

Economía Industrial: Sector eléctrico

Ronald Fischer
CEA-DII
Universidad de Chile

Mayo 2006



Introducción

- Chile fue el primer país que reformó y desreguló el sector eléctrico (1982).
- Separación de las actividades (G / T / D).
- Privatización de Empresas.
- No se evitó la concentración.
- En general los cambios han sido positivos para el sector.

Principios básicos

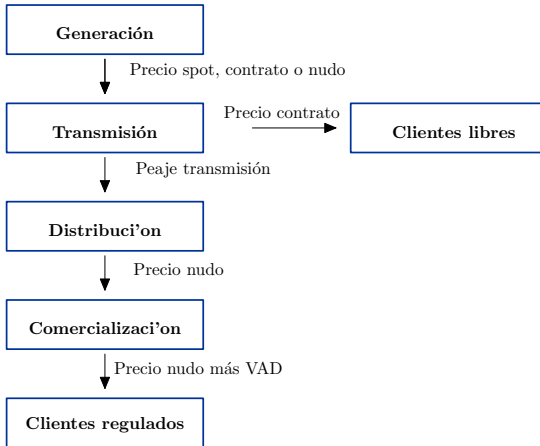
- 1 Acceso No Discriminatorio a Sistema de Transporte.
- 2 Obligación de Interconexión.
- 3 Despacho según orden de mérito.
- 4 Competencia “donde se pueda”.
- 5 El despacho tiene como objetivos seguridad y mínimo costo.
- 6 Despacho independiente de contratos y retiros.

Composición del sector

El sector eléctrico está compuesto por:

- 1 Generación (competitivo)
- 2 Transmisión (regulado)
- 3 Distribución (regulado)
- 4 Comercialización (competitivo, hoy regulado)
- 5 Sistema regulatorio.
- 6 Clientes: Grandes (libres y distribuidoras), regulados.

Sistema eléctrico



Generación

Condición básica: **Oferta=Demanda** en todo instante.

Tipos:

- Hidroelectricidad: embalse y de pasada.
- Térmica: gas (ciclo simple y combinado), carbón, diesel.
- No convencional (eólica, geotérmica, solar, etc).
- Nuclear.

Despacho coordinado por CDEC.

Composición del parque generador

Centrales del SIC y sus Características Principales

Termoeléctricas						
Nombre Central	Propietario	Año puesta en servicio	Tipo de Turbina	Nº Unidades	Potencia Instalada KW	Potencia Máxima KW
Arauco	Arauco Generación S.A.	1996	vapor-licor negro	1	33.000	33.000
Valdivia	Arauco Generación S.A.	2004	vapor-licor negro	1	61.000	61.000
Licanten	Arauco Generación S.A.	2004	vapor-licor negro	1	5.500	5.500
Horcones TG	Arauco Generación S.A.	2004	gas	1	24.300	24.300
Celco	Arauco Generación S.A.	1996	vapor-licor negro	2	20.000	20.000
Cholguán	Arauco Generación S.A.	2003	vapor-licor negro	1	9.000	13.000
Laguna Verde	AES Gener S.A.	1939-49	vapor-carbón	2	54.700	49.000
Renca	AES Gener S.A.	1962	vapor-diesel	2	100.000	97.000
Ventanas	AES Gener S.A.	1964-77	vapor-carbón	2	338.000	340.000
Laguna Verde TG	AES Gener S.A.	2004	gas-diesel	1	18.800	17.000
S. Fco. Mostazal	AES Gener S.A.	2002	Petróleo Diesel grado B	1	25.000	25.700
Huasco Vapor	Endesa	1965	vapor-carbón	2	16.000	16.000
Bocamina	Endesa	1970	vapor-carbón	1	125.000	128.000
Huasco TG	Endesa	1977-79	gas-IFO 180	3	64.230	58.000
D.de Almagro	Endesa	1981	gas-diesel	1	23.750	23.800
Taltal	Endesa	2000	gas	2	240.000	244.900
Guacolda	Guacolda S.A.	1995-96	vapor-carbón	2	304.000	304.000
Laja	E. Verde S.A.	1995	vapor-des.forest.	1	8.700	8.700
Constitución	E. Verde S.A.	1995	vapor-des.forest.	1	8.700	8.700
Nueva Renca	S.E. Santiago S.A.	1997	ciclo-combinado	1	379.000	379.000
Petropower	Petropower S.A.	1998	derivado del petróleo	1	75.000	75.000
Nehuenco	Colbún S.A.	1998	ciclo-combinado	1	370.000	368.400
Nehuenco 9B	Colbún S.A.	2002	gas	1	108.000	108.000
Nehuenco II	Colbún S.A.	2003	gas	1	390.400	390.400
San Isidro	San Isidro S.A.	1998	ciclo-combinado	1	370.000	379.000

Hidroeléctricas									
Nombre Central	Propietario	Año puesta en servicio	Tipo Central	Tipo Turbina	Nº Unidades	Gasto Central m³/seg	Altura de Caída m.	Potencia Instalada KW	Potencia Máxima KW
Alfalfal	AES Gener S.A.	1991	Pasada	Pelton	2	30,0	720,5	160.000	178.000
Maitenes	AES Gener S.A.	1923-89	Pasada	Francis	5	11,3	180,0	30.800	29.000
Queltehues	AES Gener S.A.	1928	Pasada	Pelton	3	28,1	213,0	41.070	49.000
Volcán	AES Gener S.A.	1944	Pasada	Pelton	1	9,1	181,0	13.000	13.000
Colbún	Colbún S.A.	1985	Embalse	Francis	2	280,0	168,0	400.000	474.000
Machicura	Colbún S.A.	1985	Embalse	Kaplán	2	280,0	37,0	90.000	95.000
San Ignacio	Colbún S.A.	1996	Pasada	Kaplán	1	194,0	21,0	37.000	37.000
Rucúe	Colbún S.A.	1998	Pasada	Francis	2	65,0	140,0	170.000	178.400
Los Molles	Endesa	1952	Pasada	Pelton	2	1,9	1.153,0	16.000	18.000
Rapel	Endesa	1968	Embalse	Francis	5	535,1	76,0	350.000	378.000
Sauzal	Endesa	1948	Pasada	Francis	3	73,5	118,0	76.800	76.800
Sauzalito	Endesa	1959	Pasada	Kaplán	1	45,0	25,0	9.500	12.000
Cipreses	Endesa	1955	Embalse	Pelton	3	36,4	370,0	101.400	105.900
Isla	Endesa	1963-64	Pasada	Francis	2	84,0	93,0	68.000	68.000
Ralco	Endesa	2004	Embalse	Francis	2	368,0	181,4	640.000	690.000
Antuco	Endesa	1981	Embalse	Francis	2	190,0	190,0	300.000	320.000
El Toro	Endesa	1973	Embalse	Pelton	4	97,3	545,0	400.000	450.000
Abanico	Endesa	1948-59	Pasada	Francis	6	106,8	147,0	136.000	136.000
Canutillar	Cenelca S.A.	1990	Embalse	Francis	2	75,5	212,0	145.000	172.000
Pangué	Pangué S.A.	1996	Embalse	Francis	2	500,0	99,0	467.000	467.000
Pehuenche	Pehuenche S.A.	1991	Embalse	Francis	2	300,0	206,0	500.000	566.000
Curillinque	Pehuenche S.A.	1993	Pasada	Francis	1	84,0	114,3	85.000	89.000
Loma Alta	Pehuenche S.A.	1997	Pasada	Francis	1	84,0	50,4	38.000	40.000
Mampil	Ibener S.A.	2000	Pasada	Francis	2	46,0	124,3	49.000	49.000
Peuchén	Ibener S.A.	2000	Pasada	Francis	2	36,0	236,0	75.000	77.000
Pilmaiquén	E.E. Puyehue S.A.	1944-59	Pasada	Francis	5	150,0	32,0	39.000	39.000
Pullinque	E.E. Panguipulli S.A.	1962	Pasada	Francis	3	120,0	48,0	48.600	48.000
Aconcagua	Aconcagua S.A.	1993-94	Pasada	Pelton	2	20,2	654,3	72.900	72.900
Florida	S.C. Del Maipo	1909-93	Pasada	Francis	5	30,0	98,0	28.000	28.000
Los Quilos	H.G. Vieja Y M. Valpo.	1943-89	Pasada	Pelton	3	22,0	227,0	39.300	39.300
Chacabucuito	Obras Y Desarrollo S.A.	2002	Pasada	Francis	4	25,0	135,0	25.000	25.000
Capullo	E.E. Capullo	1995	Pasada	Francis	1	8,0	149,5	10.700	12.000
S. Andes	Gen. S. Andes	1909	Pasada	Francis	4	20,0	7,0	1.104	1.104
Carbomet	Carbomet	1944-86	Pasada	Francis	4	24,0	27,0	10.896	10.896
Puntilla	E.E. Puntilla S.A.	1997	Pasada	Francis	1	20,0	92,0	14.700	14.000

Despacho

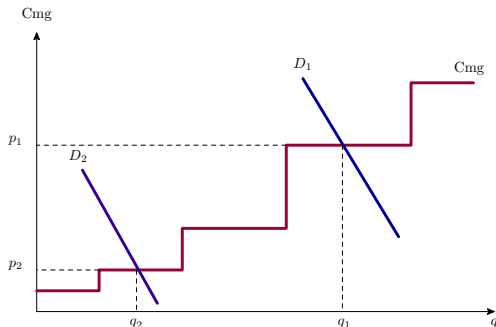
CDEC tiene objetivos de seguridad y mínimo costo.

Modelo optimizante para despachar: costos, estado embalses e hidrología esperada (costo del agua).

Despacho a costo marginal o **precio spot** (centrales con beneficios inframarginales). [▶ Jump to Figura Despacho](#)

Empresas compiten en invertir con generación de bajo costo.

Despacho a costo marginal



◀ Return

Pago por potencia

Dado que se paga la energía a costo marginal, central más cara no paga su costo de capital. La solución consisten en:

Pago de potencia: costo marginal de la capacidad (unidad con menor costo de capital del sistema).

Orden de centrales: menor costo de operación y mayor costo de capital en base (operan casi siempre) a mayor costo de operación y menor costo de capital (solo operan en puntas de demanda).

El pago de potencia se paga solo en relación a **demanda de punta**, así que si hay exceso, se prorratea (conflicto entre generadores).

Representa un 30 % del ingreso de las generadoras.

Otros precios

Costo falla: el costo de reemplazo de la energía de largo plazo: US\$ 300/Mw.

En principio se paga a los clientes regulados cuando baja su consumo debido a racionamiento.

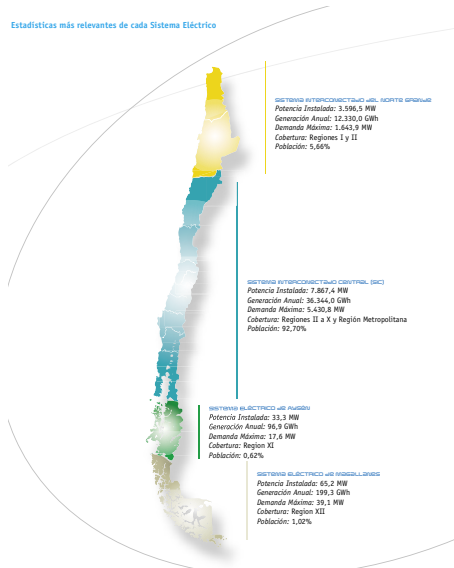
Costo falla intempestiva: (10 veces superior). Compensación por falla súbita.

Precios libres: de los contratos con clientes libres.

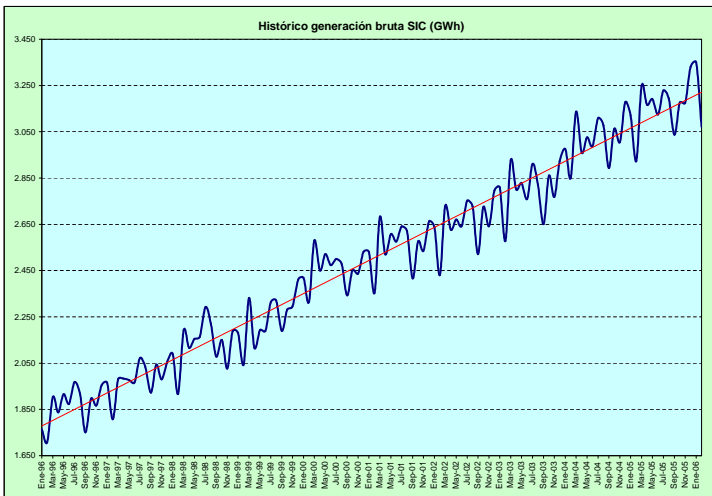
Otros cargos por servicios adicionales: reserva en giro, y fría, control frecuencia y voltaje, etc.

Características de la generación

Estadísticas más relevantes de cada Sistema Eléctrico

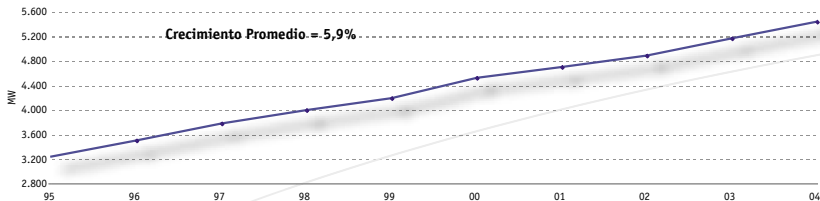


Evolución de la demanda por energía



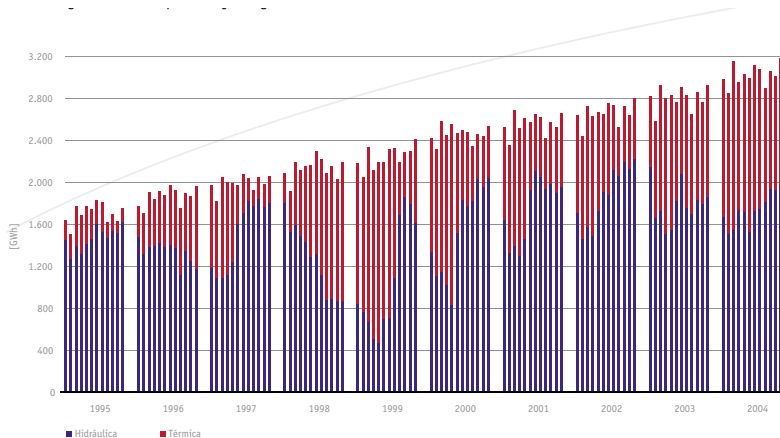
Evolución de la demanda máxima

Demandas máximas anuales

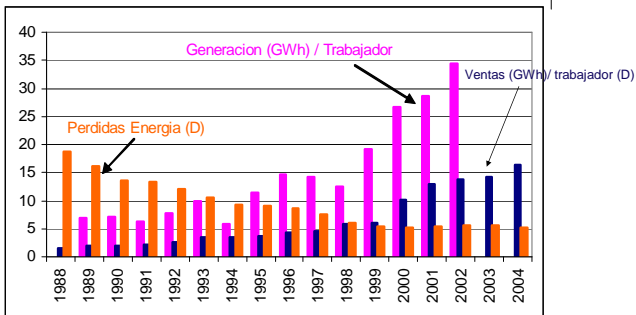


Año	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04
Dia-Mes	26-Abr	18-Abr	11-Abr	28-Abr	21-Dic	26-Abr	26-Abr	21-Mar	24-Abr	27-Abr
MW	3.235	3.497	3.773	3.991	4.186	4.516	4.694	4.878	5.162	5.431

Importancia de la hidroelectricidad

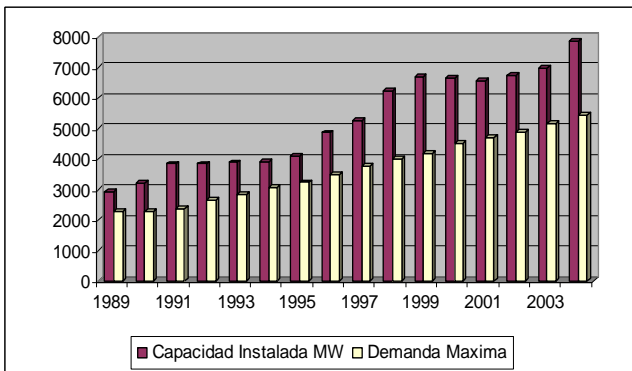


Indicadores de Productividad



Fuente: Fischer y Serra (2005)

Demanda Máxima y Potencia Instalada en el SIC



Tasa de Crecimiento anual	1989-1999	1999-2003	1999-2004
Dda Máxima :	6.3%	5.4 %	5.3 %
Potencia Instalada:	8.6 %	1.1 %	3.3 %

Cuadro estadístico anual de producción de energía y demanda máxima, por sistema.

Sistema	Generación Bruta 2004				Demanda Máxima (MW)
	Térmico (GWh)	Hidráulico (GWh)	Eólico (GWh)	Total (GWh)	
SING	12.264,0	66,0	0,0	12.330,0	1.643,9
SIC	15.456,1	208.879	0,0	36.344,0	5.430,8
AYSÉN	11,1	80,6	5,2	96,9	17,6
MAGALLANES *	199,3	0,0	0,0	199,3	39,1
Total Nacional	27.930,5	21.034,5	5,2	48.970,2	

Cuadro estadístico anual de potencia instalada por sistema, según tipo de combustible, al 31 de diciembre de 2004

Sistema	Potencia Instalada Según Tipo de Combustible						
	Térmico				Hidráulico		Eólico (MW)
	Carbón (MW)	Petróleo (MW)	Gas (MW)	Otros (MW)	Pasada (MW)	Embalse (MW)	
SING	1.205,7	265,7	2.111,7	0,0	13,4	0,0	0,0
SIC	837,7	567,6	1.749,4	17,4	1.301,9	3.393,4	0,0
AYSÉN	0,0	13,7	0,0	0,0	6,6	11,0	2,0
MAGALLANES *	0,0	10,0	55,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Nacional	2.043,4	857,0	3.916,3	17,4	1.321,9	3.404,4	2,0

Sistema	Potencia Instalada Total			Total Sistema (MW)
	Térmico (MW)	Hidráulico (MW)	Eólico (MW)	
SING	3.583,1	13,4	0,0	3.596,5
SIC	3.172,1	4.695,3	0,0	7.867,4
AYSÉN	13,7	17,6	2,0	33,3
MAGALLANES *	65,2	0,0	0,0	65,2
Total Nacional	6.834,1	4.726,3	2,0	11.562,4

Cuadro estadístico anual de ventas y cobertura, por sistema eléctrico, al 31 de diciembre de 2004

Sistema	Ventas a Clientes		Total Ventas	Cobertura Poblacional	
	Regulados (GWh)	Industriales (GWh)	(GWh)	Población	%
SING	1.076,1	10.164,2	11.240,3	902.423	5,66%
SIC	23.514,6	11.087,8	34.602,4	14.790.632	92,70%
AYSÉN	81,5	0,0	81,5	100.370	0,62%
MAGALLANES *	146,9	32,9	179,8	162.206	1,02%
Total Nacional	24.819,1	21.284,9	46.104,0	15.955.631	100,00%

Importancia de los contratos

Las generadoras tienen contratos directos y de largo plazo con sus grandes clientes.

Pero el despacho no es voluntario sino ordenado por el CDEC.

Las generadoras intercambian energía entre ellas al precio spot.

Dependiendo de los contratos y del precio de la energía, la generadora pueden ganar o perder.

Con precio spot bajo, es bueno ser deficitaria.

Con precio alto, es bueno ser superavitario: intereses encontrados de empresas térmicas e hídricas.

Concentración en Generación, julio 2005

Grupo	Sing	Sic
Endesa	965 (27 %)	4172 (51 %)
Gener	920 (26 %)	1482 (18 %)
Colbún/Suez	1711 (48 %)	1925 (23 %)
Otros	—	647 (8 %)

Transmisión

Sector regulado por ser monopolio natural: economías de escala.

Precio de Nudo difiere entre dos puntos (nodos de transmisión) debido a las pérdidas marginales de transmisión \Rightarrow Ingreso tarifario = $F_1 \cdot PN_1 - F_2 \cdot PN_2$.

Ese es el valor marginal de la transmisión, pero no alcanza para financiar la transmisión por economías de escala.

Ingreso tarifario + peaje transmisión = COYM + anualidad inversiones.¹

¹Costo de operación y mantenimiento, la anualidad es 10 % del valor.

Los proyectos nuevos proyectos pueden ser licitados a nuevos entrantes al sector.

Ingreso tarifario (IT) da señales de localización de actividades y de la generación, pero es pequeño.

Si el peaje de transmisión no está bien asignado puede distorsionar localización y aumentar los costos del sistema de transmisión.

Bajo nueva ley, se asigna a clientes y generadores.



Este estudio se realizó en el VII censo del año 2003 de la Dirección Nacional de Informes y Estudios del Estado. La selección y el muestreo se realizó en base a una muestra aleatoria simple de las viviendas de Chile con población de 15 años y más. El muestreo se realizó en Chile en el mes de mayo del 2003.

Distribución

Economías de escala y densidad \Rightarrow monopolio natural regulado.

Regulación por **empresa modelo**.

Se calcula valor de instalaciones necesarias: **VNR**.

Costos de operación y mantenimiento más retorno 10 % al VNR: **VAD**.

Si hay discrepancia, se toma promedio ponderado estudios de empresa y de regulador).

Grandes diferencias regulador-regulado, grandes beneficios.

Se realiza chequeo de rentabilidad (8-14 %).

Rentabilidad de las empresas eléctricas (utilidad/patrimonio)

Año	Endesa	Gener	Chilectra	CGE	Chilquinta	Saesa
1987	5,2	3,1	10,1	18,5	8,8	17,6
1988	13,7	7,8	7,4	19,7	12,4	19,9
1989	7,7	8,4	21,3	17,8	19,5	25,9
1990	6,4	9,4	22,9	17,5	19,5	25,2
1991	10,4	7,4	19,4	16,5	21,7	26,6
1992	13,5	7,3	17,3	16,7	42,3	24,9
1993	11	8,6	14,5	18,3	15,7	27,1
1994	15,7	8,4	17,9	17,1	7,9	22,5
1995	14,5	11,6	27,6	21,1	9,5	24,8
1996	12,7	9,5	32,1	22	15,9b	26,3
1997	9,9	10,3	31,8	20	37,9 b	22,2
1998	3,6	5,9	31,6	20,2	27,8 b	18,6
1999	-13,5	0,8	20,6	16,9	-14,0 b	16,4
2000	9,1	0,3	16	15,3	18,7 b,c	29,2
2001	5,3	-0,7	16	15,1	4,0 b,c	18,2

Fuente: Fischer y Serra 2005.

Rentabilidad de las empresas eléctricas: Res. op./activos fijos

Año	Endesa	Gener	Chilectra	CGE	Chilquinta	Saesa
1987	6,7	4,7	10,8	14,3	8,7	16,3
1988	9,1	7,6	6,9	16,6	12,5	21,1
1989	6,5	5,9	18,4	14,2	20,3	22,3
1990	5,7	7,1	16,4	14,6	19,1	19,9
1991	7,8	6,9	19,6	14,9	22,7	21,4
1992	8,8	7,7	23,2	15,4	28,2	22,6
1993	10,2	8,7	23,9	16,6	26,8	23,1
1994	11,1	9,8	30,4	17,9	29,8	23,3
1995	12,9	10,1	30,1	20,4	27,3	24,3
1996	9	9,4	36,6	17,1	23,7 b	26,7
1997	6,7	9,2	37,2	17,7	26,9 b	26,7
1998	4,9	3,4	38,3	17,2	24,8 b	24,6
1999	-7,2	3,4	28,3	15,1	18,3 b	20,7
2000	2,5	-1,1	29,7	19,9	12,1 b	19,8
2001	5,8	-0,4	30	29,4	13,0 b	23,5

Fuente: Fischer y Serra 2005.

Comercialización

Actividad que podría ser competitiva, actualmente regulada.

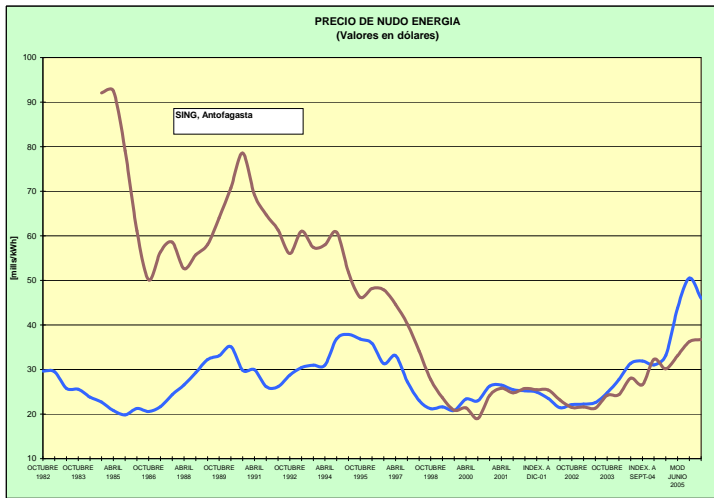
Precio de nudo: estimación del precio spot por próximos seis meses. No puede desviarse demasiado de precios libres.

Precio monómico: combinación de precio de nudo y de potencia para clientes residenciales.

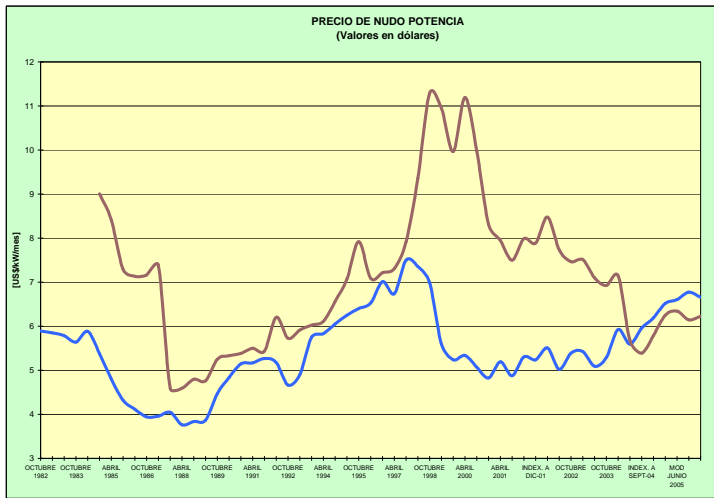
Precio regulado es **pass-through**: se agrega al VAD.

Poca variedad de planes.

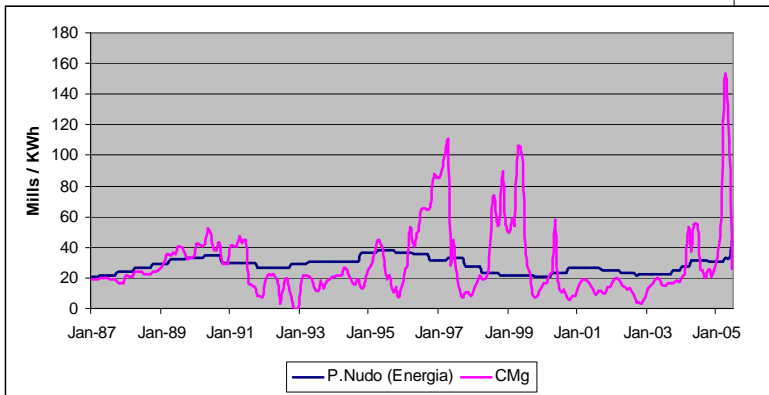
Valor del precio de nudo de la energía



Valor del precio de nudo de la potencia



Precio spot versus precio nudo de la energía



Sistema regulatorio

CNE: elabora y coordinar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, vela por su cumplimiento y asesora al Gobierno.

SEC: Verifica fiscaliza el cumplimiento de las normas legales y técnicas. Aplica multas u otras sanciones.

Panel de expertos: se pronuncia, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre las discrepancias y conflictos que se susciten entre regulador y regulado o entre empresas reguladas.