

perspectivas regulatorias en distribución

GERENCIA DE REGULACIÓN Y GESTIÓN DE ENERGÍA



Presencia 5 países

Clientes 13,1 millones

Ventas 32,9 TWh

EBITDA US\$ 971,6MM

Concesión 203 mil km²





GRUPO ENERSIS



CHILECTRA

Clientes

1,598 millones

Densidad

746 clientes/km²

Ventas

6,3 TWh

EBITDA

US\$ 118,8MM

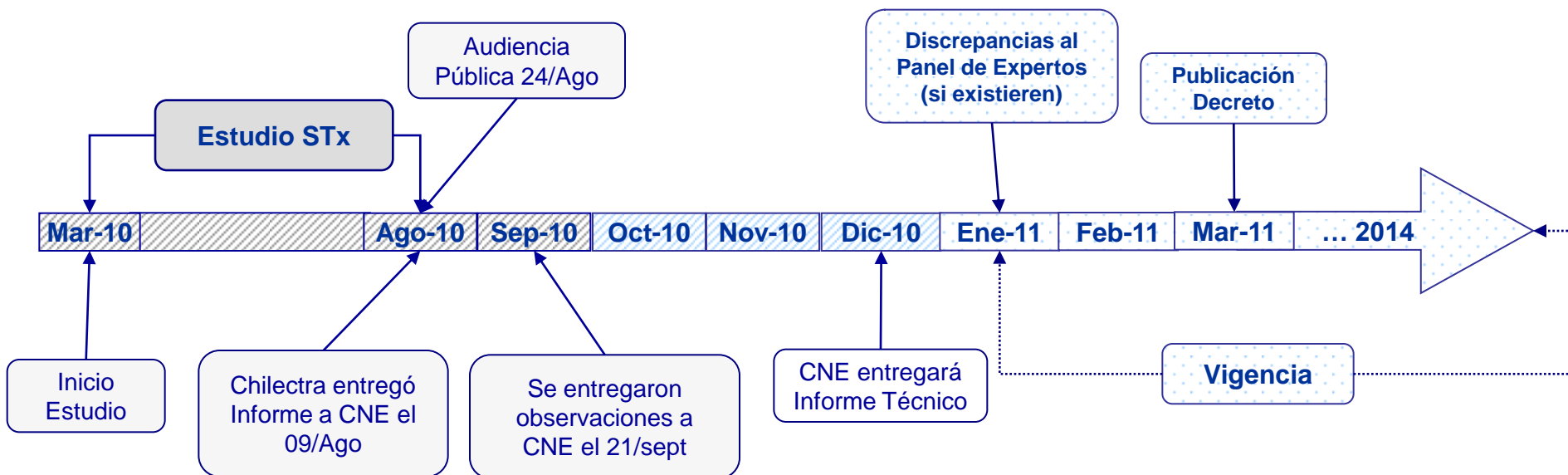
Pérdidas

6,1 %

- Mediante las adjudicaciones realizadas en noviembre de 2006, julio de 2007 y marzo de 2008, Chilectra asignó el 100% de los requerimientos licitados de energía para el período 2010-2025.
- El mercado regulado de Chilectra está cubierto con estas Licitaciones hasta el año 2013.
- Los precios obtenidos por Chilectra en las licitaciones son consistentes con las tecnologías de expansión del sistema en el largo plazo y su indexación está referida al precio del carbón, GNL y CPI.
- Se estudia la posibilidad de realizar un cuarto proceso licitatorio durante 2010, para suministro que parte en el año 2014.

[Ir a Anexo: Licitaciones de Suministro](#)

▪ El proceso regulatorio está en desarrollo con el siguiente cronograma:



coelce
Companhia Energética do Ceará



	AMPLA	COELCE
Cientes	2,5 millones	3,0 millones
Densidad	77 clientes/ km ²	20 clientes/ km ²
Ventas	4,9 TWh	4,3 TWh
EBITDA	US\$ 272,2 MM	US\$ 218,0 MM
Pérdidas	21,3 %	11,9 %

AMPLA

**Revisión
tarifaria (RTP)**



**Reajustes
Tarifarios Anuales**

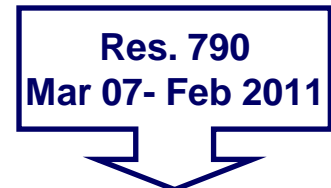


Efecto medio para consumidor

+ 10,95% + 0,82% - 4,7%

COELCE

**Revisión
tarifaria (RTP)**



**Reajustes Tarifarios
Anuales**



Efecto medio para consumidor

+ 6,78% + 11,25% + 3,41%

- Anualmente se actualizan los costos no gerenciabiles de la Parcela A y se reajustan los costos gerenciabiles de la Parcela B (mediante el factor IGPM – X).
- El incremento de la parcela A fue de +1,66%.
- El incremento de la parcela B fue de +1,32% (IGPM = 0,24% y factor X = - 1,08%) .
- Los clientes finales percibieron variaron en -4,70%.
 - Clientes en baja tensión (< 2.3 kV): -5,09%.
 - Clientes grupo A2 (88 a 138 kV): -6,66%
 - Clientes grupo A3 (69 kV): -7,50%.
 - Clientes grupo A4 (2.3 a 25 kV): -0,96%.
- Tarifa B1 residencial pasó de 398,8 a 373,9 R\$/MWh.

Reajuste Final
(Efecto medio para consumidor)

=

Reposicionamiento tarifario
1,53%

+

Ajuste financiero
-2,90%

+

Financieros retirados de base
-3,33%

=

-4,70%

Diferencia % entre Facturación estimada y requerida

Facturación estimada
(con tarifas actuales)
2.767 MMR\$

Facturación requerida
Parcela A + Parcela B
2.809 MMR\$

Parcela A (Costos no gerenciables)
1.723 MMR\$

Parcela B (Costos gerenciables)
1.086 MMR\$

Compra de Energía (999 MMR\$)
Transporte Energía (342 MMR\$)
Cargos Sectoriales (382 MMR\$)

- Anualmente se actualizan los costos no gerenciabiles de la Parcela A y se reajustan los costos gerenciabiles de la Parcela B (mediante el factor $IGPM - X$).
- El incremento de la parcela A fue de 3,64%.
- El incremento de la parcela B fue de 2,98% ($IGPM = 1,94\%$ y factor $X = - 1,03\%$).
- Los clientes finales percibieron un aumento de +3,41%.
 - Clientes en baja tensión (< 2.3 kV): +4,14% .
 - Clientes grupo A1 (>230 kV): -3,06%.
 - Clientes grupo A3 (69 kV): -2,69%.
 - Clientes grupo A4 (2.3 a 25 kV): +2,19%.
- Tarifa B1 residencial pasó de 379,6 a 401,9 R\$/MWh.

Reajuste Final
(Efecto medio para consumidor)

=

Reposicionamiento tarifario
4,19 %

+

Ajuste financiero
4,86 %

-

Otros ajustes financieros
5,64%

=

3,41%

Diferencia % entre Facturación estimada y requerida

Facturación estimada
(con tarifas actuales)
2.260 MMR\$

Facturación requerida
Parcela A + Parcela B
2.354 MMR\$

Parcela A (Costos no gerenciables)
1.378 MMR\$

Parcela B (Costos gerenciables)
976 MMR\$

Compra de Energía (1.035 MMR\$)
Transporte Energía (116 MMR\$)
Cargos Sectoriales (227 MMR\$)

- Ampla retomó la instalación del Ampla Chip (sistema de telegestión que ha sido eficaz en el control de pérdidas), luego de la aprobación del Inmetro.
- Coelce fue elegida por segundo año consecutivo como la mejor empresa de distribución de energía eléctrica de Brasil en satisfacción al cliente, según la 12ª Encuesta Abradee. También ocupó el primer lugar en “Información y Comunicación con el Cliente” y en el indicador “Imagen de la Empresa”.
- Coelce recibió el "Premio Socioambiental Chico Mendes 2010", por el programa Ecoelce, el cual facilita el cambio de desechos reciclables por descuentos en la factura de energía.

Audiencia Pública N° 043/2010:

- Propone sustitución de medidores electrónicos para clientes en baja tensión.
- Aneel recibió comentarios de los agentes y determinó crear un grupo de trabajo interministerial amplio para redes inteligentes.
- Proceso abierto hasta diciembre 17 de 2010.

Consulta Pública N° 035/2009:

- Propone modificación de estructuras y fórmulas tarifarias para la creación de tarifas horarias residenciales (en Brasil este tipo de tarifas flexibles sólo están disponibles para clientes industriales).
- Se busca avanzar en paralelo junto con la sustitución de medidores electrónicos aptos para ofrecer este servicio.

Audiencia Pública N° 040/2010:

- Propone modificaciones a las metodologías de cálculo tarifario para el tercer ciclo de revisiones tarifarias periódicas (costos operacionales, base de remuneración, factor X, costo de capital).
- Proceso abierto hasta diciembre 10 de 2010.



EDELNOR

Clientes

1,0 millones

Densidad

435 clientes/ km²

Ventas

3,0 TWh

EBITDA

US\$ 84,2MM

Pérdidas

8,2 %

Abastecimiento de Energía

- La regulación en Perú exige una cobertura con antelación de 24 meses.
- Durante 2009 se realizaron tres licitaciones de corto plazo, para obtener la cobertura del mercado regulado para el período 2011-2013.
- Durante 2010 se realizaron tres licitaciones para cubrir la demanda del mercado regulado y libre para los períodos 2014-2021 (8 años), 2014-2023 (10 años) y 2014-2025 (12 años), procesos exitosos logrando adjudicar el 100 % de la demanda requerida en cada proceso.

Fijación de Tarifas y Compensaciones del SST y SCT (2009-2013)

- Durante 2009 concluyó el proceso de fijación del peaje en los sistemas secundarios y complementarios de transmisión.
- El Osinergmin publicó la Resolución 184 del 16 de octubre de 2009, que fija las nuevas tarifas vigentes entre noviembre 1° de 2009 y abril 30 de 2013.
- El incremento final del peaje fue del 6,9%, respecto de los peajes vigentes a octubre de 2009.

Revisión tarifaria

- Durante 2009 concluyó el proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución para el período 2009-2013.
- El Osinergmin publicó la Resolución 181 del 16 de octubre de 2009 y la Resolución 298 del 28 de diciembre de 2009, que fijó las nuevas tarifas de distribución. Las tarifas entraron en vigencia el 1° de noviembre de 2009.
- El VAD promedio resultante presentó una disminución de 7,2% para el VAD de media tensión y del 2,4% para el cargo fijo, y un incremento de 2,4% para el VAD de baja tensión (respecto de los valores vigentes en octubre de 2009).



EDESUR

Cientes

2,4 millones

Densidad

697 clientes/ km²

Ventas

8,3 TWh

EBITDA

US\$ 37,5MM

Pérdidas

10,5 %

Ajustes tarifarios recientes

- La revisión tarifaria integral (RTI) se mantiene pendiente; sin embargo, se han registrado avances en algunos aspectos tales como:
 - Durante 2008 se firmó la prórroga del Acuerdo Marco (el Estado Nacional y el Gobierno Provincial se responsabilizaron de los pagos de los consumos eléctricos de los asentamientos de escasos recursos).
 - Durante 2008 se autorizaron aumentos tarifarios para clientes que consumen más de 650 kWh por bimestre (Res. 356/08) e incrementos adicionales para clientes con consumos superiores a 1.000 kWh por bimestre (Res. 628/08).
 - En diciembre de 2009 Edesur presentó al ENRE una propuesta de requerimiento de ingresos en conjunto con los estudios de soporte, según lo establecido por el regulador (Res. 467/08).

CODENSA



CODENSA

Clientes

2,5 millones

Densidad

136 clientes/ km²

Ventas

6,1 TWh

EBITDA

US\$ 239,9MM

Pérdidas

8,6 %

Abastecimiento de Energía

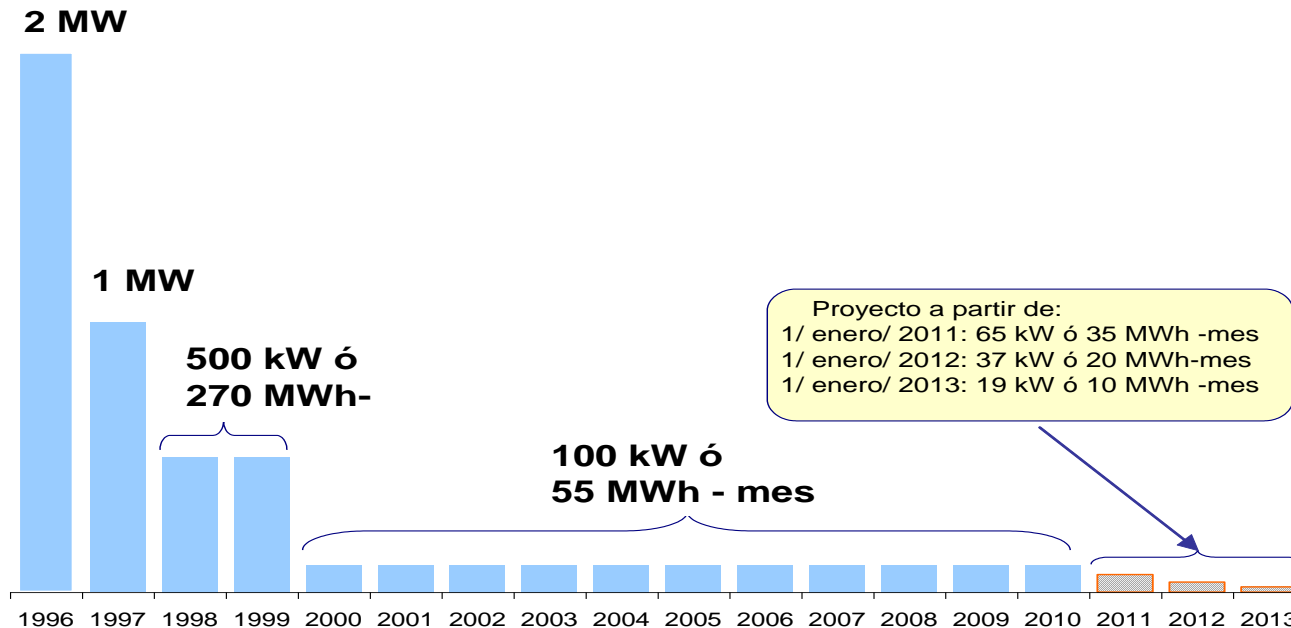
- Durante el 2009 CODENSA realizó 3 convocatorias públicas, para conformar su portafolio de energía 2009-2012. Se contrataron 6,4 TWh.
- Durante el 2010 se ha continuado con la conformación del portafolio 2010-2013. A la fecha se han realizado 3 convocatorias públicas logrando contratar 3.2 TWh.
- La cobertura de CODENSA es adecuada en términos de volumen y precios, en relación al promedio de la industria.

Fijación de cargos de distribución (2009-2013):

- La CREG expidió la Resolución N° 100 de octubre de 2009, fijando los cargos de distribución de CODENSA por los próximos 4 años, hasta octubre 5 de 2013.
- Los nuevos cargos aprobados estuvieron dentro de lo previsto y solicitado por CODENSA.

Disminución del umbral del mercado no regulado:

- La CREG expidió el proyecto de Resolución N° 179 de diciembre de 2009, disminuyendo el actual límite de 100 kW ó 55 MWh-mes.
- No está en firme aún la modificación.



- Margen para crecimiento del consumo per-cápita.
- Marcos regulatorios razonables y estables.
- Mercados en recuperación post-crisis con potencialidad para expansión.
- Calidad de servicio y eficiencia operativa.

perspectivas regulatorias en distribución

GERENCIA DE REGULACIÓN Y GESTIÓN DE ENERGÍA



Información de sustento sobre las licitaciones de suministro en Chile

Características Generales

- Públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes.
- Ofertas de los proponentes: de dominio público (a través de un medio electrónico)

Elementos relevantes

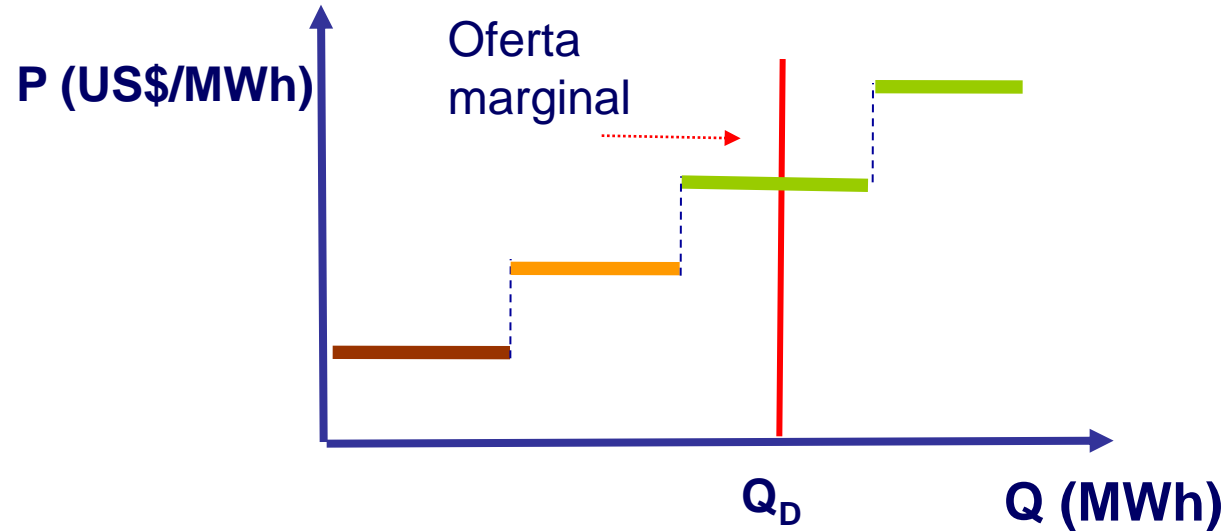
- Bases para licitaciones (individuales o conjuntas). Elaboradas por las concesionarias, previa aprobación de la Comisión.
- Fórmulas de indexación de los precios de energía y potencia. Definidos por la Comisión en bases de licitación (o si éstas lo permiten, por los oferentes).
- Valor máximo de las ofertas en cada licitación. Equivalente al límite superior de la banda definida en el artículo 168º (vigente), incrementado en el 20%.
- Período de suministro. Según especificaciones de las bases. No podrá ser superior a quince años.
- Facturación de Energía. La energía a facturar por el/los suministradores a una distribuidora será igual a la energía efectivamente demandada por ésta en el período de facturación.

Artículo 157º: Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderándolos precios por el volumen de suministro correspondiente

Precio Máximo:

- Si el precio promedio (de energía) de una concesionaria es $> 5\%$ del promedio ponderado calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico:
 - El precio promedio de la concesionaria deberá suprimir el exceso
 - El exceso será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema (a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados)
 - Los precios promedio deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico

Selección de Ofertas



Empresas participantes

PROCESO LICITATORIO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución.
2006/01	CHL 2006/01	Chilectra y EEPA
2006/01	CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luzlinares y LuzParral.
2006/01	EMEL-SIC 2006/01	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/01	SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Coprel, Copelec, Crell, Enelsa, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoepa.
2006/01-2	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal.
2008/01	CGED 2008/01	CGE Distribución
2008/01	CHQ 2008/01	Chilquinta, Edecsa, Emelca, Litoral, LuzLinares y LuzParral.
2008/01	SAE 2008/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Copelec, Crell, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoepa.
2008/01-2	CGED 2008/01-2	CGE Distribución.

Licitaciones: Precios de Nudo de Largo Plazo Base en Puntos de Ofertas

LICITACION	SUMINISTRADOR	BLOQUE	PUNTO OFERTA	PRECIOS BASE	
				ENERGÍA [US/MWh]	POTENCIA [US\$/kW/mes]
CGED 2006/01	COLBÚN	BB1	Alto Jahuel 220	55,500	6,9704
CGED 2006/01	ENDESA	BB1	Alto Jahuel 220	51,366	6,9704
CGED 2006/01	ENDESA	BV1	Alto Jahuel 220	57,910	6,9704
CHL 2006/01	AES GENER	BB1	Polpaico 220	58,101	6,9704
CHL 2006/01	ENDESA	BB1	Polpaico 220	50,725	6,9704
CHL 2006/01	GUACOLDA	BB1	Polpaico 220	55,100	6,9704
CHL 2006/01	AES GENER	BB2	Polpaico 220	57,780	6,9704
CHL 2006/01	ENDESA	BB2	Polpaico 220	51,003	6,9704
CHQ 2006/01	AES GENER	BB1	Quillota 220	57,869	6,9704
CHQ 2006/01	ENDESA	BB1	Quillota 220	51,037	6,9704
CHQ 2006/01	ENDESA	BB2	Quillota 220	50,158	6,9704
EMEL-SIC 2006/01	ENDESA	BB1	Quillota 220	55,561	6,9704
SAE 2006/01	COLBÚN	BB1	Charrua 220	53,000	6,9704
SAE 2006/01	ENDESA	BB1	Charrua 220	47,040	6,9704
SAE 2006/01	COLBÚN	BV1	Charrua 220	54,000	6,9704
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB_Norte	Quillota 220	58,951	6,9704
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB_Sur	Quillota 220	52,489	6,9704
CGED 2008/01	CAMPANARIO	BS1	Alto Jahuel 220	104,190	8,3650
CGED 2008/01	COLBÚN	BS1	Alto Jahuel 220	124,273	8,3650
CGED 2008/01	M. REDONDO	BS1	Alto Jahuel 220	110,500	8,3650
CGED 2008/01	ENDESA	BS2	Alto Jahuel 220	102,000	8,3650
CHQ 2008/01	AES GENER	BS1	Quillota 220	88,411	8,3650
CHQ 2008/01	ENDESA	BS1	Quillota 220	102,300	8,3650
SAE 2008/01	CAMPANARIO	BS1	Polpaico 220	96,072	8,3650
CGED 2008/01-2	D. ALMAGRO	BS1	Alto Jahuel 220	101,749	8,3650
CGED 2008/01-2	ENDESA	BS1	Alto Jahuel 220	100,250	8,3650
CGED 2008/01-2	M. REDONDO	BS1	Alto Jahuel 220	92,800	8,3650
CGED 2008/01-2	PUNTILLA	BS1	Alto Jahuel 220	105,000	8,3650

Precio Máximo:

▪ Oferente propondrá una fórmula elaborada con los siguientes índices y estructura :

1. Precio Paridad Mensual P. Diesel (US/m3).
2. Precio Paridad de Fuel #6 (US/m3).
3. Precio Paridad Mensual Carbón Zona Central.
4. Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub.
5. Precio CIF de importación de Gas Natural.
6. CPI

$$PRECIO_{energía} = PRECIO_{base} \times \left(a_1 \times \frac{Index_1}{Index_1o} + a_2 \times \frac{Index_2}{Index_2o} + \dots + a_N \times \frac{Index_N}{Index_No} \right)$$

$$PRECIO_{potencia} = PRECIO_{base_potencia} \times \frac{CPI}{CPI_o}$$

LICITACION	SUMINISTRADOR	BLOQUE	INDICES				POND. INDICES ENERGIA			VALOR BASE			
			Potencia	Energía			Index_1	Index_2	Index_3	Potencia	Energía		
				Index_1	Index_2	Index_3					Index_1	Index_2	Index_3
CGED 2006/01	COLBUN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI	0,25	0,45	0,30	196,800	526,61	67,92	196,800
CGED 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI	0,15	0,15	0,70	196,800	67,92	8,68	196,800
CGED 2006/01	ENDESA	BV1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI	0,15	0,15	0,70	196,800	67,92	8,68	196,800
CHL 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI		0,44	0,56		198,300	67,75	198,300	
CHL 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI	0,15	0,15	0,70	198,300	67,75	7,54	198,300
CHL 2006/01	GUACOLDA	BB1	CPI	CARBÓN	CPI		0,40	0,60		198,300	67,75	198,300	
CHL 2006/01	AES GENER	BB2	CPI	CARBÓN	CPI		0,44	0,56		198,300	67,75	198,300	
CHL 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI	0,15	0,15	0,70	198,300	67,75	7,54	198,300
CHQ 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI		0,44	0,56		196,800	67,92	196,800	
CHQ 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI	0,15	0,15	0,70	196,800	67,92	8,68	196,800
CHQ 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI	0,15	0,15	0,70	196,800	67,92	8,68	196,800
EMEL-SIC 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI	0,15	0,15	0,70	196,800	67,92	8,68	196,800
SAE 2006/01	COLBUN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI	0,25	0,45	0,30	196,800	526,61	67,92	196,800
SAE 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI	0,15	0,15	0,70	196,800	67,92	8,68	196,800
SAE 2006/01	COLBUN	BV1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI	0,25	0,45	0,30	196,800	526,61	67,92	196,800
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB_Norte	CPI	CARBÓN			1,00			196,800	67,92		
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB_Sur	CPI	CARBÓN			1,00			196,800	67,92		
CGED 2008/01	CAMPANARIO	BS1	CPI_9m	CSCP-aj			1,00			216,655	88,222		
CGED 2008/01	COLBUN	BS1	CPI_9m	CSCP-aj			1,00			216,655	88,222		
CGED 2008/01	M. REDONDO	BS1	CPI_9m	CSCP-aj			1,00			216,655	88,222		
CGED 2008/01	ENDESA	BS2	CPI_9m	CSCP-aj			1,00			216,655	88,222		
CHQ 2008/01	AES GENER	BS1	CPI_9m	CSCP-q			1,00			216,655	88,222		
CHQ 2008/01	ENDESA	BS1	CPI_9m	CSCP-q			1,00			216,655	88,222		
SAE 2008/01	CAMPANARIO	BS1	CPI_9m	CSCP-p			1,00			216,655	88,222		
CGED 2008/01-2	D. ALMAGRO	BS1	CPI_9m	CSCP-aj			1,00			216,655	88,222		
CGED 2008/01-2	ENDESA	BS1	CPI_9m	CSCP-aj			1,00			216,655	88,222		
CGED 2008/01-2	M. REDONDO	BS1	CPI_9m	CSCP-aj			1,00			216,655	88,222		
CGED 2008/01-2	PUNTILLA	BS1	CPI_9m	CSCP-aj			1,00			216,655	88,222		

Cod Dx	Distribuidora	Sistema	PNPP		PNEP		AR*	
			US\$/kW/mes	\$/kWh/mes	US\$/MWh	\$/kWh	US\$/MWh	\$/kWh
3	ELECDA	SIC	8,0332	4.202,65	89,237	46,685	14,143	7,399
4	EMELAT	SIC	7,9982	4.184,34	89,900	47,032	14,143	7,399
6	CHILQUINTA	SIC	8,2717	4.327,42	114,816	60,067	-12,342	-6,457
7	CONAFE (*)	SIC	9,2612	4.845,09	88,401	46,248	14,143	7,399
8	EMELCA	SIC	8,3428	4.364,62	140,900	73,713	-39,593	-20,713
9	LITORAL	SIC	8,3024	4.343,48	114,277	59,785	-11,421	-5,975
10	CHILECTRA	SIC	9,1219	4.772,21	81,451	42,612	14,143	7,399
12	EEC	SIC	9,3384	4.885,48	81,102	42,429	14,143	7,399
13	TIL-TIL	SIC	8,5637	4.480,19	73,597	38,503	14,143	7,399
14	EEPA	SIC	7,6407	3.997,31	63,725	33,338	14,143	7,399
15	LUZ ANDES	SIC	9,0345	4.726,49	84,057	43,975	14,143	7,399
17	EMELECTRIC	SIC	7,8800	4.122,50	79,306	41,490	14,143	7,399
18	CGE Distribución	SIC	7,9890	4.179,53	124,343	65,051	-30,120	-15,758
21	COPELAN	SIC	7,7271	4.042,51	69,885	36,551	14,143	7,399
22	FRONTEL	SIC	8,1142	4.245,02	88,012	46,044	2,335	1,222
23	SAESA	SIC	8,8122	4.610,19	76,415	39,977	14,143	7,399
26	CODINER	SIC	8,8073	4.607,63	75,053	39,265	14,143	7,399
28	EDECSA	SIC	8,1416	4.259,36	116,254	60,819	-14,947	-7,820
29	CEC	SIC	7,9529	4.160,64	76,049	39,786	12,920	6,759
30	EMETAL	SIC	7,5492	3.949,44	78,402	41,017	10,395	5,438
31	LUZLINARES	SIC	8,3221	4.353,79	120,038	62,799	-31,487	-16,473
32	LUZPARRAL	SIC	8,3374	4.361,79	126,619	66,242	-37,004	-19,359
33	COPELEC	SIC	7,6807	4.018,24	60,772	31,793	14,143	7,399
34	COELCHA	SIC	7,7981	4.079,65	79,512	41,597	10,103	5,285
35	SOCOEPA	SIC	8,8067	4.607,31	71,492	37,402	14,143	7,399
36	COOPREL	SIC	8,6825	4.542,34	97,497	51,007	-5,831	-3,051
39	LUZ OSORNO	SIC	8,7280	4.566,14	95,081	49,743	-3,415	-1,787
40	CRELL	SIC	8,7957	4.601,56	78,714	41,180	13,588	7,109
42	ENELSA	SIC	8,2398	4.310,73	68,600	35,889	14,143	7,399

Volver a Abastecimiento Chilectra