.74	20.74	20.74	20.74	20.74	20.74	20.74
NEHUENCO FIRME	10.68	10.62	10.62	10.62	10.62	10.62	10.62	10.62	10.62	10.62
NEHUENCO INTERRUMPIBLE	12.99	12.93	12.93	12.93	12.93	12.93	12.93	12.93	12.93	12.93
NEHUENCO INT. 2	18.46	18.38	18.38	18.38	18.38	18.38	18.38	18.38	18.38	18.38
SAN ISIDRO FIRME	10.93	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87	10.87
SAN ISIDRO INTERRUMPIBLE	21.71	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62
CC CNE FIRME	10.44	10.38	10.38	10.38	10.38	10.38	10.38	10.38	10.38	10.38
CC CNE INTERRUMPIBLE	15.39	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33
TAL1 CA FIRME	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60
TAL2 CA INTERRUMPIBLE	26.08	26.08	26.08	26.08	26.08	26.08	26.08	26.08	26.08	26.08
NE9B INTERRUMPIBLE	35.93	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79
COLB CA FIRME	20.83	20.73	20.73	20.73	20.73	20.73	20.73	20.73	20.73	20.73
COLB CA INTERRUMPIBLE	27.03	26.84	26.84	26.84	26.84	26.84	26.84	26.84	26.84	26.84
COLB CC FIRME	13.48	13.42	13.42	13.42	13.42	13.42	13.42	13.42	13.42	13.42
COLB CC INTERRUMPIBLE	17.49	17.37	17.37	17.37	17.37	17.37	17.37	17.37	17.37	17.37

2

Incluye Costo de transporte de gas 90% Firme.

### 2.1.5. Línea de interconexión SIC-SING

El proyecto de interconexión SIC-SING se modeló como una central virtual en tres tramos, con una inyección en el nudo Diego de Almagro, y cuyo precio de oferta al SIC se obtuvo modelando diferentes niveles de potencia retirada del SING, considerando las restricciones de operación vigentes en dicho sistema. Los costos marginales de oferta de dicha central virtual, se entregan en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 4 :**  
**COSTOS MARGINALES INTERCONEXION SIC-SING**

Año	CMg (100 MW)	CMg (200 MW)	CMg (250 MW)
2002-2003	16.02	18.81	20.09
2003-2004	16.40	19.07	20.47
2004-2005	16.72	19.44	20.75
2005-2006	17.18	19.79	21.54
2006-2007	17.44	20.60	22.43
2007-2008	17.69	21.15	23.18
2008-2009	18.89	23.48	25.86
2009-2010	21.30	31.13	38.52
2010-2011	31.63	40.31	53.14
2011-2012	36.18	58.53	77.25

Además, se señala que la línea se limitó para transferir una potencia máxima de 250 MW en atención a criterios de estabilidad.

### 2.1.6. Línea de interconexión SIC-SADI

El proyecto de interconexión con Argentina, se modeló como una central virtual de 400MW, con una inyección en el nudo Polpaico y 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. Este precio, referido al nudo

Polpaico resulta igual a 19,09 Mills/kWh<sup>3</sup>.

### 2.1.7. 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° 5.

## 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

---

<sup>3</sup> Se consideró un factor de pérdidas del 6%.

proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo y de minimizar la siguiente función objetivo:

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

*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		
Febrero	2005	Aumento de capacidad A.Jahuel-Polpaico 220 kV a 500 kV Línea Ancoa-Rodeo-Polpaico 500 kV Final:	390 MVA 1400 MVA
Julio	2005	Instalación 2do Transformador S/E Maitencillo 220/110 kV Instalación 3er Transformador S/E Pan de Azucar 220/110 kV	75 MVA 75 MVA
Octubre	2005	Aumento de capacidad C.Navia-Polpaico 220 kV	300 MVA
Enero	2006	Aumento de capacidad Charrúa-Concepción 220 kV	300 MVA
Abril	2006	Nueva línea Charrúa-Temuco 220kV	1x270 MVA
Julio	2006	Línea de Interconexión SIC-SING Segundo circuito Diego de Almagro-Carrera Pinto 220 kV Línea Carrera Pinto-Cardones 220 kV Nueva línea Cardones-Maitencillo 220kV Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 220kV Línea Pan de Azúcar - Los Vilos 220kV	250 MW 210 MVA 210 MVA 200 MVA 235 MVA 230 MVA
Abril	2007	Central a gas ciclo combinado 1	372.6 MW
Enero	2008	Central a gas ciclo combinado 2	372.6 MW
Octubre	2008	Central a gas ciclo combinado 3	372.6 MW
Abril	2009	Línea de Interconexión SIC-SADI	400 MW
Enero	2010	Central a gas ciclo combinado 4	372.6 MW
Octubre	2010	Central a gas ciclo combinado 5	372.6 MW
Octubre	2011	Central a gas ciclo combinado 6 Central Hidroeléctrica Neltume	372.6 MW 400 MW
Abril	2012	Central a gas ciclo combinado 7	372.6 MW
Octubre	2012	Central a gas ciclo combinado 8	372.6 MW
Enero	2013	Central a gas ciclo combinado 9	372.6 MW
Octubre	2013	Central a gas ciclo combinado 10	372.6 MW
Abril	2014	Central a gas ciclo combinado 11	372.6 MW

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

Fecha de entrada		Obras en Construcción	Potencia
Mes	Año		
Abril	2003	Central Cholguan representada por Arauco Generación S.A. Central Licantén representada por Arauco Generación S.A. Ampliación línea Quillota – Polpaico	15 MW 13 MW 680 MVA
Junio	2003	Central de Colbún S.A. de Ciclo Abierto	253.5MW
Enero	2004	Central Valdivia representada por Arauco Generación S.A. Nueva línea Ancoa – Itahue 2x220 kV Banco transformadores S/E Itahue (220/154 kV)	70 MW 2x400 MVA 300 MVA
Mayo	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
Julio	2004	Cierre ciclo combinado Central de Colbún S.A. Central Ralco	130.7 MW 570 MW
Diciembre	2005	Nueva Línea Charrúa – Chillán 154kV	200 MVA

## **ANEXO N° 8**

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

**ABRIL de 2003**

#### **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 superior a 1.500 kW 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 2003, la Comisión ha decidido actualizar los Factores de Penalización actualmente 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 un Modelo Multinodal, OSE2000.

El modelo OSE2000 considera la representación topológica tanto del SIC como del SING, necesaria para el caso de modelar la interconexión de ambos sistemas.

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;
- Para cada uno de los doce meses del año, se utilizó una curva de duración distinta según el tipo de demanda (12x2).

Por otra parte, el flujo en cada línea se representó mediante una aproximación lineal de 3 tramos, permitiendo así una mejor representación de los flujos y determinación de pérdidas.

Los Factores de Penalización 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.

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.

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.

### 3. 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	0.9337	0.9744
CARRERA PINTO	220	0.9845	1.0192
CARDONES	220	0.9936	1.0300
MAITENCILLO	220	0.9731	1.0269
PAN DE AZUCAR	220	1.0026	1.0256
<b>QUILLOTA</b>	220	1.0049	1.0000
<b>POLPAICO</b>	220	1.0000	1.0086
CERRO NAVIA	220	1.0612	1.0008
ALTO JAHUEL	220	1.0540	1.0201
RANCAGUA	154	1.0822	1.0371
SAN FERNANDO	154	1.0617	1.0796
ITAHUE	154	1.0197	1.0124
PARRAL	154	1.0208	1.0088
ANCOA	220	1.0189	0.9901
CHARRUA	220	0.9862	0.9538
CONCEPCION	220	0.9985	0.9608
SAN VICENTE	154	1.0361	1.0029
TEMUCO	220	1.0384	1.0583
VALDIVIA	220	1.0435	1.0110
PUERTO MONTT	220	1.0147	1.0332
PUGUEÑUN	110	1.5692	1.5978

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

<b>Central</b>	<b>Barra</b>	<b>F. Penalización</b>
Arauco 1, 2 y 3	Arauco 066	1.0799
Bocamina	Coronel 154	0.9660
CC Colbún	San Luis 220	0.9691
Celco 1, 2, 3 y 4	Itahue 154	1.0124
Cholguán	Charrua 220	0.9538
Constitucion	Itahue 154	1.0124
Diego Almagro TG	Diego de Almagro 110	0.9598
EV25	Rancagua 154	1.0371
Guacolda	Guacolda 220	0.9763
Huasco TG	Huasco 110	1.0163
Huasco TV	Huasco 110	1.0163
Indio TG	El Indio 110	1.1434
Laguna Verde	Agua Santa 110	0.9723
Laja	Charrua 154	0.9684
Licantén	Itahue 154	1.0124
Línea SIC-SADI	Polpaico 220	1.0086
Línea SIC-SING	Diego de Almagro 220	0.9744
Nehuenco	San Luis 220	0.9691
Nehuenco 9B	San Luis 220	0.9691
Nueva Renca	Renca 110	0.9939
Petropower	Hualpen 154	0.9698
Renca	Renca 110	0.9939
San Isidro	San Luis 220	0.9691
Taltal	Paposo 220	0.9374
Valdivia	Valdivia 220	1.0110
Ventana	Ventanas 110	1.0120
CC 01 AJa	Alto Jahuel 220	1.0201
CC 02 Cha	Charrua 220	0.9538
CC 03 AJa	Alto Jahuel 220	1.0201
CC 04 Cha	Charrua 220	0.9538
CC 05 AJa	Alto Jahuel 220	1.0201
CC 06-11 Cha	Charrua 220	0.9538